

ESTIMAÇÃO DE ESTADO VIA MÉTODO DE PONTOS INTERIORES COM
AJUSTE DAS RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE

Carlos Alberto Nunes dos Santos Filho

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DA COORDENAÇÃO DOS
PROGRAMAS DE PÓS-GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DA UNIVERSIDADE
FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM
ENGENHARIA ELÉTRICA.

Aprovada por:

Prof. Alexandre Pinto Alves da Silva, Ph.D.

Prof. Antônio José Alves Simões Costa, Ph.D.

Prof. Djalma Mosqueira Falcão, Ph.D.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

FEVEREIRO DE 2006

SANTOS FILHO, CARLOS ALBERTO
NUNES DOS

Estimação de Estado via Método de
Pontos Interiores com Ajuste das
Restrições de Desigualdade [Rio de
Janeiro] 2006

XI, 187 p. 29,7 cm (COPPE/UFRJ,
M. Sc., Engenharia Elétrica, 2006)

Dissertação - Universidade Federal
do Rio de Janeiro, COPPE

1. Estimação de Estado
2. Operação em Tempo Real
3. Método de Pontos Interiores
4. Tratamento de Erros Paramétricos

I. COPPE/UFRJ II. Título (série)

À minha mãe Lenita Camilo
À minha noiva Marcela Neves

Agradecimentos

Agradeço a todas as pessoas que me ajudaram a concretizar este sonho.

Ao meu orientador, Alexandre Pinto Alves da Silva, pelo apoio e dedicação oferecidos na elaboração desta dissertação. Agradeço a ele também os ensinamentos e conselhos dados durante todo o mestrado.

A Luiz Antônio Cordeiro Pereira pela orientação e enorme colaboração para realização desse trabalho.

Ao CEPEL, em especial à equipe do LASC, que acreditou nesse trabalho e onde aprendi muito durante os quase quatro anos que lá passei.

À minha família, em especial à minha mãe, Lenita Camilo dos Santos, por acreditar em mim e estar sempre do meu lado. Muito obrigado por tudo mãe.

À minha noiva, Marcela Neves de Medeiros, pelo apoio irrestrito e companheirismo. Amo-te.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M. Sc.)

ESTIMAÇÃO DE ESTADO VIA MÉTODO DE PONTOS INTERIORES COM AJUSTE DAS RESTRIÇÕES DE DESIGUALDADE

Carlos Alberto Nunes dos Santos Filho

Fevereiro/2006

Orientador: Alexandre Pinto Alves da Silva

Programa: Engenharia Elétrica

Esta dissertação tem como objetivo incorporar restrições de desigualdade de tap de transformadores à estimação de estado de sistemas elétricos de potência. Dentro de um ambiente de Supervisão e Controle em tempo real, a estimação de estado constitui o núcleo das funções de análise de segurança, pois fornece os estados do sistema às demais ferramentas de análise de redes.

Dois desenvolvimentos são apresentados neste trabalho com o objetivo de robustecer o processo de estimação. No primeiro, a adição das restrições de desigualdade é feita pelo método de pontos interiores baseado em barreiras logarítmicas. No segundo, é apresentada uma metodologia para tratamento de erros paramétricos através da técnica de análise de sensibilidade residual. A proposta é ajustar os limites das desigualdades a cada iteração do processo de estimação conferindo consistência ao parâmetro estimado.

Os resultados obtidos para redes elétricas equivalentes do sistema elétrico brasileiro mostram a eficácia das metodologias propostas.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M. Sc.)

STATE ESTIMATION BY INTERIOR POINT METHOD WITH ADJUSTMENT OF
INEQUALITY CONSTRAINTS

Carlos Alberto Nunes dos Santos Filho

February/2006

Advisor: Alexandre Pinto Alves da Silva

Department: Electrical Engineering

This dissertation aims at adding inequality constraints of transformer tap position to state estimation in power systems. Inside of a real time supervisory and control environment, the state estimation is the core of security analysis functions because it provides the system's states to the others network analysis tools.

Two developments are present in this work with the aim of strengthening the estimation process. In the first, the addition of inequality constraints is solved by an interior point method based on logarithmic barrier. In the second, a method of treatment of parameter errors based on residual sensitivity analysis is presented. The propose is to adjust the limits of inequality constraints in each step of state estimation process inferring accuracy to the estimate parameter.

The results obtained with two equivalents of Brazilian network system show the efficiency of the proposed methods.

Sumário

1	Introdução	1
2	Estimação de estado em sistemas elétricos de potência	4
2.1	Introdução	4
2.2	Conceitos	4
2.2.1	Histórico de estimação de estado em sistemas elétricos.....	5
2.2.2	Definição de estimação de estado.....	5
2.3	Supervisão e Controle em tempo real.....	5
2.4	Sistema de Medição.....	9
2.5	Estruturas de Estimadores de Estado em sistemas elétricos.....	11
2.5.1	Estimação de estado convencional	11
2.5.2	Estimação de estado generalizada	11
2.6	Funções do Estimador de Estado.....	12
2.7	Métodos de estimação de estado	12
2.7.1	Formulações WLS para a estimação de estado	13
2.7.2	Estimadores de estado robustos.....	21
2.8	Análise da observabilidade.....	22
2.8.1	Algoritmos para análise da observabilidade.....	23
2.8.2	Termos importantes na análise da observabilidade.....	23
2.9	Tratamento de erros grosseiros.....	25
2.9.1	Detecção e identificação de erros grosseiros.....	25
2.9.2	Etapa de tratamento das medidas com erros grosseiros	29
3	Estimadores de estados com restrições de igualdade e desigualdade	30
3.1	Introdução	30
3.2	Estimação de estado em sistemas de potência.....	30
3.3	Estimadores de estado com restrições de igualdade.....	35
3.4	Estimadores de estado com restrições de desigualdade.....	39
3.4.1	Método de pontos interiores	39
3.4.2	Adição de restrições de desigualdade ao processo de estimação	40
3.5	Considerações parciais	48
4	Tratamento de erros paramétricos em sistemas elétricos de potência	50
4.1	Introdução.....	50

4.2	Influência de erros paramétricos no processo de estimação de estados	51
4.3	Métodos de estimação de parâmetros	54
4.3.1	Estimação paramétrica por análise de sensibilidade residual	54
4.3.2	Estimação paramétrica baseada no aumento do vetor de estados	56
4.4	Comparação entre as metodologias de tratamento de erros paramétricos	58
4.5	Proposta de tratamento do parâmetro <i>tap</i>	60
4.5.1	Estimação de <i>tap</i> de transformador	61
4.5.2	Restrições operacionais por análise de sensibilidade residual	61
4.6	Considerações parciais	65
5	Testes e resultados	66
5.1	Introdução	66
5.2	Características de implementação e validação	66
5.3	Características do sistema teste do SAGE	67
5.4	Validação do método de pontos interiores	69
5.4.1	Critérios de convergência	69
5.4.2	Conjunto de <i>tapes</i> a estimar	70
5.4.3	Metodologia para validação	70
5.4.4	Simulações	72
5.5	Sistema brasileiro	99
5.5.1	Características do sistema brasileiro	99
5.5.2	Metodologia de validação	99
5.5.3	Simulações	101
5.6	Conclusões parciais	110
6	Conclusões	111
6.1	Principais conclusões	111
6.2	Sugestões de pesquisas futuras	113
	Referências Bibliográficas	114
	Apêndice A	122
	Apêndice B	127
	Apêndice C	151
	Apêndice D	159
	Apêndice E	166

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Configuração do sistema SCADA/EMS.....	6
Figura 2.2 - Diagrama funcional da análise de segurança em tempo real.....	8
Figura 2.3 - Distribuição chi-quadrada.....	27
Figura 5.1 - Unifilar do sistema elétrico do SAGE	68
Figura 5.2-Simulação 1: Evolução dos tapes	72
Figura 5.3 - Simulação 1: Valores dos critérios de convergência	73
Figura 5.4 - Simulação 1: Passos nos espaços primal e dual.....	74
Figura 5.5 - Simulação 2: Evolução dos tapes	75
Figura 5.6 - Simulação 2: Valores dos critérios de convergência	76
Figura 5.7 - Simulação 2: Passos nos espaços primal e dual.....	77
Figura 5.8 - Simulação 3: Evolução dos tapes	78
Figura 5.9 - Valores dos critérios de convergência	79
Figura 5.10 - Simulação 3: Passos nos espaços primal e dual.....	80
Figura 5.11 - Simulação 4: Evolução dos tapes	81
Figura 5.12 - Simulação 4: Valores dos critérios de convergência	82
Figura 5.13 - Simulação 4: Passos nos espaços primal e dual.....	83
Figura 5.14 - Simulação 5: Evolução dos tapes	84
Figura 5.15 - Simulação 5: Valores dos critérios de convergência	85
Figura 5.16 - Simulação 5: Passos nos espaços primal e dual.....	86
Figura 5.17 - Simulação 5 com ajuste: Evolução dos tapes	87
Figura 5.18 - Simulação 5 com ajuste: Valores para os critérios de convergência.....	88
Figura 5.19 - Simulação 5 com ajuste: Passos nos espaços primal e dual	89
Figura 5.20 - Simulação 6: Evolução dos tapes	90
Figura 5.21 - Simulação 6: Valores para os critérios de convergência	91
Figura 5.22 - Simulação 6: Passos nos espaços primal e dual.....	92
Figura 5.23 - Simulação 6 com ajuste: Evolução dos tapes	93
Figura 5.24 - Simulação 6 com ajuste: Valores dos critérios de convergência.....	94
Figura 5.25 - Simulação 6 com ajuste: Passos nos espaços primal e dual	95
Figura 5.26 - Simulação 7 com ajuste: Evolução dos tapes	96
Figura 5.27 - Simulação 7 com ajuste: Valores dos critérios de convergência.....	97
Figura 5.28 - Simulação 7 com ajuste: Passos nos espaços primal e dual	98
Figura 5.29 - Caso brasileiro: Evolução dos tapes	102

Figura 5.30 - Caso brasileiro: Valores dos critérios de convergência.....	102
Figura 5.31 - Caso brasileiro: Passos nos espaços primal e dual	103
Figura 5.32 - Sistema brasileiro/ Simulação 2: Tapes	104
Figura 5.33 - Sistema Brasileiro/ Simulação 2: Convergência.....	105
Figura 5.34 - Caso brasileiro/ Simulação 2: Passos	106
Figura 5.35 - Caso brasileiro/ Simulação 3: Tapes.....	107
Figura 5.36 - Caso brasileiro/ Simulação 3: Convergência	108
Figura 5.37 - Caso brasileiro/ Simulação 3: Passos	109
Figura A. 1 - Modelo de ramo	123
Figura B.1 - Representação de uma rede nodal	136
Figura B.2 - Matriz original da rede nodal	137
Figura B.3 - Matriz fatorada da rede nodal	138
Figura B.4 - Caminho de fatoração	139
Figura B.2 - Linhas afetadas pela fatoração	140
Figura B.3 - Rede representa o grafo com seis nós	142
Figura B.4 - Critério Tinney-2 de ordenação	143
Figura B.5 - Caminho de fatoração para o critério Tinney-2	144
Figura B.6 - Rede considerando o esquema MD-ML	144
Figura B.7 - Critério MD-ML de ordenação	145
Figura B.8 - Caminho de fatoração para o critério MD-ML	146
Figura C. 1 - Estrutura da matriz ganho	153
Figura C.2 - Fluxograma do processo iterativo	157
Figura C.3 - Fluxograma do processo de estimação.....	158

Lista de Tabelas

Tabela 2.1- Principais etapas computacionais para as técnicas de estimação de estado	
WLS.....	20
Tabela 2-2 - Funções resíduos das medições	22
Tabela 4.1 - Correções nos limites pela análise de sensibilidade	65
Tabela 5.1 - Conjunto de tapes a estimar.....	70
Tabela 5.2 - Valores arbitrados dos tapes a estimar	71
Tabela 5.3 - Conjunto de tapes a estimar do caso brasileiro	100
Tabela B.1- Linhas refatoradas por esquema de ordenação	147
Tabela B.2- Número de fill-ins por esquema de ordenação	147
Tabela B.3 - Comparação entre métodos de refatoração.....	149

1 Introdução

A partir da última década, os mercados de energia elétrica vêm sofrendo profundas transformações com o surgimento de novos modelos que ampliam a competição no setor. No Brasil passou-se também a se buscar um novo modelo de atuação para esse setor estratégico, que garantisse uma estrutura desregulada e de livre concorrência. Em linhas gerais, as reformas implantadas no mercado de energia elétrica têm como finalidade transferir à iniciativa privada a responsabilidade pelos investimentos no setor, garantindo mecanismos eficientes de regulação do mercado.

A reestruturação do setor elétrico torna fundamental a revisão dos procedimentos para operação de sistemas elétricos, pois tais procedimentos devem não só objetivar o atendimento da demanda de energia, como passam a requerer a inclusão dos contratos de compra e venda de energia na sua solução.

Em sistemas reestruturados é imprescindível a determinação de, basicamente, duas estratégias de operação: a operação econômica, que compreende operar o sistema no seu limite de carregamento, minimizando o custo com a ampliação da rede elétrica; e a operação confiável, onde as margens de segurança devem ser observadas. Para viabilizar tais estratégias é necessária a adoção de ferramentas de análise e monitoração da operação do sistema em tempo real.

As necessidades com a avaliação de segurança do sistema acarretam mudanças nos Centros de Operação do Sistema (COS), exigindo-se desses um incremento constante de eficiência. À medida que aumenta a complexidade de operação da rede elétrica, cresce o número de informações transmitidas ao COS, responsável pela monitoração em tempo real do sistema. Essas informações são relativas a estados de chaves e disjuntores, denominadas de telesinalizações; e grandezas elétricas, como fluxos e injeções de potência, denominadas de telemedidas.

As ferramentas computacionais mais utilizadas para a avaliação da segurança são certamente os programas de Análise de Redes, para os quais é necessária a construção de um modelo de barras e circuitos. A construção da topologia do sistema, em um ambiente de operação em tempo real, é feita pelo Configurador de Redes que utiliza as telesinalizações.

Em uma fase seguinte torna-se essencial à determinação do estado do sistema (módulo e ângulo das tensões das barras) para a execução das ferramentas de Análise de Redes. Essa etapa é realizada pelo Estimador de Estado.

O Estimador de Estado recorre às telemidas, aos parâmetros da rede (impedâncias dos ramos ou posição de tap dos transformadores), e da própria topologia para determinar uma solução completa do estado do sistema, o que garante uma base de dados consistente para o funcionamento das ferramentas de análise. Além disso, através de um nível de redundância das telemidas, o Estimador é capaz de filtrar ruídos inevitáveis, associados ao processo de medição, ou ainda determinar estados de barras não atendidas por um sistema de medição.

Além das medidas obtidas pelos canais de comunicação, existem outras medidas dentro do processo de estimação, que constituem o conjunto de medidas virtuais. Como exemplo disso, têm-se as medidas de injeções nulas de potência em barras de passagem, e as medidas relacionadas, por exemplo, aos limites operativos de geração ativa/reactiva e de *tap* de transformadores.

As medidas exatas são conhecidas a priori, pois são valores predefinidos e incorporados à base de dados do Estimador. Tais medidas podem ser adicionadas ao problema de otimização, do qual se trata a estimação de estado, através de restrições de igualdade e desigualdade.

Considerando o exposto acima, tem-se como objetivo nesse trabalho agregar o tratamento de restrições de desigualdade, mais especificamente de *tap* de transformadores, ao Estimador de Estado implementado no SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia. O SAGE é um sistema SCADA/EMS desenvolvido pelo CEPEL – Centro de Pesquisas Elétricas da Eletrobrás – que é utilizado por diversas concessionárias de energia elétrica do sistema elétrico brasileiro e pelo CNOS – Centro Nacional de Operação do Sistema – controlado pelo ONS.

Empregou-se a técnica de otimização de pontos interiores na solução do problema para integrar as restrições de desigualdade à ferramenta de estimação de estado. Devido à necessidade de implementação de rotinas computacionais eficientes para a solução do problema, essenciais em um ambiente de operação em tempo real, técnicas de ordenação e refatoração de matrizes esparsas foram implementadas.

Ainda com o objetivo de robustecer a ferramenta de estimação de estado, além da adição de restrições de desigualdade, empregou-se uma metodologia para tratamento de erros paramétricos. A abordagem realizada torna-se inovadora pois concilia o

processo de estimação de *tap* de transformadores à análise de sensibilidade residual. Durante o processo iterativo, os limites dos *tapes* estimados são ajustados por essa técnica de tratamento de erros paramétricos, garantindo confiabilidade aos valores dos *tapes* estimados.

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos e cinco apêndices.

O capítulo 2 aborda o tema de estimação de estado em sistemas elétricos de potência, descrevendo de forma sucinta as etapas envolvidas no processo de estimação.

O capítulo 3 introduz a técnica de pontos interiores e em seguida aborda de maneira detalhada a formulação matemática do problema. Serão apresentadas três formulações para o processo de estimação de estado: a primeira sem incorporar qualquer tipo de restrição; a segunda envolvendo apenas restrições de igualdade; e a terceira incorporando restrições de igualdade e desigualdade. De forma complementar, expõe-se uma técnica para refatoração parcial da matriz ganho envolvida no problema de estimação. Para tornar o processo eficiente computacionalmente, é imprescindível a implementação desse procedimento matemático devido ao fato desta matriz não permanecer constante, a cada iteração do algoritmo de estimação, ao se adicionar as restrições de desigualdade.

O capítulo 4 aborda o tema de tratamento de erros paramétricos dentro do processo de estimação de estado. O objetivo nessa etapa é apresentar uma técnica para robustecer o método de pontos interiores através da matriz de sensibilidade residual.

O capítulo 5 valida o novo algoritmo do Estimador de Estado em dois sistemas-teste. O primeiro sistema representa o equivalente elétrico do sistema Sul/Sudeste brasileiro e o outro a rede elétrica básica equivalente do sistema elétrico. O encerramento do trabalho, acompanhado das devidas conclusões, é apresentado no capítulo 6.

Consta do Apêndice A as equações da matriz jacobiana envolvida no problema de estimação de estado de sistemas elétricos. O Apêndice B descreve detalhadamente as metodologias e aspectos de implementação da técnica de refatoração parcial empregada nessa dissertação. O Apêndice C apresenta os aspectos de implementação do estimador de estado utilizado. O apêndice D descreve o ambiente em tempo real no qual o Estimador de Estado utilizado nesse trabalho encontra-se implementado e em operação. No Apêndice E os dados elétricos dos sistemas-teste são apresentados.

2 Estimação de estado em sistemas elétricos de potência

2.1 Introdução

Um centro de controle em tempo real possui a função de supervisionar e operar um sistema elétrico de potência de tal forma a garantir o atendimento da demanda de energia elétrica. Contudo, em contrapartida ao aumento da demanda, têm sido realizados baixos investimentos no setor elétrico. Esse cenário leva a condições críticas de operação que tornam as ferramentas de análise de um sistema elétrico fundamentais na viabilidade de certas situações operativas.

Por sua vez, as ferramentas de análise necessitam que as medições das grandezas elétricas realizadas em todo sistema sejam tratadas de maneira a representar com fidelidade os estados da rede elétrica. A ferramenta de estimação de estado tem essa funcionalidade: processar os dados recebidos pelos centros de controle, levando em consideração redundâncias nas medições, além de filtrar as medidas e identificar aquelas com erros grosseiros. Este capítulo aborda as bases conceituais do processo de estimação de estado em sistemas de potência.

A seção 2.2 apresenta o histórico e a definição de estimação de estado em sistemas elétricos. A seção 2.3 enquadra a ferramenta de estimação dentro do contexto de um centro de operação. A seção 2.4 trata do sistema de medição e sua importância para o processo de estimação. Na seção 2.5 é feita uma clara distinção entre as duas formas de estimação de estado de sistemas elétricos adotadas na atualidade. A seção 2.6 aborda os diferentes processos envolvidos na estimação de estado. A seção 2.7 apresenta as técnicas para o processo de estimação. A seção 2.8 aborda a análise da observabilidade e a seção 2.9 apresenta a funcionalidade de tratamento de erros paramétricos.

2.2 Conceitos

As bases conceituais da estimação de estado partem do emprego dessa técnica em sistemas elétricos de potência bem como da própria definição de estimação de estado.

2.2.1 Histórico de estimação de estado em sistemas elétricos

A estimação de estados em sistemas elétricos de potência foi introduzida por Schweppe e Wildes na década de 60 do século passado [1]. Revisões sobre o desenvolvimento em estimação de estado foram feitas nos anos seguintes [2]-[4]. Em [5] as diferentes metodologias para abordar a questão foram comparadas. Uma revisão bibliográfica detalhada a cerca do problema foi elaborada em [6].

Apesar dos esforços direcionados para esse tipo de aplicação ao longo das últimas décadas, a estrutura básica da estimação de estado em sistemas de potência permaneceu, praticamente, intacta: modelo monofásico da rede, medidas de potência ativa/reactiva e de tensão; e frequência da rede constante. Pode-se ainda referenciar duas publicações recentes com uma descrição detalhada sobre o assunto [7]-[9].

2.2.2 Definição de estimação de estado

A estimação de estado é o processo de determinação da solução completa dos estados do sistema a partir das medições realizadas, dos parâmetros da rede e da topologia do sistema. Este processo é baseado em critérios estatísticos que estimam o valor verdadeiro das variáveis de um sistema.

Em sistemas de potência os estados estimados são, basicamente, as magnitudes e ângulos das tensões. Ocasionalmente, como ocorre na ferramenta de estimação em estudo nessa dissertação, parâmetros da rede elétrica podem ser adicionados como estados do sistema. A exemplo disso tem-se os *tapes* dos transformadores. As medições supracitadas na definição de estimação de estado são, principalmente: fluxos de potência ativa/reactiva, injeções de potência ativa/reactiva e magnitudes de tensão.

2.3 Supervisão e Controle em tempo real

O principal objetivo do COS é manter o sistema em condições normais de operação atendendo as condições de carga que variam durante todo o dia. A existência dos COS se justifica, portanto, por essa habilidade, que é definida em [3] como Análise de Segurança.

A análise de segurança em sistemas de potência é constituída por um conjunto de ações e procedimentos desempenhados pelos COS. O primeiro procedimento a ser realizado é aquisição das medições realizadas no sistema que é responsável pela definição dos estados deste. Essa etapa é desempenhada pelo SCADA – *Supervisory Control And Data Acquisition* – que tem a finalidade de receber os diversos tipos de medições de campo, realizadas pelas RTU – *Remote Terminal Units* – e/ou pelos dispositivos IED – *Intelligent Electronic Devices*. O SCADA faz a *interface* entre as medições e a rede de comunicação interligada aos COS.

Com base nas medições que chegam ao COS, é feita a análise de segurança do sistema através de ferramentas computacionais destinadas a este fim e que formam o sistema EMS – *Energy Management System*. A Figura 2.1 apresenta a configuração do sistema SCADA/EMS.

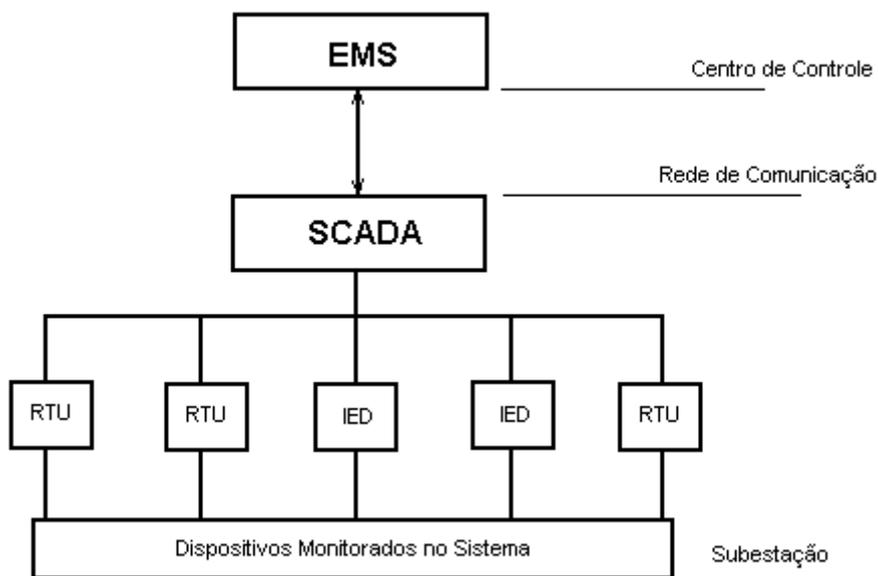


Figura 2.1 - Configuração do sistema SCADA/EMS

O sistema EMS, presente nos centros de operação, está equipado com funções de gerenciamento de energia capazes de auxiliar os operadores na tomada de decisões de operação da rede elétrica, de forma a garantir a operação correta e segura do sistema e o atendimento da carga.

As funções de gerenciamento de energia podem ser classificadas, basicamente, em dois subgrupos: um primeiro grupo responsável pelo tratamento das informações obtidas pelo sistema SCADA; e um segundo grupo que contempla funções de análise de redes, estas capazes de orientar o despachante no controle da operação do sistema frente a eventuais condições anormais que impossibilitem o fornecimento de energia de forma confiável.

O primeiro grupo referenciado acima é composto por duas ferramentas, a saber:

Configurador de Rede

Através da aquisição dos estados de chaves e disjuntores e informações dos parâmetros do sistema, previamente armazenados em uma base de dados, define a topologia da rede elétrica.

Estimador de Estado

Constitui o núcleo das funções de análise de segurança, uma vez que fornece os estados do sistema às demais ferramentas de análise de redes. Suas funcionalidades serão detalhadas na seção seguinte.

O segundo grupo, que contempla as funções de análise de rede, é formado por um grupo ainda maior de ferramentas computacionais. Em [10], são apresentadas as principais funções de análise de rede que compõem o sistema EMS e que serão resumidas abaixo:

Fluxo de Potência Ótimo

Otimiza o ponto de operação do sistema elétrico com base em um critério predefinido, como mínimo corte de carga ou despacho econômico da geração.

Análise de Contingências

Simula uma lista pré-definida de contingências para o sistema. O impacto de cada contingência no sistema é avaliado, de forma a determinar se o estado corrente atende às restrições de segurança.

Controle de emergência

Determina ações corretivas de controle a fim de trazer o sistema a um ponto de operação viável que atenda as restrições da rede elétrica.

Estabilidade de tensão

Avalia a estabilidade de tensão do sistema frente a aumentos sucessivos da carga. Estabelece os limites de máxima transferência de potência e ponto de instabilidade de tensão do sistema.

A Figura 2.2 apresenta um diagrama representativo de um sistema de análise de segurança em tempo real.

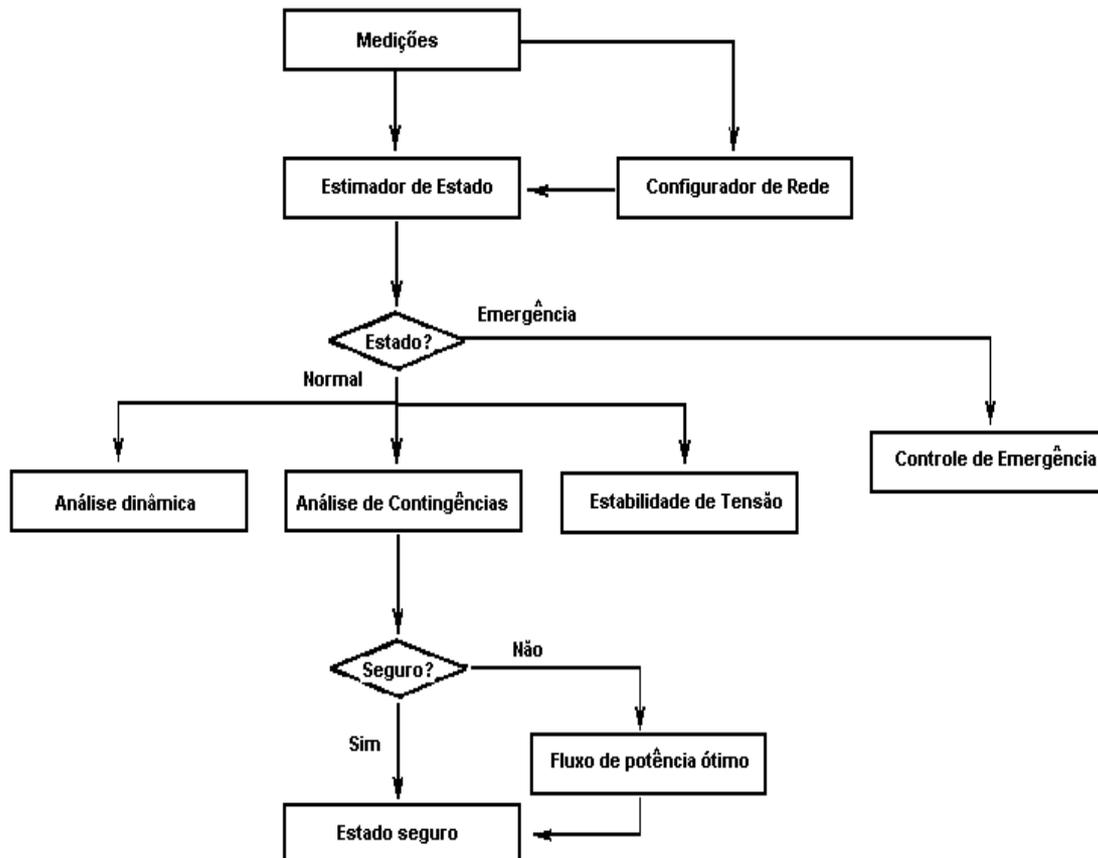


Figura 2.2 - Diagrama funcional da análise de segurança em tempo real

2.4 Sistema de Medição

Apesar do sistema de medição não ser objeto de estudo desse trabalho, cabe salientar sua importância dentro do processo de estimação. Segundo [11], o principal objetivo na determinação de um esquema de medição é satisfazer os seguintes requerimentos:

Requisitos de custo:

O investimento total para montar um esquema de medição – medidores, RTU e sistema de comunicação – deve ser o mínimo possível.

Requisitos de precisão:

As medições obtidas através do sistema de medição devem fornecer dados com precisão para uma estimação correta dos estados do sistema.

Requisitos de confiabilidade:

Deve haver medidores suficientes para permitir que a estimação de estado forneça valores confiáveis mesmo quando houver a perda de alguns medidores.

Requisitos para processamento de erros grosseiros:

O sistema de medição deve permitir ao Estimador detectar dados inválidos devido à presença de erros grosseiros nas medições.

O sistema de medição é realizado antes da efetiva instalação do Estimador de Estado. Este processo verifica se a localização dos medidores atende adequadamente as necessidades de processamento do Estimador de Estado, identificando as regiões com baixa redundância, regiões não observáveis ou com baixa qualidade nos valores medidos [12].

Os valores de desvio padrão dos erros considerados para as medidas analógicas são geralmente definidos por tipo de medida na fase inicial de implantação do Estimador de Estado. Os tipos de medidas usualmente considerados no processo de estimação são os seguintes:

- Fluxos de potência ativa e reativa em linhas de transmissão, ramais, transformadores, capacitores série, geradores e cargas;
- Fluxos de potência reativa em compensadores síncronos, compensadores estáticos, reatores e bancos de capacitores;
- Módulo e ângulo de fase de tensão;
- Tap de transformador;
- Fasores, etc.

A implantação de funções de Análise de Redes em tempo-real tem requisitos relacionados principalmente com a abrangência do sistema de medição. Como requisito, o conjunto de medidas deve apresentar um nível de redundância global aceitável e a sua distribuição pela rede deve ser a mais homogênea possível. Após a implantação do Estimador de Estado, o nível de redundância deve ser avaliado periodicamente à medida que a rede elétrica evolui.

Outra questão importante diz respeito à disponibilidade e a qualidade do sistema de medição. As causas mais frequentes de indisponibilidade total ou parcial desse sistema são problemas nos canais de comunicação e nas RTU. Os problemas nos canais podem ser causados por linhas de comunicação de má qualidade, ou sobrecarregadas, e defeitos nos *modems*. No caso das remotas, os problemas são normalmente causados por obsolescência do equipamento.

Com relação à qualidade do sistema de medição pode-se dizer que as principais causas de problemas nessa área são:

- ajuste inadequado dos transdutores;
- sobrecarga dos TC's (transformadores de corrente) e TP's (transformadores de potencial);
- utilização de TP's e TC's com classe de precisão inadequada.

Na literatura encontram-se alguns avanços obtidos nessa área, abordando o assunto através de diferentes metodologias [13]-[14]. A utilização de algoritmos genéticos no planejamento de sistemas de medição é apresentada em [15]-[17].

2.5 Estruturas de Estimadores de Estado em sistemas elétricos

A estimação de estado é um método que se destina a fornecer uma solução completa do fluxo de potência, para o sistema elétrico, em tempo real, garantindo condições para a execução de outras ferramentas de análise de rede (fluxo de potência convencional, análise de contingências, controle de emergência, estabilidade de tensão, entre outras). Em linhas gerais, a ferramenta de estimação detém a responsabilidade de construir o modelo da rede em tempo real para as demais aplicações.

O modelo da rede elétrica é constituído pela combinação de medidas realizadas no sistema em tempo real e dados estáticos da rede. Essas medidas adquiridas compreendem medidas analógicas, como valores de fluxo e injeção de potência, assim como estados correntes de chaves e disjuntores. Neste ponto, pode-se fazer uma distinção entre duas formas de estimação de estado.

2.5.1 Estimação de estado convencional

Nesse processo de estimação, o modelo da rede em tempo real é decomposto em duas etapas: o processamento dos dados lógicos (estado aberto/fechado de chaves e disjuntores); e o processamento dos dados analógicos.

A topologia da rede é obtida pelo Configurador de Rede, que processa os dados lógicos. Por sua vez, o processamento dos dados analógicos é realizado pela ferramenta Estimador de Estado. Esse é o procedimento adotado na estimação de estado realizada no ambiente em tempo real sob estudo nessa dissertação.

2.5.2 Estimação de estado generalizada

Esse processo de estimação não faz uma clara distinção entre o processamento de dados lógicos e analógicos, desde que o processamento da topologia da rede incluído na estimação de estado seja local, no nível da subestação. Nessa forma de estimação, não apenas estados, mas também partes da topologia da rede, ou ainda parâmetros da mesma, são estimados [18].

2.6 Funções do Estimador de Estado

O Estimador de Estado engloba várias funções para fornecer uma base de dados, em tempo real, confiável para as ferramentas de análise de redes. Dentre as funções típicas de um Estimador, pode-se apontar:

Processo de estimação de estado

Determina, através de um processo de otimização, os estados de um sistema – módulo e ângulo das tensões das barras da rede elétrica. Por ser o procedimento básico do Estimador, essa função é confundida com a própria ferramenta de estimação.

Análise de observabilidade

Determina se a solução da estimação de estado para todo o sistema pode ser obtida de acordo com a disponibilidade do sistema de medição.

Tratamento de erros grosseiros

Detecta a existência de erros grosseiros que possam existir nas medidas. Identifica e elimina tais medidas com o objetivo de não prejudicar a etapa de estimação, mantendo a observabilidade do sistema.

Cada uma dessas funções será analisada a seguir com um nível maior de aprofundamento.

2.7 Métodos de estimação de estado

As metodologias utilizadas no processo de estimação em sistemas elétricos de potência são, principalmente, a por mínimos quadrados ponderados, na qual o objetivo é minimizar uma função objetivo formada pela diferença entre valor medido e valor estimado, e a por máxima verossimilhança, a qual baseia-se na minimização de uma função dos resíduos de medição.

2.7.1 Formulações WLS para a estimação de estado

O método de estimação de estado mais difundido é o dos mínimos quadrados ponderados. Esses estimadores são conhecidos também como WLS – *weighted least squares*.

Em 1801, o matemático alemão Karl Friedrich Gauss, desenvolveu, porém não publicou, o método dos mínimos quadrados. A idéia básica desse trabalho era ajustar as variáveis de estado de um problema através da minimização da soma dos quadrados dos resíduos. Com seu trabalho, Gauss conseguiu estimar a órbita de um asteróide. O método dos mínimos quadrados alcançou aplicações nas mais diferentes áreas da ciência, tornando-se uma ferramenta valiosa para técnicas estatísticas de estimação.

O método dos mínimos quadrados ponderados no problema de estimação de estado é formulado com base em certas suposições sobre os erros de medição. A priori todas as medidas são consideradas erradas, ou seja, o valor fornecido pelo sistema de medição é próximo ao valor verdadeiro da medida, mas difere deste por um erro desconhecido, conforme é explicitado pela equação 2.1.

$$Z_{\text{medido}} = Z_{\text{verdadeiro}} + W \quad (2.1)$$

Esses erros são considerados como variáveis aleatórias independentes, assumindo-se que estão distribuídos de acordo com uma distribuição gaussiana de média zero e variância conhecida. Contudo, erros grosseiros podem ocorrer devido a problemas de telemetria ou falha de equipamento. Por esse motivo, os estimadores WLS realizam uma etapa de pós-estimação com o propósito de identificar e eliminar tais erros. Essa etapa, denominada tratamento de erros grosseiros será examinada em uma seção seguinte.

O objetivo do problema de estimação, pelo método dos mínimos quadrados ponderados, é minimizar a soma dos quadrados da diferença entre o valor estimado e o valor medido, ponderando pelo inverso variância do erro da medida. Esta é a formulação convencional por mínimos quadrados. Toda formulação matemática será detalhada no capítulo seguinte quando for apresentado o desenvolvimento do trabalho.

A solução do problema de estimação de estado pelo método da equação normal torna-se deficiente em grandes sistemas de potência [19]. O principal problema dessa solução é a instabilidade numérica. Uma vez que a solução do problema de estimação

de estado é iterativa, o mal-condicionamento do sistema acarreta em uma convergência lenta, ou pior, a não-convergência.

Análises feitas sobre o método da equação normal demonstram que os principais fatores para o mal-condicionamento do método são:

- disparidade nos fatores de ponderação (desvio padrão) entre as diversas medidas [20];
- número elevado de medidas de injeção [21];
- conexões entre linhas curtas e longas [22].

Na literatura, encontram-se diversos métodos desenvolvidos para solucionar esse problema de instabilidade numérica. As principais metodologias são:

- equações normais com restrições de igualdade [20];
- método de Peter e Wilkinson [21];
- método híbrido [22];
- transformação ortogonal [23-25];
- método da matriz aumentada de Hatchel [26];

Em [27] é feita uma comparação entre as técnicas de estimação de estado, apontado vantagens e desvantagens entre elas. A seguir, breves resumos serão apresentados sobre cada metodologia acima citada [8].

Equações normais

Considerando \mathbf{z} como o vetor de medidas, \mathbf{x} como o vetor de estados do sistema, \mathbf{h} como o vetor das relações não-lineares representativas das medidas e \mathbf{w} como o erro de medição, a representação pode ser explicitada como:

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{w} \quad (2.2)$$

Os valores dos estados estimados são obtidos minimizando a função resíduo J , descrita como o quadrado da diferença entre o valor estimado e o valor medido,

ponderado pelo inverso da variância do erro do medidor, aqui representada pela matriz de ponderação W .

$$J(x) = [h(x) - z]^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \quad (2.3)$$

A solução do problema é obtida por um processo iterativo que define os incrementos nas variáveis de estado através da solução da equação:

$$G(x) \cdot \Delta x = H^T(x) \cdot W \cdot [h(x) - z] \quad (2.4)$$

onde a matriz H é matriz jacobiana do vetor de relações não-lineares h , e G denominada a matriz ganho, definida como:

$$G(x) = H^T(x) \cdot W \cdot H(x) \quad (2.5)$$

Transformação ortogonal

Qualquer matriz \tilde{H} de dimensão $M \times N$ de *rank* completo, pode ser decomposta em duas matrizes da forma:

$$\tilde{H} = QR \quad (2.6)$$

onde Q é uma matriz ortogonal ($Q^T = Q^{-1}$) de dimensão $M \times N$ e R é uma matriz triangular superior (elementos nulos abaixo da diagonal principal). Portanto, pode-se obter uma expressão equivalente à equação 2.6.

$$Q^T \tilde{H} = \tilde{R} \quad (2.7)$$

Considerando a particularidade de \tilde{R} ser triangular superior, pode-se ainda escrever:

$$\tilde{H} = [Q_n \quad Q_0] \begin{bmatrix} R \\ 0 \end{bmatrix} = Q_n U \rightarrow Q_n^T \tilde{H} = R \quad (2.8)$$

Aplicando tais considerações à equação 2.4, e comparando à equação 2.5, obtém-se:

$$\tilde{H}^T \cdot \tilde{H} \cdot \Delta x = \tilde{H}^T \cdot \tilde{\Delta z} \quad (2.9)$$

onde:

$$\begin{aligned} \tilde{H} &= W^{1/2} \cdot H \\ \tilde{\Delta z} &= W^{1/2} \cdot [h(x) - z] \end{aligned} \quad (2.10)$$

Nesse método as ponderações das medidas não aparecem explicitamente, sendo anexadas aos demais termos da equação.

Utilizando a propriedade $QQ^T = I$, a equação 2.9 pode ser transformada em:

$$\begin{aligned} \tilde{H}^T Q Q^T \tilde{H} \Delta x &= \tilde{H}^T \tilde{\Delta z} \\ R^T R \Delta x &= R^T Q^T \tilde{\Delta z} \\ R^T R \Delta x &= R^T Q_n^T \tilde{\Delta z} \\ R \Delta x &= Q_n^T \tilde{\Delta z} \end{aligned} \quad (2.11)$$

A técnica por transformação ortogonal apresenta ainda variações, onde restrições de igualdade e desigualdade são incorporadas à formulação [25].

Método Híbrido

Pode-se derivar das equações de 2.11:

$$G = H^T \cdot W \cdot H = \tilde{H}^T \tilde{H} = R^T R \quad (2.12)$$

O método híbrido resolve as equações normais usando transformação ortogonal

$$R^T R \Delta x = H^T(x) \cdot W \cdot [h(x) - z] \quad (2.13)$$

Equações normais com restrições de igualdade

Denomina-se medidas virtuais as informações que não necessitam de qualquer forma de medição para que seus valores sejam conhecidos. A exemplo disso, pode-se citar as injeções nulas de potência nas barras de passagem. A representação das medidas exatas no processo de estimação de estado pode ser feita de duas maneiras distintas: na primeira adota-se valores elevados para as ponderações dessas medidas. Visto que seus valores são exatos e conhecidos, a contribuição dessas medidas na estimação deve ter um peso maior em relação às demais medidas da telemetria, que possuem um erro aleatório intrínseco.

Considerando a partição das medidas do processo de estimação em medidas da telemetria ($z = h(x) + w$) e medidas virtuais ($c(x) = 0$), ter-se-ia também a matriz jacobiana particionada em H e C. O método das equações normais correspondente pode ser descrito por:

$$\left[H^T \cdot W \cdot H + r \cdot C^T \cdot C \right] \Delta x = H^T(x) \cdot W \cdot [h(x) - z] + r \cdot C^T \cdot \Delta c \quad (2.14)$$

onde r representaria a razão entre as ponderações das medidas virtuais e as ponderações das medidas da telemetria.

Para valores elevados de r, o segundo termo à esquerda da igualdade, $r \cdot C^T \cdot C$, seria dominante. Pelo fato do número de medidas virtuais ser bastante inferior ao das medidas da telemetria, a matriz C não seria de *rank* completo, o que tornaria o sistema em análise não-observável. Dessa maneira, o termo $\left[H^T \cdot W \cdot H + r \cdot C^T \cdot C \right]$ tornaria-se singular, causando problema de instabilidade numérica na obtenção da solução.

A segunda maneira de representar-se as medidas virtuais no processo de estimação é considerá-las como restrições de igualdade. Sendo assim, o processo de estimação ficaria formulado como:

$$\begin{aligned} \min_x J(x) &= [h(x) - z]^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ \text{sujeito a} & \\ c(x) &= 0 \end{aligned} \quad (2.15)$$

Utilizando-se o método dos multiplicadores de Lagrange (λ) para resolver o problema de minimização com restrições de igualdade, obter-se-ia:

$$\begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ -c(x) \end{bmatrix} \quad (2.16)$$

onde a matriz de coeficientes F é definida como:

$$F = \begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \quad (2.17)$$

Desta forma, a matriz de ponderação W não possuirá valores elevados de ponderação, uma vez que as medidas virtuais foram consideradas como restrições de igualdade e não contribuem na formação de W. Contudo, a matriz de coeficientes F é singular. Surge a necessidade de aliar à fatoração LU da matriz F ao pivoteamento por linha para manter a estabilidade numérica, bem como técnicas de fatoração de matrizes esparsas. Outra possibilidade é empregar a técnica de pivoteamento 2x2 [28].

Matriz aumentada de Hatchel

De maneira análoga às medidas virtuais, as equações que envolvem as relações entre as medições e as representações destas em funções não-lineares, podem ser tratadas como restrições de igualdade. Com isso, o problema de minimização torna-se:

$$\begin{aligned}
\min_x J(x) &= r^T \cdot W \cdot r \\
\text{sujeito a} & \\
c(x) &= 0 \\
r - h(x) + z &= 0
\end{aligned} \tag{2.18}$$

Utilizando o método dos multiplicadores de Lagrange (μ, λ) , o problema de minimização pode ser descrito como:

$$\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ 0 \\ -c(x) \end{bmatrix} \tag{2.19}$$

A Tabela 2.1 resume as principais etapas computacionais na implementação das diferentes técnicas de estimação por WLS apresentadas anteriormente. No capítulo 3 será desenvolvido o método de pontos interiores na solução do problema de estimação de estado.

Técnica	Equações Normais	Transformação Ortogonal	Método Híbrido	Equações Normais com restrições de igualdade	Matriz aumentada de Hatchel
Equações	H $G = H^T \cdot W \cdot H$	$\tilde{H} = W^{1/2} \cdot H$	$\tilde{H} = W^{1/2} \cdot H$	$F = \begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix}$	$F = \begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix}$
Fatoração	Fatorar G Fatoração triangular (Fatoração Cholesky) $G = U^T U$	Fatorar \tilde{H} Fatoração ortogonal $Q_s^T \tilde{H} = U$	Fatorar \tilde{H} Fatoração ortogonal $Q_s^T \tilde{H} = U$	Fatorar F Fatoração triangular (Fatoração Cholesky) $F = U^T U$	Fatorar F Fatoração triangular (Fatoração Cholesky) $F = U^T U$
Solução	Encontrar Δx Resolver $G \cdot \Delta x = H^T \cdot W \cdot [h(x) - z]$	Encontrar Δx Resolver $R \Delta x = Q_s^T W^{1/2} \cdot [h(x) - z]$	Encontrar Δx Resolver $R^T R \Delta x = H^T(x) \cdot W \cdot [h(x) - z]$	Encontrar Δx Resolver $\begin{bmatrix} H^T W H & C^T \\ C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ -c(x) \end{bmatrix}$	Encontrar Δx Resolver $\begin{bmatrix} R & H & 0 \\ H^T & 0 & C^T \\ 0 & C & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mu \\ \Delta x \\ \lambda \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H^T \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ 0 \\ -c(x) \end{bmatrix}$
Vantagem	Fácil implementação	A fatoração QR não é baseada em pivôs escalares, logo é mais robusta numericamente.	Fácil implementação; Fatoração QR.	Resolve o problema do método da equação normal para ponderações elevadas.	A matriz de Hatchel é muito esparsa.
Desvantagem	Mal -condicionamento do problema.	A matriz Q é menos esparsa do que G .	A matriz Q é menos esparsa.	Implementação; A matriz F tem dimensão maior do que G .	Técnicas de pivoteamento eficientes devido a esparsidade.

Tabela 2.1- Principais etapas computacionais para as técnicas de estimação de estado WLS

2.7.2 Estimadores de estado robustos

Conforme exposto na seção precedente, a estimação de estado WLS é baseada na suposição de que erros são intrínsecos às medições realizadas. A variância dos erros de medição é baseada na precisão do sistema de medição e/ou em uma base de dados histórica desses erros de medição. Essa consideração é falha porque a precisão das medidas é variável, dependendo de uma série de fatores, como: falta de calibração dos equipamentos devido à deterioração causada pelo tempo, temperatura e o ambiente; e problemas nos próprios Centros de Controle, que fazem aproximações a cerca das medições, como por exemplo, considerar as três fases equilibradas, erros paramétricos da rede, entre outros.

Com o propósito de garantir confiabilidade aos dados da telemetria surgiram os estimadores robustos. Estes estimadores baseiam-se na minimização de uma função objetivo, a qual é expressa como uma função dos resíduos de medição $\rho(r)$, sujeita a restrições dadas pelas equações das medidas [29]. Tais estimadores utilizam o critério de máxima verossimilhança ao invés do critério dos mínimos quadrados. Por esse motivo são denominados, em inglês, de *M-estimators*, onde a letra M vem de máxima verossimilhança (*maximum likelihood*).

O problema de otimização pode ser definido como:

$$\begin{aligned} \min \quad & \sum_{i=1}^m \rho(r_i) \\ \text{sujeito a} \quad & \\ & z = h(x) + r \end{aligned} \tag{2.20}$$

onde:

$\rho(r_i)$ é a função escolhida relacionada aos resíduos de medição;

z é o vetor de medidas;

x é o vetor de estados; e

$h(x)$ as funções não-lineares representativas das medidas.

Várias funções $\rho(r)$ podem ser utilizadas. As principais são definidas na Tabela 2.2 apresentada abaixo, onde a é o parâmetro de ajuste fino que é definido conforme a implementação.

Estimador	$\rho(r_i)$	Referência
Quadratic-Constant (QC)	$= \begin{cases} r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se } r_i^2/\sigma_i^2 \leq a \\ a^2/\sigma_i^2 & \end{cases}$	[30]
Quadratic-Linear (QL)	$= \begin{cases} r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se } r_i^2/\sigma_i^2 \leq a \\ 2a \cdot \sigma_i^2 \cdot r_i - a^2 \cdot \sigma_i^2 & \end{cases}$	[30]
Square-Root (SR)	$= \begin{cases} r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se } r_i^2/\sigma_i^2 \leq a \\ 4a^{3/2} \cdot \sqrt{ r_i /\sigma_i} - 3 \cdot a^2 & \end{cases}$	[30]
Schweppe-Huber Generalized-M (SHGM)	$= \begin{cases} 1/2 \cdot r_i^2/\sigma_i^2 & \text{se } r_i^2/\sigma_i^2 \leq a \cdot w_i \\ a \cdot w_i \cdot r_i^2/\sigma_i^2 - 1/2 \cdot a^2 \cdot w_i^2 & \end{cases}$ w_i : fator modificado iterativamente	[31]
Least Absolute Value (LAV)	$= r_i $	[32]

Tabela 2-2 - Funções resíduos das medições

2.8 Análise da observabilidade

A estimação de estado está intimamente relacionada ao sistema de medição, isto é, do número de medidores e a uma correta distribuição destes ao longo do sistema elétrico. Se essas condições são satisfeitas possibilitando o processo de estimação, afirma-se que a rede é observável.

A observabilidade de um sistema elétrico é definida na etapa de comissionamento do estimador, quando o tipo e a quantidade de medidas disponíveis define se o sistema é observável ou não. Conforme já citado anteriormente, erros de medição podem ocorrer e com isso impossibilitar a estimação do estado corrente. Dessa forma, a observabilidade de um sistema elétrico é tanto *off-line*, quando é feito um

planejamento do sistema de medição, quanto *on-line*, visto que eventuais problemas envolvendo as medidas podem ocorrer. Mesmo em uma rede não observável, é bastante útil identificar as regiões deste sistema capazes de terem seus estados estimados (ilhas observáveis).

2.8.1 Algoritmos para análise da observabilidade

Segundo [33], a análise da observabilidade pode ser realizada através de quatro algoritmos distintos: topológico, numérico, simbólico e híbrido.

Análise topológica [34]

Baseada nos conceitos da teoria de grafos, determina a observabilidade da rede com base no tipo e na alocação das medidas. É importante salientar que essa análise não garante a solução para o problema de estimação, podendo a matriz ganho ser singular apesar do sistema ser observável do ponto de vista topológico.

Análise numérica [35]

Baseada na presença de pivôs zeros que venham a ocorrer durante a fatoração triangular da matriz ganho. Para que este algoritmo torne-se eficiente, é fundamental um método eficiente de ordenação e fatoração de matrizes. A ocorrência de pivôs zero na matriz ganho é resultado, também, da adição de restrições de igualdade ao problema de estimação.

Análise simbólica [36]

Utiliza-se de uma redução simbólica da matriz Jacobiana do processo de estimação.

Análise híbrida [37]

Combina os algoritmos topológico e numérico.

2.8.2 Termos importantes na análise da observabilidade

A etapa de análise da observabilidade é crucial dentro do processo de estimação de estado, porque é possível determinar se os estados do sistema podem ser estimados a

partir dos dados da telemetria. Alguns termos são usualmente utilizados na literatura quando o tema é análise da observabilidade [9]. Dentre os principais, pode-se destacar:

Redundância

A redundância global de um sistema é definida como a taxa entre o número de medidas do sistema pelo número de variáveis de estado do mesmo. Valores típicos de redundância variam entre 1,7 e 2,2. A redundância de um sistema elétrico está intimamente relacionada com o sucesso do processo de estimação.

Um nível adequado de redundância global e local permite ao estimador solucionar os problemas de detecção, identificação e eliminação de erros grosseiros, bem como suportar a perda de algumas medidas sem comprometer o processo de estimação. Um nível elevado de redundância é sempre desejado, porém os custos envolvidos são na maioria das vezes altos, o que geralmente leva ao planejamento de um sistema de medição com baixa redundância.

Um sistema é considerado minimamente observável se tiver redundância global igual a 1 e se for observável.

Medidas críticas

Uma medida crítica é uma medida não redundante, ou seja, a sua remoção torna o sistema não-observável. A redundância global do sistema é um índice expressivo, não representando todavia à robustez do sistema de medição. Um sistema pode ter um nível de redundância global elevado, mas localmente a redundância ser baixa. O conceito de medida crítica é do ponto de vista local, visto que a perda de uma única medida pouco interfere no índice global.

Ilha observável

Um sistema elétrico pode ser não-observável, mas possuir regiões cujos estados podem ser estimados devido à uma redundância local. A estas regiões denominam-se ilhas observáveis.

Pseudomedidas

Para nós elétricos não observáveis, os estados destes podem ser determinados pelo Estimador através da inclusão de pseudomedidas calculadas com base em valores programados. Pseudomedidas são valores definidos para certas medidas com o intuito

de tornar minimamente observável uma região do sistema não observável. Esses valores são definidos a partir de uma base histórica de dados (previsões) ou a partir do caso base do sistema. Devido o fato das pseudomedidas não possuírem uma precisão elevada, os valores referentes a estas, na matriz de ponderação, devem ser pequenos.

2.9 Tratamento de erros grosseiros

Outra função essencial de um estimador de estado é a detecção, identificação e eventual eliminação de erros de medição. Erros aleatórios são considerados em todas as medidas da telemetria. Esses erros são filtrados pelo processo de estimação quando o sistema de medição é bem planejado, o que propicia um nível de redundância suficiente ao sistema. Contudo, erros de medição mais severos são freqüentes. Tais erros são denominados erros grosseiros.

Erros grosseiros são provenientes do mau funcionamento dos transdutores ou pelo sistema de comunicação entre as medições e os Centros de Operação. No caso de ter sido detectada a presença de erro grosseiro, é necessário identificar a medida portadora do erro grosseiro e eliminar o seu efeito na estimativa. Essa tarefa é realizada a partir de um conjunto de testes sobre as medidas analógicas que foram incluídas no processo de estimação. A identificação de erros grosseiros pressupõe a não existência de erros de configuração (topológicos) e de erros paramétricos. Entretanto os resultados destes testes podem fornecer subsídios para a identificação de eventuais erros de configuração e/ou paramétricos.

O tratamento de erros grosseiros depende do método de estimação usado na implementação. A abordagem dessa seção será sobre as técnicas apresentadas na subseção 2.7.1. Já os estimadores robustos, apresentados na subseção 2.7.2, incorporam o processo de tratamento de erros grosseiros dentro da própria etapa da estimação de estado.

2.9.1 Detecção e identificação de erros grosseiros

A identificação da medida portadora de erro grosseiro é realizada através de testes estatísticos. Um dos primeiros estudos sobre tratamento de erros grosseiros foi

apresentado em [38]. Alguns métodos utilizados para detecção de erros grosseiros serão apresentados abaixo:

Distribuição Chi-quadrada (χ^2)

Esse método baseia-se no valor do resíduo $J(x)$, obtido ao final do processo de estimação [9]. O resíduo $J(x)$, definido em 2.3, pode ser expresso também como:

$$J(x) = \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[h_i(x) - z_i]^2}{\sigma_i^2} \quad (2.21)$$

A presença de erros grosseiros condiciona a convergência do processo de otimização, que envolve o resíduo $J(x)$, a um valor elevado. O problema resume-se então em definir para qual magnitude de $J(x)$ haverá a presença de erros grosseiros na estimação. Os erros de medição são variáveis aleatórias e, por conseguinte, o resíduo $J(x)$ também será. Assumindo-se que todos os erros são descritos por distribuição gaussiana, pode-se mostrar que o resíduo $J(x)$ é descrito por uma função de densidade de probabilidade chamada chi-quadrada, representada por $\chi^2(K)$. O parâmetro K é denominado de graus de liberdade, sendo a diferença entre o número de medidas e o número de variáveis de estado do sistema. A Figura 2.3 apresenta uma distribuição chi-quadrada com grau de liberdade igual a 25.

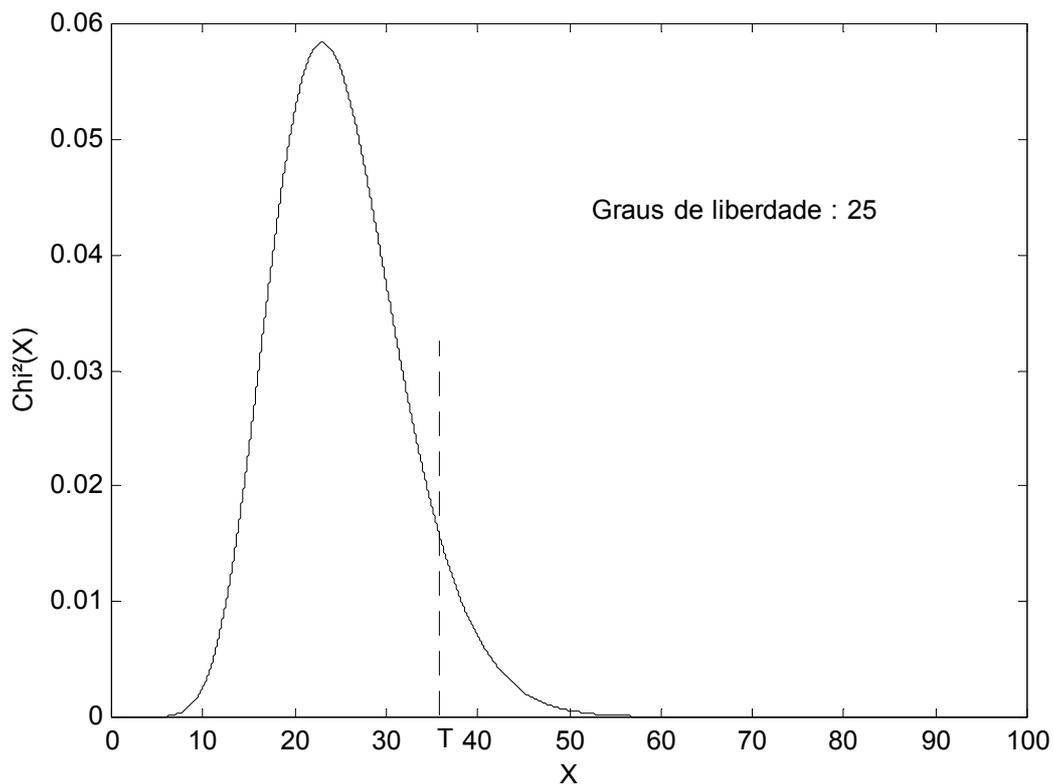


Figura 2.3 - Distribuição chi-quadrada

Com base nessa distribuição é feito o seguinte *teste de hipótese de $J(x)$* :

$$\text{prob}(J(x) > T \mid J(x) \rightarrow \chi^2) = \alpha \quad (2.22)$$

Pela equação 2.22 entende-se que a probabilidade de um resíduo $J(x)$ ser maior que T é α . Esta é a probabilidade da ocorrência de falsos alarmes, ou seja, que não há, de fato, a presença de erros grosseiros no sistema de medição.

Maiores resíduo normalizado

A definição de resíduo normalizado e ponderado é a seguinte [12]:

$$r_N = r / \delta_e \quad (2.23)$$

$$r_p = r / \delta \quad (2.24)$$

onde

- r_N resíduo normalizado;
- r_p resíduo ponderado;
- r resíduo de estimação (é igual ao valor medido menos o valor estimado)
- δ desvio padrão da medida;
- δ_e desvio padrão do resíduo de estimação.

O processo de identificação começa com a ordenação das medidas de forma decrescente segundo seus resíduos normalizados. Em seguida percorre-se a lista de medidas realizando os testes descritos abaixo. A primeira medida que satisfizer as duas condições simultaneamente é declarada como sendo a medida portadora de erro grosseiro [39].

$$\text{Teste 1: } r_N > \lambda \quad (2.25)$$

$$\text{Teste 2: } r_N / r_p < \beta \quad (2.26)$$

λ é uma constante associada ao risco de se estar incorrendo em um falso alarme;
 β é uma constante utilizada para garantir que o estimador de estado não esteja identificando uma medida com erro grosseiro na ausência de redundância local suficiente. Ambas as constantes podem ser definidas dentro de certos limites.

Deve ser observado nesse método que a presença de apenas uma medida identificada como portadora de erro grosseiro pode comprometer o processo de estimação. A medida como maior resíduo normalizado/ponderado prejudica a estimação dos estados diretamente relacionados a esta medida e espalha-se por todo processo acarretando erros na estimação dos outros estados.

2.9.2 Etapa de tratamento das medidas com erros grosseiros

Após identificar a medida portadora de erro grosseiro é necessário eliminar o seu efeito sobre a estimativa. Isso pode ser feito de duas formas: eliminando a medida do processo de estimação ou corrigindo o seu valor.

A correção do valor medido é feita a partir do valor medido do resíduo da estimativa, do desvio padrão da medida e do desvio padrão do resíduo da estimativa. Esse valor corrigido é utilizado na estimação subsequente do estado. Caso tenha sido identificada uma medida com erro grosseiro e removido o seu efeito sobre a estimativa, é necessário re-estimar o estado. O processo de estimação de estado como um todo, só termina, quando após uma estimativa não é detectada/identificada nenhuma medida com erro grosseiro.

3 Estimadores de estados com restrições de igualdade e desigualdade

3.1 Introdução

Este capítulo é dedicado à formulação matemática do problema de estimação de estado pelo método dos mínimos quadrados ponderados, baseado em equações normais. Na seção 3.2 é abordado exclusivamente o problema de estimação de estados por equações normais. As seções seguintes, 3.3 e 3.4, visam anexar à formulação as restrições de igualdade e desigualdade, respectivamente. As considerações parciais são feitas na seção 3.5.

3.2 Estimação de estado em sistemas de potência

O conjunto de medidas realizado sobre a rede elétrica, relaciona-se ao estado verdadeiro e aos erros de medição através da seguinte expressão não linear:

$$z = h(x_v) + w \quad (3.1)$$

Onde:

- z vetor de medidas ($N_m \times 1$);
- $h(\bullet)$ vetor de funções não-lineares ($N_m \times 1$);
- x_v vetor das variáveis de estado verdadeiro ($N_v \times 1$);
- w vetor de erros das medidas ($N_m \times 1$);
- N_m número de medidas;
- N_v número de variáveis de estado

O vetor w representa apenas os erros nas medidas. Erros de modelo (parâmetros, configuração, etc) não estão sendo considerados. Como o vetor x_v não é conhecido, é necessário estimar valores para os estados do sistema. Os estados de um sistema de potência são estimados a partir de medidas realizadas em diversos pontos da rede.

Assume-se a rede em regime permanente, e o vetor de estados consiste da magnitude de tensões e ângulos das barras além dos *tapes* dos transformadores. O vetor de estados estimados pode ser assim explicitado:

$$x = \begin{bmatrix} \theta \\ V \\ a \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

onde:

θ representa os ângulos das tensões das barras do sistema, onde o ângulo da barra de referência não é considerado;

V representa as magnitudes das tensões das barras do sistema; e

a representa o valor de tap dos transformadores.

As medidas realizadas em sistemas de potência podem ser classificadas, basicamente, em três grupos:

- medidas irrestritas provenientes da telemedição recebidas pelo Centro de Controle e que podem conter erros grosseiros;
- medidas virtuais, as quais não são telemedidas, pois seus valores são conhecidos. Como exemplo disso, tem-se as injeções nulas de potência em barras de passagem e as restrições operativas do sistema, como as injeções de potência em barra de geração e os limites de variação de *tap*;
- Pseudomedidas (valores baseados em dados históricos).

O vetor de medidas pode ser explicitado da seguinte forma:

$$z = \begin{bmatrix} P_{ij}^{med} \\ P^{med} \\ Q_{ij}^{med} \\ Q^{med} \\ Q_{sh}^{med} \\ V^{med} \\ a^{med} \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

Onde:

- P_{ij}^{med} medida de fluxo de potência ativa;
- P^{med} medida de injeção de potência ativa;
- Q_{ij}^{med} medida de fluxo de potência reativa;
- Q^{med} medida de injeção de potência reativa;
- Q_{sh}^{med} medida de injeção de potência reativa *shunt* da linha;
- V^{med} medida da magnitude de tensão;
- a^{med} medida do valor de tap dos transformadores.

O objetivo do problema de estimação, pelo método dos mínimos quadrados ponderados, é minimizar a soma dos quadrados da diferença entre o valor estimado e o valor medido, ponderando pela variância do erro da medida,

$$\min_x J(x) = \frac{1}{2} \sum_{i=1}^{N_m} \frac{[h_i(x) - z_i]^2}{\sigma_i^2} \quad (3.4)$$

onde:

- σ_i^2 variância do medidor i ;
- $J(\bullet)$ função resíduo.

Pode-se ainda escrever em termos matriciais, como:

$$J(x) = \frac{1}{2} \cdot [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot [h(x) - z] \quad (3.5)$$

onde:

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \begin{pmatrix} \mathbf{h}_1(\mathbf{x}) \\ \mathbf{h}_2(\mathbf{x}) \\ \vdots \\ \mathbf{h}_{N_m}(\mathbf{x}) \end{pmatrix}_{N_m \times 1} \quad (3.6)$$

$$\mathbf{z} = \begin{pmatrix} z_1 \\ z_2 \\ \vdots \\ z_{N_m} \end{pmatrix}_{N_m \times 1} \quad (3.7)$$

$$[R] = \begin{pmatrix} \sigma_1^2 & \dots & \mathbf{0} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0} & \dots & \sigma_{N_m}^2 \end{pmatrix}_{N_m \times N_m} \quad (3.8)$$

A solução é obtida tomando-se o gradiente de $J(\mathbf{x})$ em relação à \mathbf{x} e igualando-se a zero.

$$\frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = [\mathbf{h}(\mathbf{x}) - \mathbf{z}]^T \cdot [R^{-1}] \cdot \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} = 0 \quad (3.9)$$

A matriz $\frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}}$ é a matriz jacobiana, sendo chamada de $H(\mathbf{x})$. Essa matriz tem a seguinte estrutura:

$$H(x) = \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial V} & \frac{\partial P_{ij}}{\partial a} \\ \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial V} & \frac{\partial P}{\partial a} \\ \frac{\partial Q_{ij}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial V} & \frac{\partial Q_{ij}}{\partial a} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial V} & \frac{\partial Q}{\partial a} \\ \frac{\partial Q_{sh}}{\partial \theta} & \frac{\partial Q_{sh}}{\partial V} & \frac{\partial Q_{sh}}{\partial a} \\ \frac{\partial V}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial V} & \frac{\partial V}{\partial a} \\ \frac{\partial V}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial V} & \frac{\partial V}{\partial a} \\ \frac{\partial V}{\partial \theta} & \frac{\partial V}{\partial V} & \frac{\partial V}{\partial a} \end{bmatrix}_{(N_m \times N_v)} \quad (3.10)$$

As derivadas parciais pertencentes a $H(x)$ são mostradas no Anexo A. Na composição de $H(x)$ considera-se como estados apenas ângulos/magnitudes de tensão das barras e *tap* de transformador.

O problema de minimizar $J(x)$ transforma-se em um problema de obter a solução de um sistema de equações não lineares (3.9). A solução direta não é possível, devido às não-linearidades de $h(x)$, sendo a solução iterativa obtida linearizando-se $h(x)$ em torno de um ponto x^K .

$$h(x) \cong h(x^K) + H(x^K) \cdot \Delta x^K \quad (3.11)$$

Substituindo (3.11) em (3.9) tem-se a recorrência:

$$\left[H^T(x^K) \cdot W \cdot H(x^K) \right] \cdot \Delta x^K = H^T(x^K) \cdot W \cdot [h(x) - z] \quad (3.12)$$

A matriz $[R^{-1}]$ foi denominada W , que representa a matriz de ponderações. Pode-se ainda definir a matriz ganho $G(x^K)$ como:

$$G(x^K) = H^T(x^K) \cdot W \cdot H(x^K) \quad (3.13)$$

Tem-se então:

$$\begin{aligned} G(x^K) \cdot \Delta x^K &= H^T(x^K) \cdot W \cdot [h(x) - z] \\ x^{K+1} &= x^K + \Delta x^K \end{aligned} \quad (3.14)$$

O processo iterativo inicia ($K=0$) com um valor x^0 e é repetido até que a variação do estado estimado Δx^K seja menor do que uma tolerância determinada. O valor inicial pode ser proveniente de um perfil plano (*flat-start*), ou seja, todos os ângulos iguais a zero e todas as magnitudes de tensões iguais a um p.u. Entretanto, na prática, utiliza-se como estado inicial o estado convergido no último ciclo de estimação.

O sistema indicado pela equação (3.14) só poderá ser resolvido se a matriz $G(x)$ for não singular. Neste caso, diz-se que a rede elétrica correspondente é observável, ou seja, existem medidas suficientes e adequadamente distribuídas para que seja possível a determinação do estado de todas as barras do sistema representado pelas equações do estimador.

A matriz ganho $G(x)$ ainda é esparsa, mas não tanto como $H(x)$, possibilitando o uso de técnicas de esparsidade para resolver o sistema (3.14). Verifica-se ainda, que a matriz $G(x)$ varia pouco de iteração para iteração, o que permite mantê-la constante durante algumas iterações. Com isto, reduz-se o esforço computacional necessário para a estimação de estado. Em particular, nos métodos desacoplados rápidos, a matriz $G(x)$ é mantida constante durante todo o processo iterativo.

3.3 Estimadores de estado com restrições de igualdade

As restrições operacionais podem ser inseridas ao problema de estimação de estados para aumentar a confiabilidade dos estimadores. Um tipo de restrição que pode ser representada diz respeito a injeções nulas decorrentes de barras que representam subestações de manobra, denominando tal conjunto de restrições de igualdade.

Pelo fato dessas restrições serem conhecidas a priori, sem a necessidade prévia de telemedição, as ponderações correspondentes deveriam ser elevadas, caso estas medidas virtuais fossem combinadas com as demais, causando problemas numéricos ao estimador.

A estimação com restrições de igualdade deve ser descrita da seguinte forma:

$$\begin{aligned} \min_x J(x) \\ \text{s.a } g(x)=0 \end{aligned} \quad (3.15)$$

onde:

$g(\bullet)$ é o vetor de restrições de igualdade do fluxo de potência ($N_{ri} \times 1$); e
 N_{ri} é o número de restrições de igualdade.

Incorporando na função objetivo as restrições de igualdade, através dos multiplicadores de Lagrange, tem-se:

$$\min_x J(x) - \lambda^T g(x) \quad (3.16)$$

onde:

λ é o vetor formado pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade. Define-se assim a seguinte função lagrangiana:

$$L(x, \lambda) = \frac{1}{2} \cdot [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot [h(x) - z] - \lambda^T g(x) \quad (3.17)$$

Satisfazendo-se as condições de otimalidade:

$$\frac{\partial L}{\partial x} = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot [R^{-1}] \cdot [h(x) - z] - \left[\frac{\partial g(x)}{\partial x} \right]^T \lambda = 0 \quad (3.18)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = -g(x) = 0 \quad (3.19)$$

As equações acima constituem um sistema de equações não lineares, podendo ser compactado da seguinte forma:

$$\phi(y) = 0 \quad (3.20)$$

onde:

$$y = \begin{bmatrix} x^T & \lambda^T \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

Este sistema pode ser resolvido por Newton-Raphson através do seguinte processo iterativo,

$$y^{K+1} = y^K + \Delta y^K \quad ; \quad K = 0, 1, 2, \dots \quad (3.22)$$

onde:

$$\phi(y^K) + \frac{\partial \phi(y^K)}{\partial y} \cdot \Delta y^K = 0 \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial \phi(y^K)}{\partial y} \cdot \Delta y^K = -\phi(y^K) \quad (3.24)$$

$$\Delta y^K = -\left[\frac{\partial \phi(y^K)}{\partial y} \right]^{-1} \cdot \phi(y^K) \quad (3.25)$$

Utilizando-se da equação (3.24), pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial x \partial \lambda} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial x} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial x} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \end{bmatrix} \quad (3.26)$$

$$\begin{bmatrix} A & -\frac{\partial^T g(x)}{\partial x} \\ -\frac{\partial g(x)}{\partial x} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} - \lambda \frac{\partial g(x)}{\partial x} \\ -g(x) \end{bmatrix} \quad (3.27)$$

onde:

$$A = \left\{ \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} + [h(x) - z]^T \cdot R^{-1} \cdot \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^2 - \sum_{i=1}^{N_h} \lambda_i \cdot \frac{\partial^2 g_i(x)}{\partial x^2} \right\} \quad (3.28)$$

Os termos de segunda ordem pertencentes à A são desprezados para se ter um ganho computacional no processo de estimação. Sendo assim, a matriz A reduz-se à:

$$A \approx \left\{ \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} \right\} \quad (3.29)$$

Comparando-se a matriz A com a equação (3.13), conclui-se que A aproximada é a própria matriz ganho G(x). Dessa maneira, o sistema (3.27) pode ser reescrito da seguinte forma:

$$\begin{bmatrix} G(x^K) & -J^T(x^K) \\ -J(x^K) & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x^K \\ \Delta \lambda^K \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} [h(x^K) - z]^T \cdot W \cdot H(x^K) - J(x^K) \lambda^K \\ -g(x^K) \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$\begin{aligned} x^{K+1} &= x^K + \Delta x^K \\ \lambda^{K+1} &= \lambda^K + \Delta \lambda^K \end{aligned}$$

onde além da utilização da nomenclatura de $\frac{\partial h(x)}{\partial x}$ igual a H(x), simplificou-se

$\frac{\partial g(x)}{\partial x}$ por J(x). (Atenção: Não confundir com a soma dos quadrados dos resíduos J(x)).

Pode-se notar, pela comparação dos sistemas (3.14) e (3.30), que os multiplicadores de Lagrange adicionados ao problema de estimação de estados se agregam ao vetor de desvio de estado. A inclusão de restrições de igualdade ao processo de estimação de estado, através dos multiplicadores de Lagrange, dá origem a matrizes indefinidas, de fatoração problemática pelos métodos tradicionais. Na eliminação dos problemas envolvidos nessa fatoração, emprega-se o pivoteamento 2x2 destas matrizes [28].

3.4 Estimadores de estado com restrições de desigualdade

Através de limites impostos às injeções de potência ativa e reativa de uma barra de geração ou aos limites de variação de *tap* de transformador, forma-se o conjunto de restrições de desigualdade aplicado ao problema de estimação de estado, com a finalidade de evitar que os limites operacionais em determinados pontos do sistema sejam violados ou que resultados absurdos sejam obtidos devido a informações escassas e/ou incertas da telemedição da rede.

3.4.1 Método de pontos interiores

A agregação das restrições de desigualdade ao problema de estimação tornou-se computacionalmente mais viável devido à incorporação dos métodos de pontos interiores. Na otimização da operação de sistemas elétricos, a técnica de pontos interiores tem sido largamente utilizada, devido à eficiência computacional que esse método apresenta.

A utilização dessa técnica, na solução de fluxo de potência ótimo, é muito usual [40,41]. Em [42], empregou-se a técnica na solução do problema de estabilidade de tensão. Em estimação de estado, o método é utilizado na consideração de restrições de desigualdade, tanto na formulação WLS [43], quanto em estimadores robustos [44]. Os métodos de pontos interiores são normalmente classificados em três categorias, assim definidas:

- métodos projetivos [45];
- métodos *affine-scaling* [46];
- métodos *primal-dual* [47].

Os métodos projetivos, bem como os *affine-scaling methods*, são baseados em transformações projetivas não-lineares, que também podem ser lineares. Os métodos *primal-dual* podem ser classificados ainda em métodos de busca [48] e métodos de redução de potencial [49]. O presente trabalho irá se concentrar em um método de busca da região de viabilidade através do uso de barreiras logarítmicas.

3.4.2 Adição de restrições de desigualdade ao processo de estimação

A formulação do problema de estimação de estado com restrições de desigualdade, utilizando o método dos pontos interiores, será baseada em [43]. O problema de estimação pode ser agora definido como:

$$\begin{aligned} \min_x J(x) \\ \text{s.a} \quad & g(x)=0 \\ & l \leq x \leq u \end{aligned} \tag{3.31}$$

onde:

$g(\bullet)$ representa as restrições de igualdade do fluxo de potência; e
 l e u são os limites admitidos para as variáveis de estado e de controle.

Transformando as restrições de desigualdade em restrições de igualdade tem-se

$$\begin{aligned} \min_x J(x) \\ \text{s.a} \quad & g(x) = 0 \\ & x - s_1 = l \\ & x + s_2 = u \\ & s_1 \geq 0, s_2 \geq 0 \end{aligned} \tag{3.32}$$

onde:

s_1 e s_2 variáveis de folga.

Aplicando-se funções barreira logarítmica na função objetivo, uma vez que as variáveis de folga não apresentam valores negativos, tem-se:

$$\begin{aligned} \min_x \quad & \left\{ J(x) - \mu \sum_{j=1}^p \ln s_{1j} - \mu \sum_{j=1}^p \ln s_{2j} \right\} \\ \text{s.a} \quad & g(x) = 0 \\ & x - s_1 = l \\ & x + s_2 = u \end{aligned} \quad (3.33)$$

onde:

p é o número de restrições de igualdade;

μ é o parâmetro barreira, $\mu > 0$. Este parâmetro decresce monotonicamente a zero a cada iteração do processo.

Algumas dificuldades são percebidas quando se aplica uma função logarítmica no problema de otimização. Primeiramente, uma das dificuldades está relacionada à necessidade de se determinar um ponto inicial dentro da região viável de operação. Os outros problemas estariam diretamente relacionados a dificuldades numéricas (fatoração de matrizes, termos de segunda ordem,...). Incorporando na nova função objetivo as restrições de igualdade, através dos multiplicadores de Lagrange, tem-se:

$$\min_x J(x) - \mu \sum_{j=1}^p \ln s_{1j} - \mu \sum_{j=1}^p \ln s_{2j} - \lambda^T g(x) - \pi_1^T [x - s_1 - l] - \pi_2^T [x + s_2 - u] \quad (3.34)$$

onde:

λ , π_1 e π_2 são os vetores formados pelos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade.

Define-se assim a seguinte função lagrangiana:

$$\begin{aligned} L(x, \lambda, \pi_1, \pi_2, s_1, s_2) = & \frac{1}{2} \cdot [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot [h(x) - z] - \mu \sum_{j=1}^p \ln s_{1j} - \mu \sum_{j=1}^p \ln s_{2j} \\ & - \lambda^T g(x) - \pi_1^T [x - s_1 - l] - \pi_2^T [x + s_2 - u] \end{aligned} \quad (3.35)$$

Satisfazendo-se as condições de otimalidade

$$\frac{\partial L}{\partial x} = [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} - \lambda \frac{\partial g(x)}{\partial x} - \pi_1^T - \pi_2^T = 0 \quad (3.36)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = -g(x) = 0 \quad (3.37)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \pi_1} = -(x - s_1 - l) = 0 \quad (3.38)$$

$$\frac{\partial L}{\partial \pi_2} = -(x + s_2 - u) = 0 \quad (3.39)$$

$$\frac{\partial L}{\partial s_1} = -\mu S_1^{-1} e + \pi_1 = 0 \quad \longleftrightarrow \quad \mu e = S_1 \pi_1 \quad (3.40)$$

$$\frac{\partial L}{\partial s_2} = -\mu S_2^{-1} e - \pi_2 = 0 \quad \longleftrightarrow \quad \mu e = -S_2 \pi_2 \quad (3.41)$$

onde:

S_1 e S_2 são matrizes diagonais de dimensão $p \times p$ cuja diagonal é formada pelos elementos s_{1j} e s_{2j} , respectivamente;

e é o vetor unitário de dimensão $p \times 1$.

Em conformidade com o sistema de equações não lineares (3.20), pode-se definir y agora como:

$$y = [x^T \ \lambda^T \ \pi_1^T \ \pi_2^T \ s_1^T \ s_2^T]^T \quad (3.42)$$

$x, s_1, s_2 \rightarrow$ variáveis primais; e

$\lambda, \pi_1, \pi_2 \rightarrow$ variáveis duais.

Utilizando-se da equação (3.24), pode-se escrever:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial^2 L}{\partial x^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial x \partial \lambda} & \frac{\partial^2 L}{\partial x \partial \pi_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial x \partial \pi_2} & \frac{\partial^2 L}{\partial x \partial s_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial x \partial s_2} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial x} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial \pi_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial \pi_2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial s_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial \lambda \partial s_2} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_1 \partial x} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_1 \partial \lambda} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_1^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_1 \partial \pi_2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_1 \partial s_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_1 \partial s_2} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_2 \partial x} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_2 \partial \lambda} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_2 \partial \pi_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_2^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_2 \partial s_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial \pi_2 \partial s_2} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial s_1 \partial x} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_1 \partial \lambda} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_1 \partial \pi_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_1 \partial \pi_2} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_1^2} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_1 \partial s_2} \\ \frac{\partial^2 L}{\partial s_2 \partial x} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_2 \partial \lambda} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_2 \partial \pi_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_2 \partial \pi_2} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_2 \partial s_1} & \frac{\partial^2 L}{\partial s_2^2} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi_1 \\ \Delta \pi_2 \\ \Delta s_1 \\ \Delta s_2 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial L}{\partial x} \\ \frac{\partial L}{\partial \lambda} \\ \frac{\partial L}{\partial \pi_1} \\ \frac{\partial L}{\partial \pi_2} \\ \frac{\partial L}{\partial s_1} \\ \frac{\partial L}{\partial s_2} \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

$$\begin{bmatrix} A & -\frac{\partial g(x)}{\partial x} & -I & -I & 0 & 0 \\ -\frac{\partial g(x)}{\partial x} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -I & 0 & 0 & 0 & I & 0 \\ -I & 0 & 0 & 0 & 0 & -I \\ 0 & 0 & S_1 & 0 & \Pi_1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -S_2 & 0 & -\Pi_2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi_1 \\ \Delta \pi_2 \\ \Delta s_1 \\ \Delta s_2 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$= - \begin{bmatrix} [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} - \lambda \frac{\partial g(x)}{\partial x} - \pi_1 - \pi_2 \\ -g(x) \\ -(x - s_1 - l) \\ -(x + s_2 - u) \\ -\mu e + S_1 \pi_1 \\ -\mu e - S_2 \pi_2 \end{bmatrix}$$

onde:

$$A = \left\{ \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} + [h(x) - z]^T \cdot R^{-1} \cdot \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^2 - \sum_{i=1}^{N_n} \lambda_i \cdot \frac{\partial^2 g_i(x)}{\partial x^2} \right\} \quad (3.45)$$

Π_1 e $\Pi_2 \rightarrow$ matrizes diagonais cujos elementos são os componentes de π_1 e π_2 , respectivamente.

$$\left\{ \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} + [h(x) - z]^T \cdot R^{-1} \cdot \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^2 - \sum_{i=1}^{N_n} \lambda_i \cdot \frac{\partial^2 g_i(x)}{\partial x^2} \right\} \cdot \Delta x \quad (3.46)$$

$$-\frac{\partial g(x)}{\partial x} \cdot \Delta \lambda - \Delta \pi_1 - \Delta \pi_2 = - \left\{ [h(x) - z]^T \cdot [R^{-1}] \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} - \lambda \frac{\partial g(x)}{\partial x} - \pi_1 - \pi_2 \right\}$$

$$-\frac{\partial g(x)}{\partial x} \cdot \Delta x = -g(x) \quad (3.47)$$

$$-\Delta x + \Delta s_1 = x - s_1 - l \quad (3.48)$$

$$-\Delta x - \Delta s_2 = x + s_2 - u \quad (3.49)$$

$$S_1 \cdot \Delta \pi_1 + \Pi_1 \cdot \Delta s_1 = -(-\mu e + S_1 \pi_1) \quad (3.50)$$

$$-S_2 \cdot \Delta \pi_2 - \Pi_2 \cdot \Delta s_2 = -(-\mu e - S_2 \pi_2) \quad (3.51)$$

Assumindo que as parcelas $(x - s_1 - l)$ e $(x + s_2 - u)$ são nulas, de (3.48) e (3.49), obtêm-se:

$$\Delta x^K = \Delta s_1^K \quad (3.52)$$

$$\Delta x^K = -\Delta s_2^K \quad (3.53)$$

Aplicando (3.52) e (3.53), respectivamente, em (3.50) e (3.51)

$$\Delta\pi_1^K = -S_1^{-1} \cdot (-\mu e + S_1\pi_1 + \Pi_1 \cdot \Delta x^K) \quad (3.54)$$

$$\Delta\pi_2^K = S_2^{-1} \cdot (-\mu e - S_2\pi_2 - \Pi_2 \cdot \Delta x^K) \quad (3.55)$$

Conclui-se que os incrementos Δs_1 , Δs_2 , $\Delta\pi_1$ e $\Delta\pi_2$ podem ser obtidos de Δx e $\Delta\lambda$.

Desta forma o sistema (3.44) pode ser reescrito como:

$$\begin{bmatrix} A' & -\frac{\partial g(x)}{\partial x} \\ -\frac{\partial g(x)}{\partial x} & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x^K \\ \Delta\lambda^K \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} [h(x) - z]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} - \lambda \frac{\partial g(x)}{\partial x} - S_1^{-1} \mu e + S_2^{-1} \mu e \\ -g(x) \end{bmatrix} \quad (3.56)$$

Onde:

$$A' = \left\{ \begin{array}{l} \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} + [h(x) - z]^T \cdot R^{-1} \cdot \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^2 - \sum_{i=1}^{N_{ii}} \lambda_i \cdot \frac{\partial^2 g_i(x)}{\partial x^2} \\ + S_1^{-1} \cdot \Pi_1 - S_2^{-1} \cdot \Pi_2 \end{array} \right\} \quad (3.57)$$

Os termos de segunda ordem pertencentes à A' são desprezados para se ter um ganho computacional no processo de estimação. Além disso a matriz hessiana $\frac{\partial^2 h(x)}{\partial x^2}$ torna-se mal-condicionada à medida que se avança no processo iterativo, chegando a ser singular no limite, quando μ tende a zero. Assim, a matriz A' reduz-se à:

$$A' = \left\{ \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} + S_1^{-1} \cdot \Pi_1 - S_2^{-1} \cdot \Pi_2 \right\} \quad (3.58)$$

Adotando as seguintes convenções de nomenclatura já adotadas anteriormente:

$$G(x) = \left[\frac{\partial h(x)}{\partial x} \right]^T \cdot R^{-1} \cdot \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (\text{matriz ganho}) \quad (3.59)$$

$$J(x) = \frac{\partial g(x)}{\partial x} \quad (3.60)$$

$$H(x) = \frac{\partial h(x)}{\partial x} \quad (\text{matriz jacobiana}) \quad (3.61)$$

$$W = R^{-1} \quad (\text{matriz de ponderações}) \quad (3.62)$$

O sistema (3.56) pode ser reescrito da seguinte maneira:

$$\begin{bmatrix} A' & -J^T(x) \\ -J(x) & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta x^K \\ \Delta \lambda^K \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} [h(x) - z]^T \cdot W \cdot H(x) - \lambda J(x) - S_1^{-1} \mu e + S_2^{-1} \mu e \\ -g(x) \end{bmatrix} \quad (3.63)$$

onde

$$A' = G(x) + S_1^{-1} \cdot \Pi_1 - S_2^{-1} \cdot \Pi_2 \quad (3.64)$$

Calculados Δx^K e $\Delta \lambda^K$, calcula-se os demais incrementos pelas fórmulas (3.52), (3.53), (3.54) e (3.55).

Em seguida calcula-se os passos nos espaços *primal* e *dual*:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_{1j} < 0} \frac{s_{1j}}{|\Delta s_{1j}|}, \min_{\Delta s_{2j} < 0} \frac{s_{2j}}{|\Delta s_{2j}|}, 1 \right] \quad (3.65)$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_{1j} < 0} \frac{\pi_{1j}}{|\Delta \pi_{1j}|}, \min_{\Delta \pi_{2j} > 0} \frac{-\pi_{2j}}{|\Delta \pi_{2j}|}, 1 \right] \quad (3.66)$$

O objetivo no cálculo desses passos é minimizar o valor da função objetivo primal na direção de Newton, estabelecendo um passo máximo de uma unidade em ambos os espaços, *primal* e *dual*.

Uma nova aproximação para a solução ótima é então:

$$x^{K+1} = x^K + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta x^K \quad (3.67)$$

$$\lambda^{K+1} = \lambda^K + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda^K \quad (3.68)$$

$$s_1^{K+1} = s_1^K + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s_1^K \quad (3.69)$$

$$s_2^{K+1} = s_2^K + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s_2^K \quad (3.70)$$

$$\pi_1^{K+1} = \pi_1^K + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi_1^K \quad (3.71)$$

$$\pi_2^{K+1} = \pi_2^K + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi_2^K \quad (3.72)$$

onde $\sigma = 0.9995$.

A função de σ não é apenas de melhorar a convergência do problema, mas garantir que variáveis do problema permaneçam estritamente positivas, e não somente não negativas. Dessa forma garante-se que a solução além de estar dentro da região viável de operação, não estará sobre a fronteira desta região factível. Um aspecto crítico no algoritmo *primal-dual* é a escolha do parâmetro barreira μ . Na implementação realizada o parâmetro é atualizado a cada iteração segundo a seguinte fórmula:

$$\mu = \frac{gap}{\beta} = \frac{s_1^t \pi_1 - s_2^t \pi_2}{2\beta N_v} \quad (3.73)$$

onde β é um valor pré-definido.

Além disso, existe uma série de salvaguardas para evitar problemas numéricos, tais como:

- parâmetro barreira é sempre mantido maior ou igual a um valor mínimo μ ;
- as variáveis primais são sempre mantidas a uma distância da barreira, sendo essa distância alterada dinamicamente com μ ; e
- valor do *gap* não pode ser maior que um valor máximo estabelecido, sob pena do problema ser provavelmente inviável ou mal condicionado.

O algoritmo é considerado convergido quando as seguintes condições são satisfeitas:

- os *mismatches* de potência ativa/reactiva nas equações de balanço são menores que certas tolerâncias;
- as variáveis de folga s_1 e s_2 são menores que certas tolerâncias;
- o parâmetro barreira μ é igual a um valor mínimo estabelecido; e
- o valor do *gap* é menor que uma dada tolerância.

3.5 Considerações parciais

Comparando (3.63) e (3.64) com o sistema (3.30), nota-se que a inserção do conjunto de restrições de desigualdade ao problema de estimação de estado, onde restrições de igualdade já estão implementadas, acarreta em duas modificações no sistema de equações do problema:

- Inserção dos termos $S_1^{-1} \cdot \Pi_1$ e $S_2^{-1} \cdot \Pi_2$ na matriz ganho $G(x)$ do problema de estimação;
- Inserção dos termos $S_1^{-1} \mu e$ e $S_2^{-1} \mu e$ no termo à direita da igualdade (termo independente).

O esforço realizado nesse trabalho no que se refere à incorporação de restrições de desigualdade diz respeito apenas aos limites de variação de *tap* dos transformadores (restrições de canalização). Não se tratará de outros tipos de restrições, como os limites de potência ativa/reactiva das barras de geração (restrições funcionais), porque esses não fazem parte, das variáveis de estado do problema. Um problema adicional à adição

destas restrições diz respeito aos limites operativos das máquinas, os quais são descritos por suas curvas de capacidade.

Definido, portanto, o problema a ser tratado (incorporação dos limites de *tap* como restrições da estimação de estado), cabe agora definir uma maneira viável de solução que considere o fato desse estimador ser uma ferramenta de operação do sistema em tempo real. A incorporação dos termos acima citados requer que a cada iteração a matriz ganho seja remontada e refatorada. Porém o gasto computacional envolvido nessa tarefa é elevado e, portanto, impróprio a um sistema de controle e operação em tempo real. Por esse motivo será apresentada, no apêndice B, uma técnica de refatoração parcial que viabilize a incorporação das restrições de desigualdade. Resultados práticos apresentados nesse apêndice demonstram a eficácia da implementação.

O apêndice C descreve algumas características da ferramenta de estimação utilizada nesse trabalho.

4 Tratamento de erros paramétricos em sistemas elétricos de potência

4.1 Introdução

Os resultados gerados pelos aplicativos de um sistema EMS, tais como controle de emergência e análise de contingências, dependem da correta execução do estimador de estado, uma vez que este é responsável por auferir consistência aos dados de entrada dessas ferramentas computacionais. O estimador de estado, por sua vez, é fortemente dependente de:

- medições de campo, como fluxos de potências e tensões nas barras;
- topologia da rede, que corresponde aos estados operativos de chaves e disjuntores; e
- parâmetros da rede, tais como impedância dos ramos e posição do *tap* de transformadores.

Uma das funcionalidades contempladas no processo de estimação é identificar erros inerentes a cada um dos grupos acima mencionados, bem como filtrar as informações portadoras de tais erros e expurgá-las ou corrigi-las durante o processo de estimação, com o objetivo de não prejudicar a consistência dos dados produzidos.

No que se refere à identificação de erros em medições de campo, um aumento na redundância das medidas e uma abordagem de estimação através de mínimos quadrados ponderados (WLS) são, em geral, suficientes. Erros inerentes à topologia da rede elétrica normalmente produzem inconsistências substanciais nas medidas estimadas, podendo ser identificados pelo operador no Centro de Controle. Procedimentos eficientes no sistema SCADA, ou mesmo uma abordagem generalizada do processo de estimação [7], são medidas de reforço para identificação de erros nesse último grupo de medições.

Contudo, erros paramétricos da rede são provenientes de falhas nos processos de fabricação de equipamentos, falha de calibração, mudança de *tap* localmente sem conhecimento do operador, entre outros. Além disso, erros paramétricos são menos

evidentes, podendo não ser identificados e levando a erros permanentes nos dados fornecidos pelo estimador.

Este capítulo tem o objetivo de avaliar as diferentes formas de estimação de parâmetros em sistemas elétricos de potência, propondo por fim uma medida de identificação de erros paramétricos à ferramenta de estimação objeto dessa dissertação. A seção 4.2 aborda a influência dos erros paramétricos nos resultados da estimação de estado. A seção 4.3 trata dos diferentes métodos de estimação de parâmetros. A seção 4.4 discute as diferentes abordagens apresentadas na seção anterior bem como os trabalhos mais relevantes publicados nessa área, culminando em uma proposta inovadora ao tratamento de erros paramétricos ao estimador utilizado.

Vale salientar a importância da estimação de parâmetros ao escopo dessa dissertação. Como foi apresentada anteriormente, a adição de restrições de desigualdade na estimação de estado visa tornar mais robusto esse processo. A partir do momento que é feita uma abordagem de restrições de desigualdade de *tapes* de transformadores, sem que esta esteja atrelada a um procedimento eficiente de tratamento de erro desse parâmetro, qualquer tentativa de robustecer a estimação se tornará inválida. Isto porque o processo de otimização como um todo ficará comprometido, devido à possível inconsistência nos limites do parâmetro considerado na restrição de desigualdade.

4.2 Influência de erros paramétricos no processo de estimação de estados

O processo de estimação de estado produz um modelo do sistema elétrico de potência que deve ser fiel às condições atuais de operação da rede. O modelo será tão fidedigno à representação do sistema quanto forem precisos os dados fornecidos ao estimador. Os dados dos parâmetros da rede elétrica, devido a diversos fatores, podem ser incorretos e, por conseguinte, influenciar de forma errônea a etapa de estimação. Dentre os fatores que ocasionam erros nos parâmetros, como dados de linha e *tap* de transformadores, pode-se citar:

- Erros de modelagem, que são comuns quando se considera, por exemplo, um modelo de parâmetros concentrados (π -nominal) ao invés de um modelo de

parâmetros distribuídos (π -equivalente). Informações erradas a cerca do comprimento das linhas de transmissão ocasionam discrepâncias relevantes entre ambos os modelos. Outro erro de modelagem comum refere-se a aproximações feitas aos modelos de transformadores. A dependência das condições climáticas em parâmetros de linha, como a resistência, e a sua não consideração no modelo influencia também de forma negativa.

- Erros na base de dados acessada pelo estimador. Os dados pertencentes à base de dados de um COS nem sempre representam com fidelidade uma rede elétrica. Isso é decorrente da série de intervenções feitas na rede que não são repassadas à base de dados pelos agentes de campo.
- Erros ocorridos durante a operação da rede elétrica. Esses ocorrem devido a problemas elétricos ou mecânicos em dispositivos de monitoração de *tapes* de transformadores, ou uma modificação local de um *tap* sem a posterior informação ao Centro de Controle. Nessa categoria pode-se citar ainda a colocação em operação de banco de capacitores, chaveamento de reatores de linha, entre outros.

Os erros que afetam parâmetros estáticos, como dados de linha (resistência, reatância e capacitância) e reatância de transformadores, compreendem os dois primeiros grupos citados acima. Esses erros devem ser tratados durante a fase de implementação e comissionamento do estimador, ou ainda durante a expansão da rede elétrica. Entretanto, parâmetros dinâmicos, como posição de *tapes* de transformadores (com esse recurso variável), sofrem influência dos três grupos de erros paramétricos, com especial atenção ao terceiro grupo.

Conforme simulações realizadas em [8], três conclusões podem ser feitas sobre a influência do tratamento de parâmetros na estimação.

- A estimação de parâmetros pode ser realizada em pequenas subredes locais em torno do parâmetro, evitando com isso processamento desnecessário. Essa conclusão é importante à medida que afirma que medições eletricamente distantes são inúteis à estimação de parâmetros.

- Na consideração de subredes locais ao parâmetro a ser estimado, quanto maior a precisão das medições locais maior será a influência do parâmetro na estimação.
- A presença de medições de fluxo de potência é crucial para uma correta identificação e estimação de erros paramétricos, principalmente no tocante a parâmetros série.

Embora todo parâmetro possa, em tese, ser estimado, é coerente que uma análise primária seja feita no sentido de manter a consistência dos dados de entrada do estimador e que o mínimo de esforço computacional seja utilizado, para tal é sabido que um erro paramétrico tem o mesmo efeito no estado estimado como um conjunto de erros correlacionados e conformes afetando todas as medidas adjacentes ao parâmetro portador de erro. Tal afirmação pode ser entendida pela seguinte formulação [50]:

$$z_s = h_s(x,p) + e_s \quad (4.1)$$

onde:

- z é o vetor de medidas;
- h é o vetor das funções lineares relacionadas às medidas;
- e é o vetor de erro das medidas;
- s é o subscrito que indica o conjunto de medidas adjacentes ao parâmetro;
- x é o vetor de valores reais dos estados; e
- p é o vetor de valores reais dos parâmetros.

Manipulando a equação 4.1, tem-se:

$$z_s = h_s(x,p_0) + [h_s(x,p) - h_s(x,p_0)] + e_s \quad (4.2)$$

onde:

- p₀ é o vetor de valores presumidos para os parâmetros.

O termo entre colchetes na equação 4.2 é equivalente a uma medida adicional de erro. Se o erro paramétrico for considerável, poderá haver detecção de erros grosseiros por parte do estimador, e as medidas adjacentes possuirão resíduos elevados. A medida de erro pode ainda ser linearizada.

$$h_s(x,p) - h_s(x,p_0) \simeq \left[\frac{\partial h_s}{\partial p} \right] \cdot e_p \quad (4.3)$$

onde:

$$e_p = p - p_0$$

4.3 Métodos de estimação de parâmetros

Apesar da importância da estimação de parâmetros no processo de estimação em sistemas elétricos, poucos esforços foram destinados à solução desse problema. As técnicas desenvolvidas nessa área serão apresentadas a seguir em dois grupos.

4.3.1 Estimação paramétrica por análise de sensibilidade residual

Essa técnica utiliza a estimação de estados convencional, onde apenas módulo e ângulo de fase das tensões são considerados. A metodologia é aplicada ao final de cada estimação, baseando-se na relação de sensibilidade entre os resíduos e os erros de medição [51]:

$$r = S \cdot e \quad (4.4)$$

sendo S a matriz de sensibilidade residual, dada por:

$$S = I - H \cdot G^{-1} \cdot H^T \cdot W^{-1} \quad (4.5)$$

onde:

- G é a matriz ganho;
- W é a matriz de ponderações;
- H é a matriz jacobiana das relações lineares; e
- I é a matriz identidade.

Combinando as equações 4.2 e 4.4, pode-se obter uma relação linear entre os resíduos adjacentes das medidas (r_s) e o erro paramétrico (e_p):

$$r_s = \left[S_{ss} \cdot \frac{\partial h_s}{\partial p} \right] \cdot e_p + \bar{r}_s \quad (4.6)$$

onde:

- s é o subscrito que representa as medidas adjacentes ao parâmetro;
- S_{ss} é a submatriz de sensibilidade das medidas adjacentes ao parâmetro; e
- \bar{r}_s é o vetor de resíduo que seria obtido caso o parâmetro estivesse correto.

Portanto, a incógnita e_p pode ser determinada a partir de um problema de estimação local. A estimação ótima de e_p , a partir de r_s , pode ser dada por:

$$\hat{e}_p = \left[\left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot S_{ss} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right) \right]^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot r_s \quad (4.7)$$

Estimado o erro do parâmetro, o valor do parâmetro pode ser obtido por:

$$p = p_0 + \hat{e}_p \quad (4.8)$$

4.3.2 Estimação paramétrica baseada no aumento do vetor de estados

Como o próprio título sugere, nessa classe de métodos de estimação, o parâmetro constitui uma variável adicional no vetor de estados. Dessa forma a função objetivo torna-se:

$$J(x,p) = \sum_{i=1}^m \frac{[h_i(x,p) - z_i]^2}{\sigma_i^2} \quad (4.9)$$

Onde:

J é o resíduo, função do vetor de estados x e do parâmetro p ;

σ_i^2 é a variância da medida; e

m é o número de medidas.

Essa classe de métodos pode ser ainda dividida em duas categorias:

Solução usando equações normais [52]

Nessa categoria, a matriz jacobiana deve ser aumentada para acomodar os parâmetros adicionados ao vetor de estados. Haverá tantas novas colunas quanto for o número de parâmetros considerados, e tantas novas linhas quanto for o número de medidas relacionadas a este parâmetro. No caso da adição de um único parâmetro, a jacobiana ficaria:

$$H = \begin{bmatrix} \frac{\partial h_1}{\partial x_1} & \frac{\partial h_1}{\partial x_2} & 0 \\ \frac{\partial h_2}{\partial x_1} & \frac{\partial h_2}{\partial x_2} & 0 \\ \frac{\partial h_3}{\partial x_1} & \frac{\partial h_3}{\partial x_2} & \frac{\partial h_3}{\partial p} \\ \frac{\partial h_4}{\partial x_1} & \frac{\partial h_4}{\partial x_2} & 0 \\ \frac{\partial h_5}{\partial x_1} & \frac{\partial h_5}{\partial x_2} & \frac{\partial h_5}{\partial p} \\ \frac{\partial h_6}{\partial x_1} & \frac{\partial h_6}{\partial x_2} & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

Os elementos não nulos da nova coluna, referente ao parâmetro estimado, surgem nas linhas onde haja medidas adjacentes a este parâmetro.

Solução baseada na teoria do filtro de Kalman [53]

A cada amostra k , as medidas são relacionadas aos estados da seguinte forma:

$$z(k) = h(x(k), k, p) + e(k) \quad (4.11)$$

A função objetivo, dentro de um processo de estimação por mínimos quadrados ponderados, torna-se:

$$J_k = \sum_{i=1}^m [h_i(x(k), k, p) - z_i(k)]^T \cdot W \cdot [h_i(x(k), k, p) - z_i(k)] \quad (4.12)$$

Iniciando o processo de estimação a partir de um vetor de parâmetros p_0 , o objetivo é conseguir melhores estimações de p a cada amostra:

$$p_{k+1} = p_k + e_p(k) \quad (4.13)$$

assumindo-se que o vetor de erro $e_p(k)$ possui média zero e matriz de covariância $R_p(k)$. A equação 4.14 soluciona o problema de estimação na iteração i para a amostra k

$$G^i(k) \begin{bmatrix} \Delta x^i(k) \\ \Delta p_k^i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} H_x^i & H_p^i \\ 0 & I \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} W & 0 \\ 0 & R_p^{-1}(k-1) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} z(k) - h(x^i(k), k, p_k^i) \\ p_{k-1} - p_k^i \end{bmatrix} \quad (4.14)$$

onde a matriz $G^i(k)$ é definida por:

$$G^i(k) = \begin{bmatrix} H_x^i & H_p^i \\ 0 & I \end{bmatrix}^T \cdot \begin{bmatrix} W & 0 \\ 0 & R_p^{-1}(k-1) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} H_x^i & H_p^i \\ 0 & I \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Ao final do processo iterativo, a matriz de covariância do parâmetro é atualizada por:

$$R_p(k) = \Lambda_{pp}(k) \quad (4.16)$$

onde $\Lambda_{pp}(k)$ corresponde à seguinte submatriz da matriz ganho,

$$G(k)^{-1} = \begin{bmatrix} \Lambda_{xx}(k) & \Lambda_{xp}(k) \\ \Lambda_{px}(k) & \Lambda_{pp}(k) \end{bmatrix}^T \quad (4.17)$$

4.4 Comparação entre as metodologias de tratamento de erros paramétricos

Apesar do número limitado de métodos propostos à solução de erros paramétricos, persiste a controvérsia sobre a eficácia de cada um deles. Os artigos publicados nessa área são superficiais no sentido de não estabelecerem comparações precisas entre as diferentes metodologias. Com base em [54] e nas publicações mais relevantes, algumas conclusões podem ser estabelecidas:

- No tocante à estimação do valor do parâmetro, a metodologia de aumento do vetor de estados é preferida em relação àquela empregada na análise residual. A série de linearizações realizadas no método de análise de sensibilidade de resíduos necessita de um número maior de iterações para obter precisão semelhante ao método do vetor aumentado.
- Embora o método do vetor aumentado por equações normais seja eficaz na estimação do valor do parâmetro, este não possui a característica de identificar os parâmetros suspeitos. A carência dessa fase de pré-identificação compromete a metodologia, visto que se pode iniciar a fase de estimação contemplando valores errados para os parâmetros. Além disso, ao adicionar um parâmetro ao vetor de estados reduz-se a eficiência computacional devido ao aumento das dimensões da matriz ganho. Há ainda como consequência a redução no nível de redundância do sistema de medição.
- A técnica de análise de sensibilidade de resíduos é eficaz na determinação de parâmetros suspeitos, porém apresenta baixa eficiência quando mais de um parâmetro deve ser estimado.
- Uma vantagem da abordagem pela análise de sensibilidade é que nessa técnica a identificação e a estimação do parâmetro são procedimentos independentes; ou seja, não há necessidade de se modificar toda a ferramenta de estimação para agregar essa análise, diferente do que ocorre com a metodologia do vetor aumentado.
- A utilização da teoria de filtro de Kalman é eficaz, pois melhora recursivamente o valor do parâmetro, porém a necessidade de atualizar as matrizes de covariância torna essa metodologia computacionalmente ineficiente, principalmente quando o número de parâmetros a ser estimado é elevado.
- Um ponto em que não há controvérsia no tratamento de erros paramétricos, diz respeito à natureza do processamento para estimação do parâmetro. Para parâmetros que permanecem essencialmente constantes, como reatância das

linhas, o melhor é realizar um processo *off-line* de estimação paramétrica. Já no que se refere a variáveis dinâmicas, como *tapes* de transformadores, o processo *on-line* é o mais indicado.

Diante das conclusões acima, será proposta na seção seguinte uma metodologia baseada em análise de sensibilidade de resíduos, mais especificamente em [55], com a finalidade de robustecer a estimação do parâmetro *tap* de transformador, e por consequência a convergência do estimador. A técnica tem como objetivo ajustar os limites das restrições de desigualdade desse parâmetro, forçando com isso uma convergência do *tap* em uma região mais restrita. Diante da capacidade de ajuste dos limites das desigualdades, é possível determinar, implicitamente, os *tapes* suspeitos do processo de estimação.

4.5 Proposta de tratamento do parâmetro *tap*

Do ponto de vista operacional, pode-se classificar os transformadores de potência em duas classes distintas:

- Na primeira classe encontram-se os transformadores da zona de transmissão que conecta a rede de transmissão as demais redes de subtransmissão. São responsáveis pelo controle de potência reativa gerada ou do fluxo de potência reativa nas linhas. Normalmente são operados remotamente pelo COS.
- Na segunda classe encontram-se os transformadores que interligam as redes de subtransmissão à rede de distribuição. Em maior número, esses transformadores têm, como função final, controlar as flutuações de tensão dos consumidores de energia. Raramente são monitorados pelo COS.

O ajuste dos *tapes* têm ação significativa na estimação dos módulos de tensão das barras adjacentes, bem como no fluxo de potência reativa [8]. Devido a sua relevância na operação da rede elétrica, algumas metodologias foram desenvolvidas com o propósito de estimar o valor do *tap* o mais perto possível do seu valor real.

4.5.1 Estimação de *tap* de transformador

A técnica abordada em [56] utiliza a metodologia do vetor de estado aumentado para estimar os *tapes*. Posteriormente, os valores estimados são discretizados nos valores reais possíveis para o parâmetro, e mais uma vez, agora sem a presença dos *tapes* no vetor de estados, o estado do sistema é estimado. Ainda abordando a metodologia do vetor aumentado, em [57] a estimação da posição do *tap* é feita após uma etapa de filtragem de erros grosseiros. Além disso, é feita a incorporação do modelo dinâmico do *tap* no algoritmo de estimação.

O tratamento de *tapes* pela análise de sensibilidade é abordado em [57-60]. Contudo, as técnicas apresentadas não são viáveis em COS devido à baixa eficiência computacional. Ainda sobre a abordagem por sensibilidade, em [55] é apresentada uma técnica viável em uma ambiente em operação em tempo real, devido sua simplicidade de implementação. Sua aplicação no ajuste das restrições operacionais dos *tapes* será apresentada na seção seguinte.

4.5.2 Restrições operacionais por análise de sensibilidade residual

Multiplicando ambos os termos da igualdade 4.5 por W_s^{-1} , obtém-se:

$$W_s^{-1} \cdot S_{ss} = W_s^{-1} - W_s^{-1} \cdot H_s \cdot G^{-1} \cdot H_s^T \cdot W_s^{-1} \quad (4.18)$$

onde:

- s é o subscrito que representa as medidas adjacentes ao parâmetro;
- S_{ss} é a submatriz de sensibilidade das medidas adjacentes ao parâmetro;
- G é a matriz ganho fatorada, obtida ao fim do processo de estimação;
- W_s é a matriz de ponderações das medidas adjacentes ao parâmetro; e
- H_s é a matriz jacobiana das relações lineares das medidas adjacentes ao parâmetro.

Definindo o vetor δ_s como:

$$\delta_s = H_s^T \cdot W_s^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right) \quad (4.19)$$

onde:

h_s são as relações lineares das medidas adjacentes ao parâmetro; e
 p é o parâmetro.

Os componentes de δ_s são dados por:

$$\delta_{s,i} = \sum_{k=1}^s \frac{\partial h_k}{\partial x_i} \cdot \frac{\partial h_k}{\partial p} \cdot \frac{1}{\sigma_k^2} \quad i = 1, \dots, n \quad (4.20)$$

onde:

i representa cada um dos estados do sistema; e
 n é o número total de estados.

Manipulando as equações 4.18 e 4.19, a equação 4.7 pode ser definida como:

$$\hat{e}_p = \left[\left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right) - \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot H_s \cdot G^{-1} \cdot H_s^T \cdot W_s^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right) \right]^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot r_s = \left[\left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right) - \delta_s^T \cdot G^{-1} \cdot \delta_s \right]^{-1} \cdot \left(\frac{\partial h_s}{\partial p} \right)^T \cdot W_s^{-1} \cdot r_s \quad (4.21)$$

Duas variantes podem ser usadas para computar \hat{e}_p :

(a) Obter y_s resolvendo

$$G \cdot y_s = \delta_s \quad (4.22)$$

Nessa abordagem serão necessárias uma substituição direta (*forward substitution*) e uma retrossubstituição (*backward substitution*) na matriz ganho. O erro paramétrico estimado é obtido por:

$$\hat{e}_p = \left[\sum_{k=1}^s \left(\frac{\partial h_k}{\partial p} \right)^2 \cdot \frac{1}{\sigma_k^2} - \sum_{j=1}^n \delta_{sj} \cdot y_{sj} \right]^{-1} \cdot \sum_{k=1}^s \left(\frac{\partial h_k}{\partial p} \right)^2 \cdot \frac{r_k}{\sigma_k^2} \quad (4.23)$$

(b) Assumindo que a matriz ganho G já foi fatorada em:

$$G = LDL^T \quad (4.24)$$

onde:

L é a matriz triangular inferior; e

D é a matriz diagonal.

Obtém-se da equação 4.22:

$$\sqrt{D} \cdot L \cdot \tilde{y}_s = \delta_s \quad (4.25)$$

Nessa abordagem será necessária apenas uma substituição direta em L para calcular o erro paramétrico estimado, \hat{e}_p , definido por:

$$\hat{e}_p = \left[\sum_{k=1}^s \left(\frac{\partial h_k}{\partial p} \right)^2 \cdot \frac{1}{\sigma_k^2} - \sum_{j=1}^n \tilde{y}_{sj}^2 \right]^{-1} \cdot \sum_{k=1}^s \left(\frac{\partial h_k}{\partial p} \right)^2 \cdot \frac{r_k}{\sigma_k^2} \quad (4.26)$$

A abordagem escolhida nesse trabalho foi a (b), por utilizar a matriz ganho já fatorada no processo de estimação.

De posse do erro paramétrico, tem-se:

$$p^C = p^M + e_p \quad (4.27)$$

onde:

p^M é o valor medido do parâmetro; e

p^C é o valor corrigido do parâmetro.

Recordando o processo de estimação com restrições de igualdade e desigualdade, tem-se:

$$\begin{aligned} \min_x J(x) \\ \text{s.a} \quad g(x)=0 \\ l \leq x \leq u \end{aligned} \tag{4.28}$$

Reescrevendo a equação 4.28 em termos do parâmetro estimado:

$$\begin{aligned} \min_x J(x, p^E) \\ \text{s.a} \quad g(x)=0 \\ \underline{p} \leq p_E \leq \bar{p} \end{aligned} \tag{4.29}$$

onde:

p_E é o valor estimado do parâmetro;

\underline{p} é o limite operacional inferior do parâmetro; e

\bar{p} é o limite operacional superior do parâmetro.

O objetivo do emprego da análise de sensibilidade é ajustar os limites das desigualdades a fim de robustecer a convergência do parâmetro dentro do problema de estimação de estado com restrições de desigualdade. As correções nos limites operacionais, na iteração $K+1$, serão feitas conforme a Tabela 4.1:

	$\hat{e}_p^K < 0$	$\hat{e}_p^K > 0$
\underline{p}^{K+1}	$\begin{cases} = p_E^K + \hat{e}_p^K & \text{se } \underline{p}^K < p_E^K < \bar{p}^K \\ = \underline{p}^K - \hat{e}_p^K & \text{caso contrário} \end{cases}$	$\begin{cases} = p_E^K - \hat{e}_p^K & \text{se } \underline{p}^K < p_E^K < \bar{p}^K \\ = \underline{p}^K - \hat{e}_p^K & \text{caso contrário} \end{cases}$
\bar{p}^{K+1}	$\begin{cases} = p_E^K - \hat{e}_p^K & \text{se } \underline{p}^K < p_E^K < \bar{p}^K \\ = \bar{p}^K - \hat{e}_p^K & \text{caso contrário} \end{cases}$	$\begin{cases} = p_E^K + \hat{e}_p^K & \text{se } \underline{p}^K < p_E^K < \bar{p}^K \\ = \bar{p}^K - \hat{e}_p^K & \text{caso contrário} \end{cases}$

Tabela 4.1 - Correções nos limites pela análise de sensibilidade

4.6 Considerações parciais

Este capítulo apresentou as metodologias conhecidas para a estimação de erros paramétricos. Ao final do capítulo foi apresentada uma metodologia para robustecer a estimação de estado que incorpora restrições de desigualdade. Haja vista que se considerou a implementação de *tap* de transformador com uma restrição de desigualdade, a tentativa de robustecer a estimação, através do ajuste dos limites das desigualdades, foi feita com base na análise de sensibilidade. O objetivo com essa nova proposta é restringir a convergência dos *tapes* variando seus limites operativos. A eficácia da proposta será verificada no capítulo seguinte através de simulações em sistemas elétricos-teste.

5 Testes e resultados

5.1 Introdução

Este capítulo apresenta os testes de validação das técnicas descritas ao longo dos capítulos anteriores. Apresentar-se-á os resultados obtidos para as formulações descritas nos dois últimos capítulos que, resumidamente, podem ser listadas como:

- Adição das restrições de desigualdade de *tapes* pelo método de pontos interiores;
- Emprego da análise de sensibilidade residual para robustecer a convergência por pontos interiores.

Os testes foram realizados no ambiente SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia. O SAGE é um sistema SCADA/EMS desenvolvido pelo Centro de Pesquisas Elétricas da Eletrobrás - CEPEL - utilizado por diversas empresas de energia elétrica, com destaque para a implantação existente no CNOS de controle do ONS. Informações adicionais acerca do SAGE podem ser obtidas no Apêndice D.

Foram utilizados dois sistemas para validação dos resultados. O primeiro é o sistema teste padrão para validação dos resultados de novas implementações dentro do sistema SAGE. Este sistema elétrico possui 65 barras e representa o equivalente Sul/Sudeste brasileiro. O segundo é um sistema equivalente para a rede básica do sistema elétrico brasileiro.

5.2 Características de implementação e validação

As implementações das formulações apresentadas nos capítulos precedentes foram feitas na linguagem de programação FORTRAN. A exceção foi a implementação da análise de sensibilidade residual desenvolvida em MATLAB, cujos dados alimentaram a base do SAGE para testar essa nova proposta de tratamento paramétrico. Os testes realizados na plataforma SAGE foram feitos em um computador Pentium IV 1,7 GHz, 1

GB de memória RAM, e sistema operacional Linux. A implementação da análise residual foi feita no sistema operacional Windows 2000.

5.3 Características do sistema teste do SAGE

O sistema elétrico teste, representando a rede das regiões Sul/Sudeste, utilizado para validação da metodologia proposta tem as seguintes características:

- 65 barras;
- 87 circuitos;
- 29 geradores;
- 19 cargas;
- 1 compensador síncrono;
- 21 reatores *shunts*;
- 0 banco de capacitores;
- 40 transformadores (6 LTC's).

O sistema de medição desse sistema é composto por:

- 250 medidas com par (ver Apêndice C);
- 20 medidas sem par (ver Apêndice C);
- 40 restrições de igualdade.

Dados complementares desse sistema são fornecidos no formato ANAREDE no Apêndice E. Na Figura 5.1 é apresentado o unifilar desse sistema.

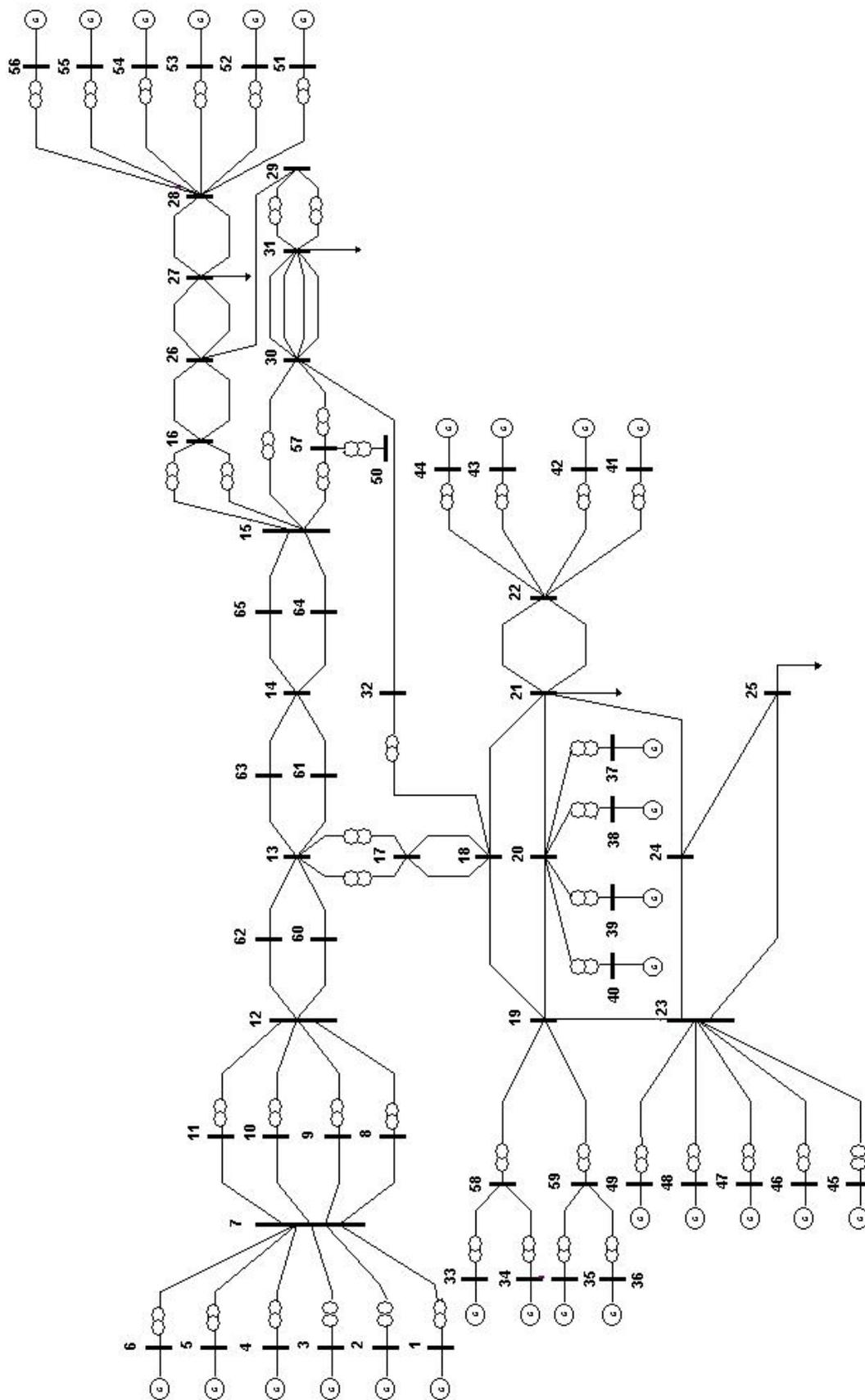


Figura 5.1 - Unifilar do sistema elétrico do SAGE

5.4 Validação do método de pontos interiores

As simulações reportadas a seguir foram realizadas a partir de um *snapshot* do sistema teste de 65 barras apresentado na Figura 5.1. A matriz ganho é calculada para condições de *flat start*; ou seja, módulos das tensões iguais a 1,0 pu, ângulos das tensões iguais a 0, e *tapes* iguais a 1. A matriz ganho não é atualizada a cada iteração com os novos valores de tensão e *tap*, sofrendo apenas as modificações provenientes da adição das restrições de desigualdade dos *tapes*. Na atualização da matriz ganho pela adição de restrições de desigualdade, utilizou-se a técnica de refatoração parcial por caminho de fatoração.

5.4.1 Critérios de convergência

São adotados cinco critérios de convergência para o estimador. São eles:

- Critério 1: Convergência dos ângulos ($\Delta\theta \leq 0,001$);
- Critério 2: Convergência dos multiplicadores de Lagrange - parte ativa ($\Delta\pi \leq 0,001$);
- Critério 3: Convergência dos multiplicadores de Lagrange - parte reativa ($\Delta\pi \leq 0,001$);
- Critério 4: Convergência de *tap* ($\Delta t \leq 0,001$);
- Critério 5: Convergência de tensão ($\Delta V \leq 0,05$).

Com a adição das restrições de desigualdade, dois critérios foram adicionados:

- Critério 6: Convergência do parâmetro barreira ($\mu \leq 5,0 \times 10^{-4}$);
- Critério 7: Convergência do parâmetro *gap* ($gap \leq 5,5 \times 10^{-4}$);

O processo de estimação é dito convergido quando os sete critérios são respeitados.

5.4.2 Conjunto de *tapes* a estimar

O sistema teste de 65 barras possui 6 transformadores com tap variável e que, portanto, podem ser estimados. A Tabela 6.4 apresenta as informações desses transformadores. Os valores apresentados na tabela denominados de verdadeiros são os considerados para um caso convergido de fluxo de potência.

Tap	Especificação	Circuito		Valor	Valor	Valor
		DE	PARA	mínimo	máximo	verdadeiro
1	C2S03TR21	17	13	0,87959	1,16887	1,037
2	C2S03TR22	17	13	0,87959	1,16887	1,037
3	C2S05TR21	16	15	0,87959	1,16887	1,042
4	C2S05TR22	16	15	0,87959	1,16887	1,042
5	C2S05TR23	30	15	0,85915	1,10228	1,038
6	C4S11TR24	48	23	0,85930	1,11495	1,056

Tabela 5.1 - Conjunto de *tapes* a estimar

5.4.3 Metodologia para validação

Na realização das simulações foi aplicada a seguinte metodologia para validação do método de pontos interiores:

- Inicialização *flat-start* para os módulos e ângulos das tensões;
- O valor inicial da variável de folga s_1 , de cada *tap*, é definido como a diferença entre o valor inicial do tap e seu limite inferior;
- O valor inicial da variável de folga s_2 , de cada *tap*, é definido como a diferença entre o seu limite superior e o seu valor inicial;
- O parâmetro barreira μ é inicializado com valor 5,0;

- O parâmetro *gap* é inicializado com valor 50,0;
- O valor máximo do parâmetro *gap* é $1,0 \times 10^4$. Se este valor for ultrapassado o método de pontos interiores é considerado não convergido;
- Os valores iniciais dos *tapes* são arbitrados com a finalidade de averiguar a convergência do método.

Foram realizadas sete simulações distintas. Os valores iniciais arbitrados aos *tapes* em cada uma das simulações são definidos na Tabela 5.2. Quando não forem especificados os valores iniciais, considera-se *flat start*; ou seja, *tap* igual um.

Simulação	Tap		Valor arbitrado
	Número	Especificação	
1	Todos	-	flat-start
2	1	C2S03TR21	0,80
	3	C2S05TR21	1,20
3	2	C2S03TR22	0,75
	4	C2S05TR22	0,75
	6	C4S11TR24	1,15
4	1	C2S03TR21	1,20
	2	C2S03TR22	1,20
	3	C2S05TR21	0,80
	4	C2S05TR22	0,80
	5	C2S05TR23	1,15
	6	C4S11TR24	0,80
5	Todos	-	0,75
6	1	C2S03TR21	0,6
	3	C2S05TR21	0,6

Tabela 5.2 - Valores arbitrados dos tapes a estimar

5.4.4 Simulações

Simulação 1

Nessa simulação todos os *tapes* possuem valor igual a um. A Figura 5.2 mostra a evolução dos *tapes* durante as iterações.

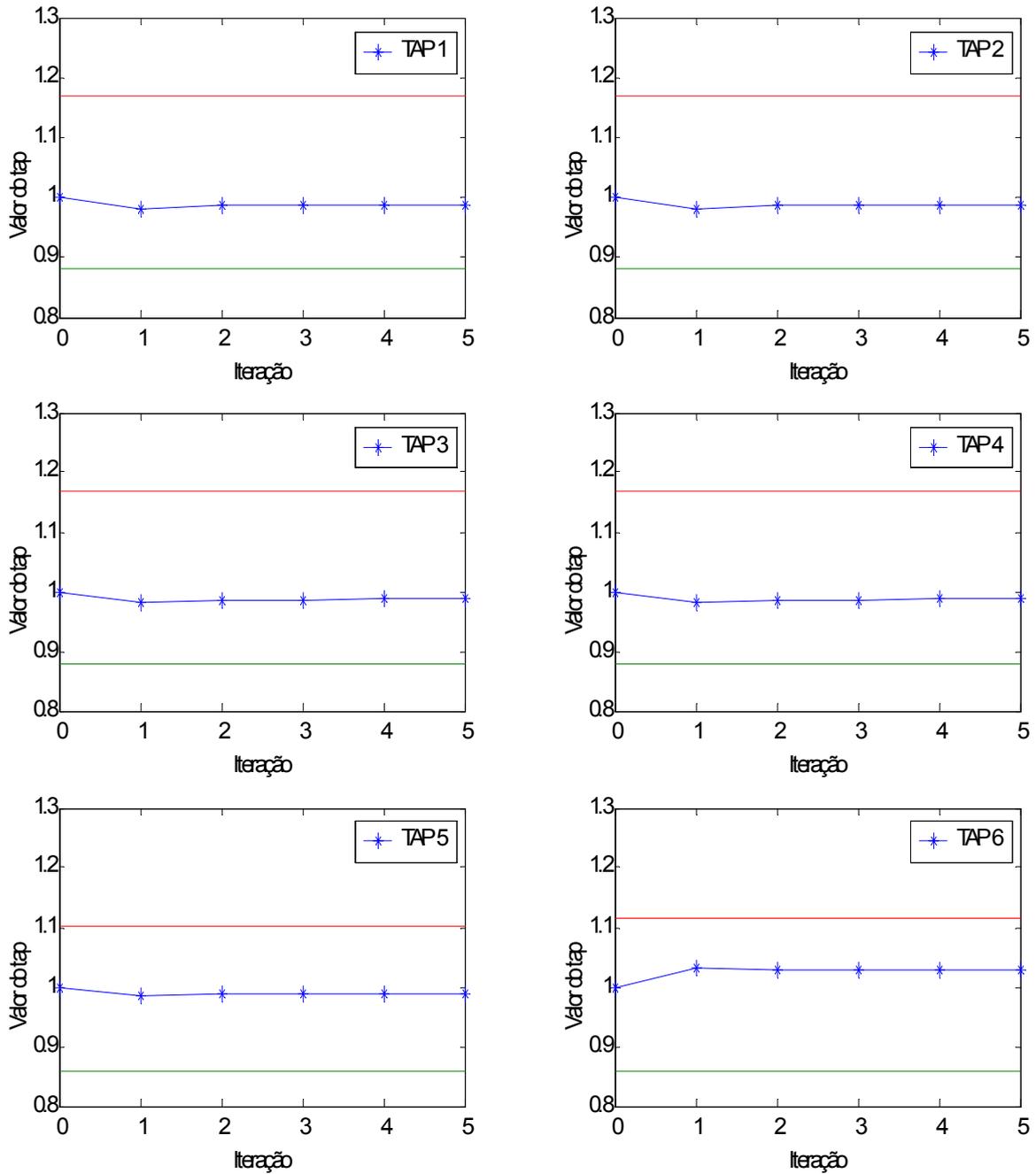


Figura 5.2-Simulação 1: Evolução dos tapes

Todos os *tapes* do sistema têm seus valores medidos dentro dos seus limites operativos, representados pelas duas linhas contínuas, e permanecem assim até a convergência do caso após cinco iterações. Os valores reportados representam os valores dos *tapes* após cada iteração, por isso, no eixo referente ao número de iterações sempre aparecerá a iteração zero, correspondente aos valores iniciais dos *tapes* antes do processo iterativo. A Figura 5.3 representa os valores dos critérios de convergência do método de pontos interiores após cada iteração.

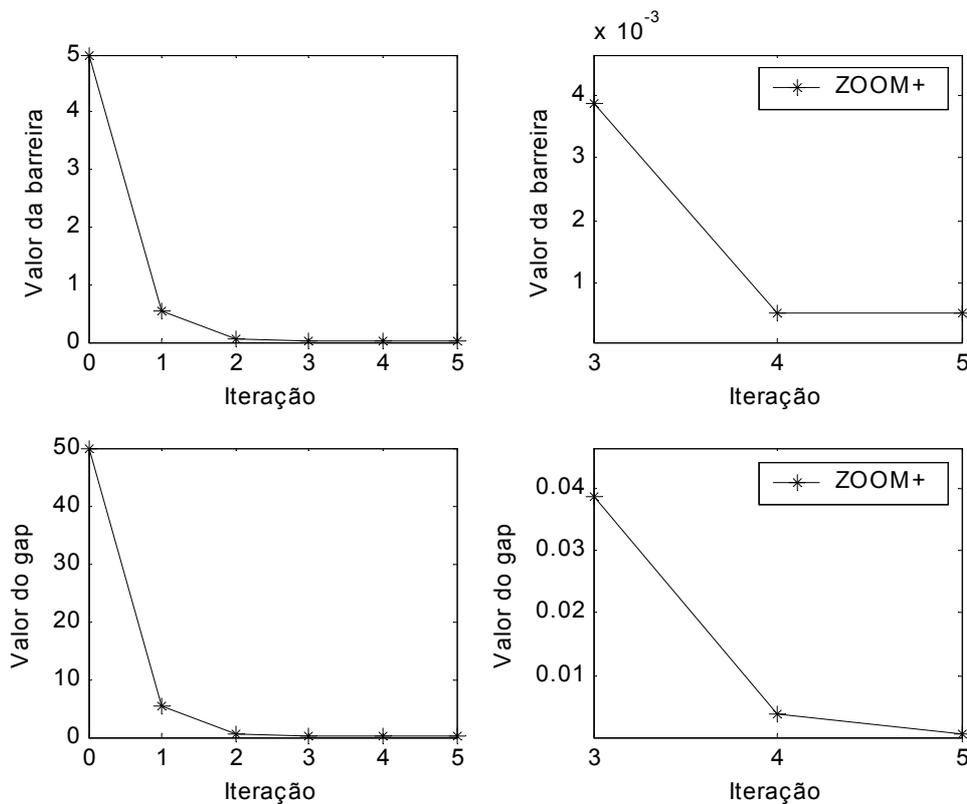


Figura 5.3 - Simulação 1: Valores dos critérios de convergência

Os dois gráficos da coluna da esquerda representam os valores obtidos, ao final de cada iteração, para os parâmetros *barreira* e *gap*. Conforme dito em seção precedente, o parâmetro *barreira* inicia com o valor 5 e o parâmetro *gap* tem valor inicial igual a 50. Os gráficos da coluna da direita representam os mesmos gráficos da esquerda, porém com os eixos redimensionados para explicitar os valores finais de convergência de ambos parâmetros. Esse formato será adotado nas demais simulações realizadas ao longo desse trabalho.

A Figura 5.4 mostra a direção, a cada iteração, nos espaços primal e dual. A direção é a resultante do passo primal (α_p), definido pela equação (3.65), e do passo dual (α_d), definido pela equação (3.66). Os valores fornecidos são normalizados de forma que a última iteração na simulação corrente sempre terá valor unitário tanto no espaço primal quanto no espaço dual.

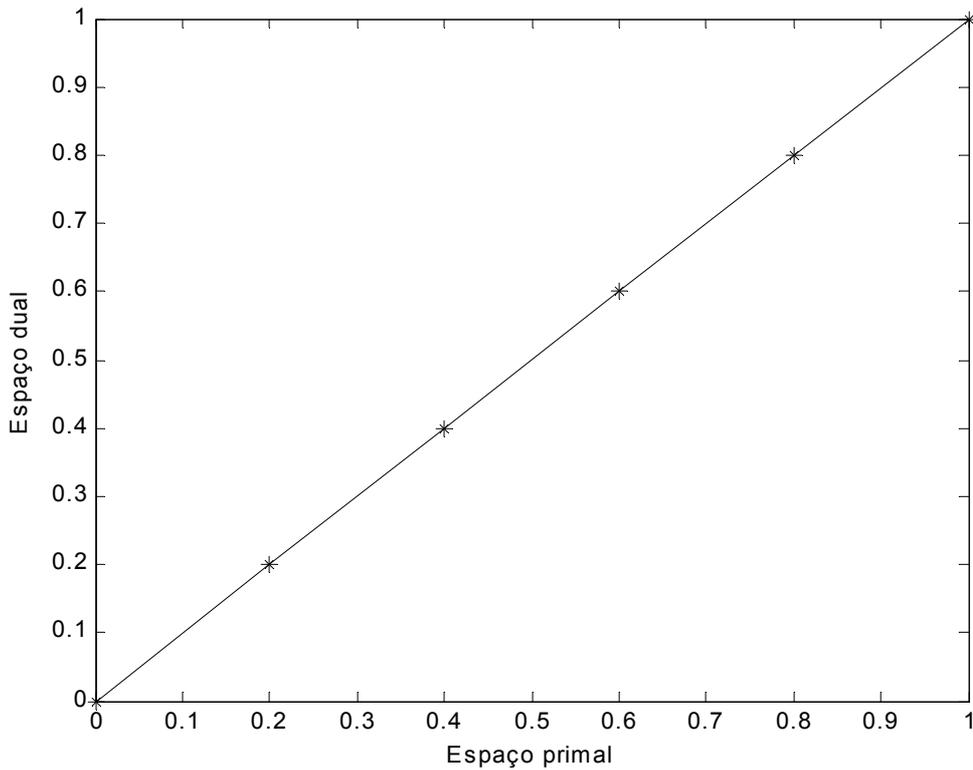


Figura 5.4 - Simulação 1: Passos nos espaços primal e dual

Como nesse caso os valores já estão dentro dos limites operativos e neles permanecem até a convergência, os passos em ambos espaços serão constantes em todas as iterações. Isso pode ser facilmente observado pelas equações (3.65) e (3.66) que representam a formulações matemáticas para determinação dos valores dos passos.

Simulação 2

Nessa simulação dois *tapes* terão, inicialmente, seus valores fora dos seus limites operativos. A Figura 5.5 reporta os valores obtidos. Cabe salientar que o método de pontos interiores tem como exigência que as condições iniciais estejam dentro da região de factibilidade, por isso os valores são ajustados automaticamente.

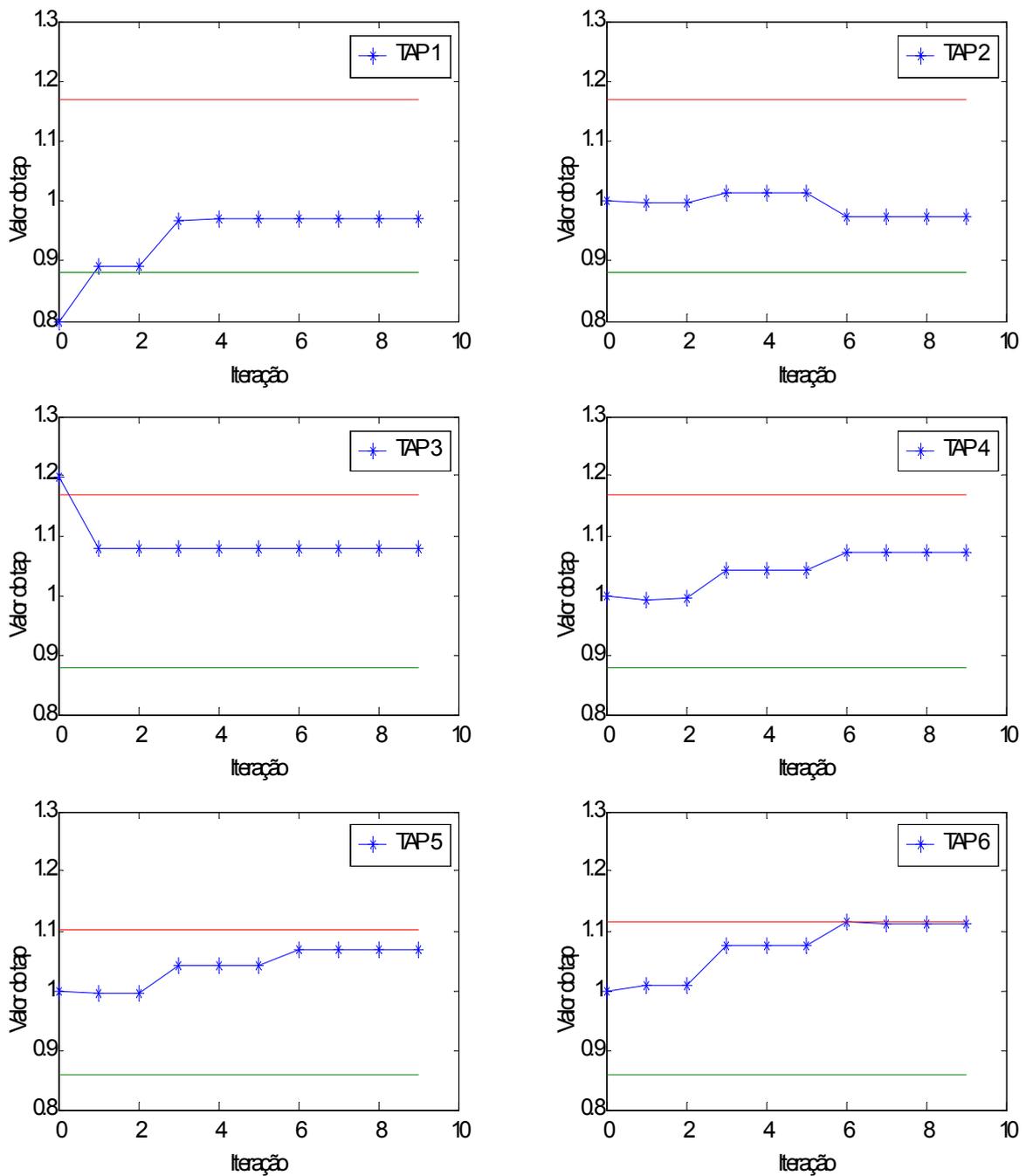


Figura 5.5 - Simulação 2: Evolução dos tapes

Os gráficos mostram que os *tapes* arbitrados com valores fora de seus limites operativos caminham para a região de viabilidade e o sistema como um todo converge em 9 iterações. É interessante perceber que para o sistema convergir, alguns *tapes* arbitrados com valores dentro de seus limites operativos têm seus valores degradados e a convergência destes ocorre perto da região factível. Exemplo mais contundente seria o TAP 6.

A Figura 5.6 mostra os valores obtidos para os critérios de convergência.

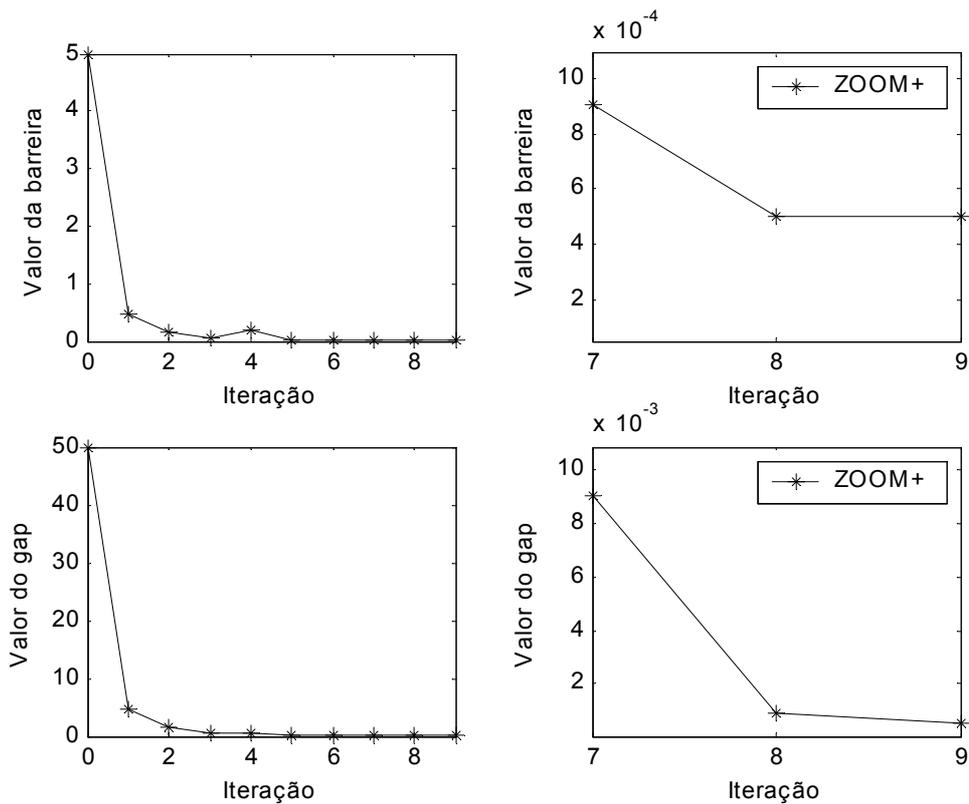


Figura 5.6 - Simulação 2: Valores dos critérios de convergência

A Figura 5.7 mostra a direção nos espaços primal e dual para o caso em estudo.

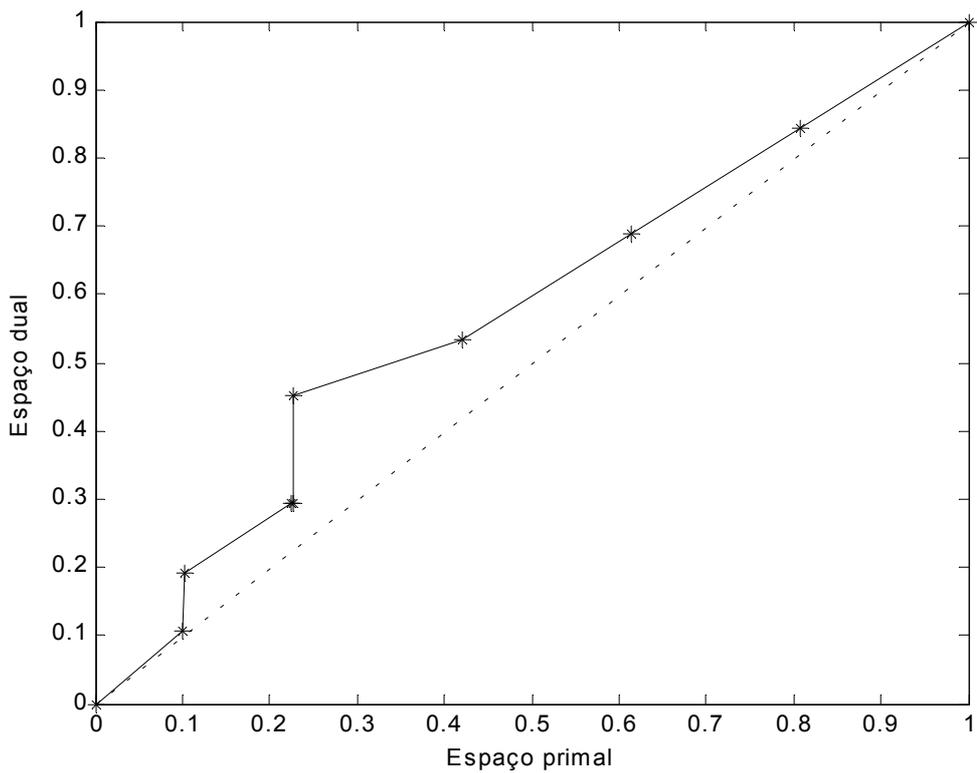


Figura 5.7 - Simulação 2: Passos nos espaços primal e dual

A linha tracejada no gráfico representa a direção obtida para passo completo em ambos os espaços, a exemplo do ocorrido durante a primeira simulação. Para as iterações onde os *tapes* se encontram dentro dos seus limites, os passos dados nos espaços primal e dual seriam unitários.

Simulação 3

Nesse terceiro caso, três *tapes* estimados possuirão valores fora de suas regiões de viabilidade conforme definido na Tabela 5.2. A Figura 5.8 mostra a evolução dos *tapes* e a inserção desses dentro de seus limites operativos.

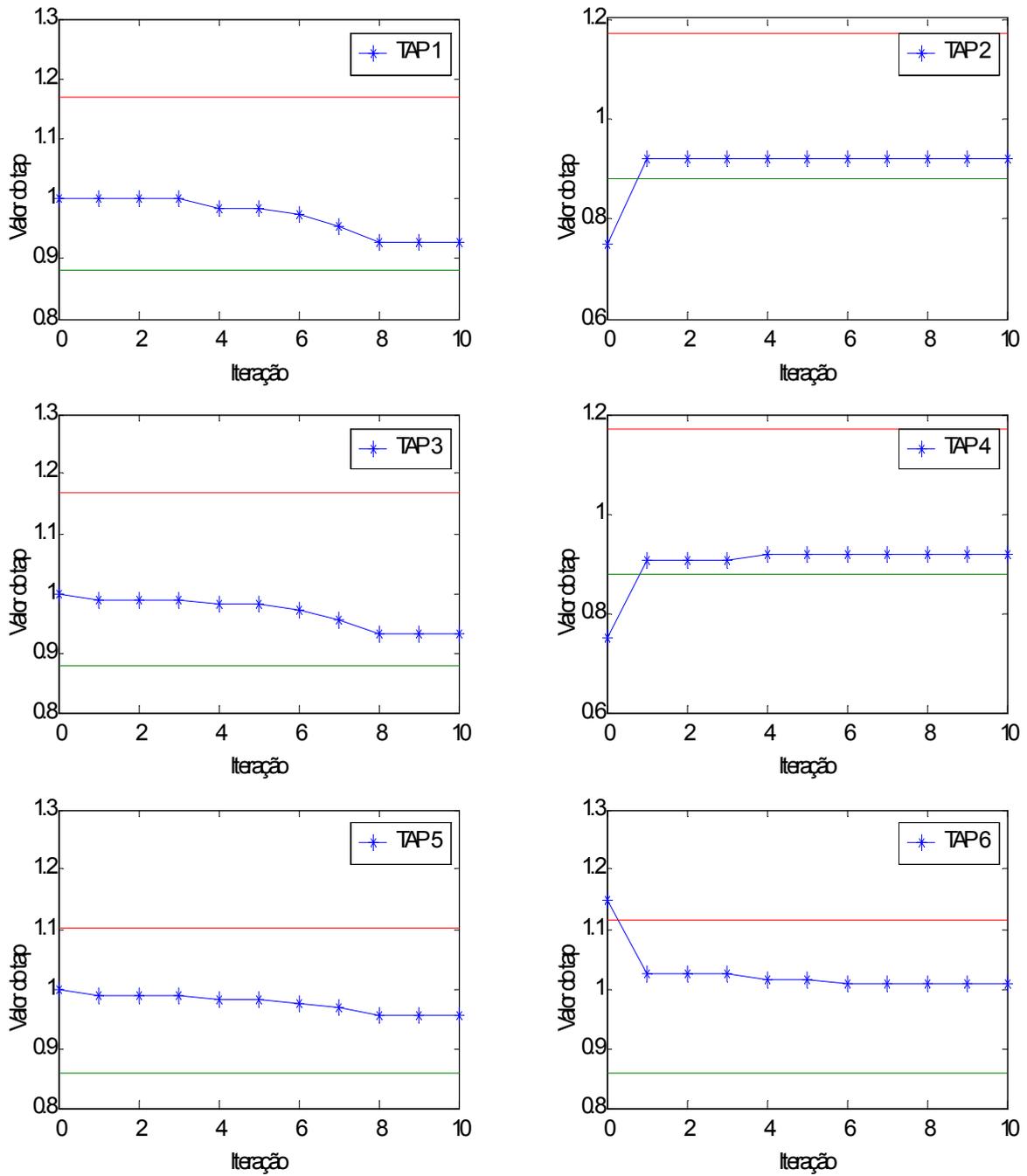


Figura 5.8 - Simulação 3: Evolução dos tapes

Os gráficos acima mostram que os tapes modificados convergem, em 10 iterações, para valores dentro dos seus limites operativos.

A Figura 5.9 mostra os valores obtidos para os critérios de convergência do método de pontos interiores durante as 10 iterações.

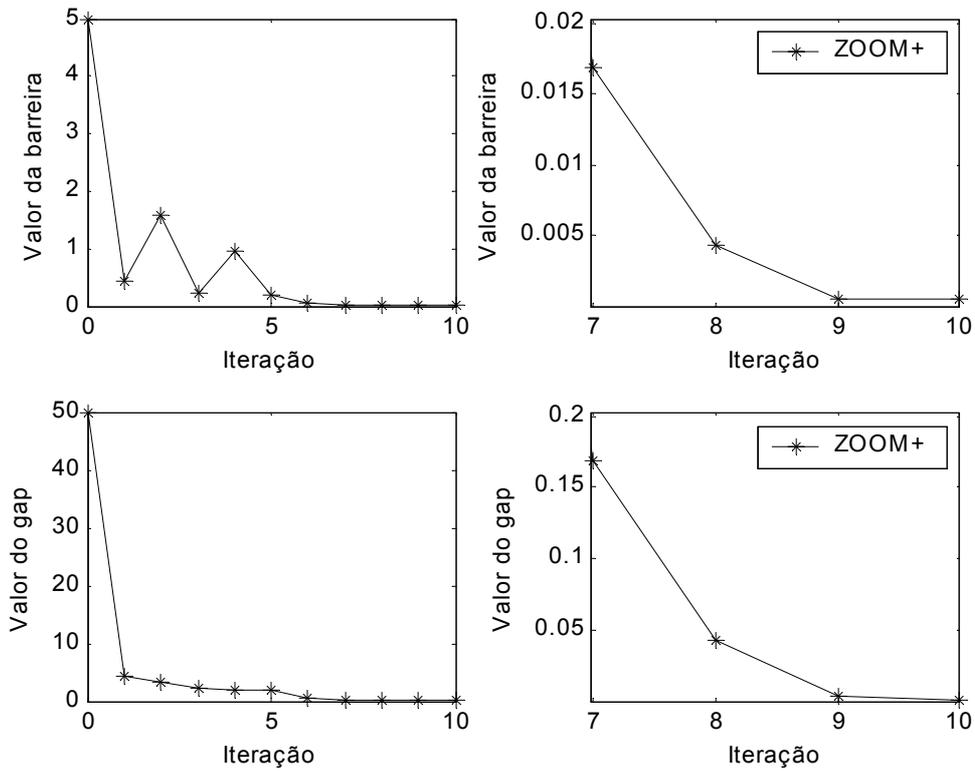


Figura 5.9 - Valores dos critérios de convergência

Encerrando este caso, a Figura 5.10 apresenta os passos em ambos os espaços.

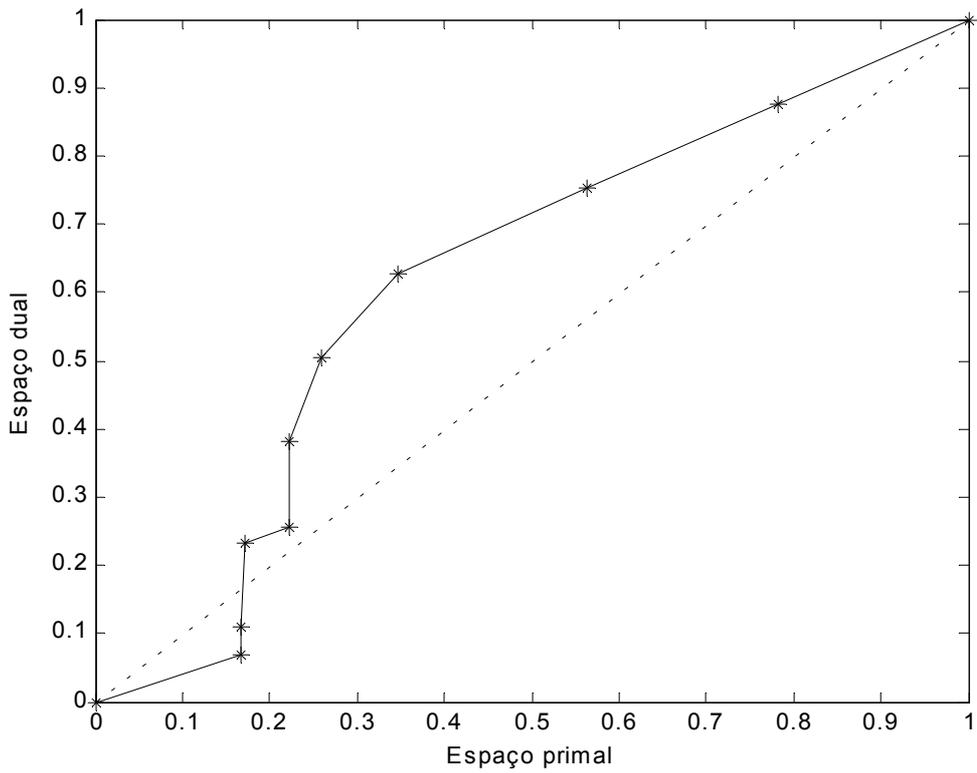


Figura 5.10 - Simulação 3: Passos nos espaços primal e dual

Vale salientar nesse último gráfico a direção obtida para a convergência, pois difere da direção para o caso de um passo completo durante todas as iterações. Contudo, o caso converge apesar da direção obtida.

Simulação 4

Nesta simulação todos os *tapes* têm seus valores iniciais fora de suas respectivas regiões de viabilidade, conforme definido na Tabela 5.2. A Figura 5.11 reporta os valores obtidos para cada uma das 10 iterações, até a convergência do caso.

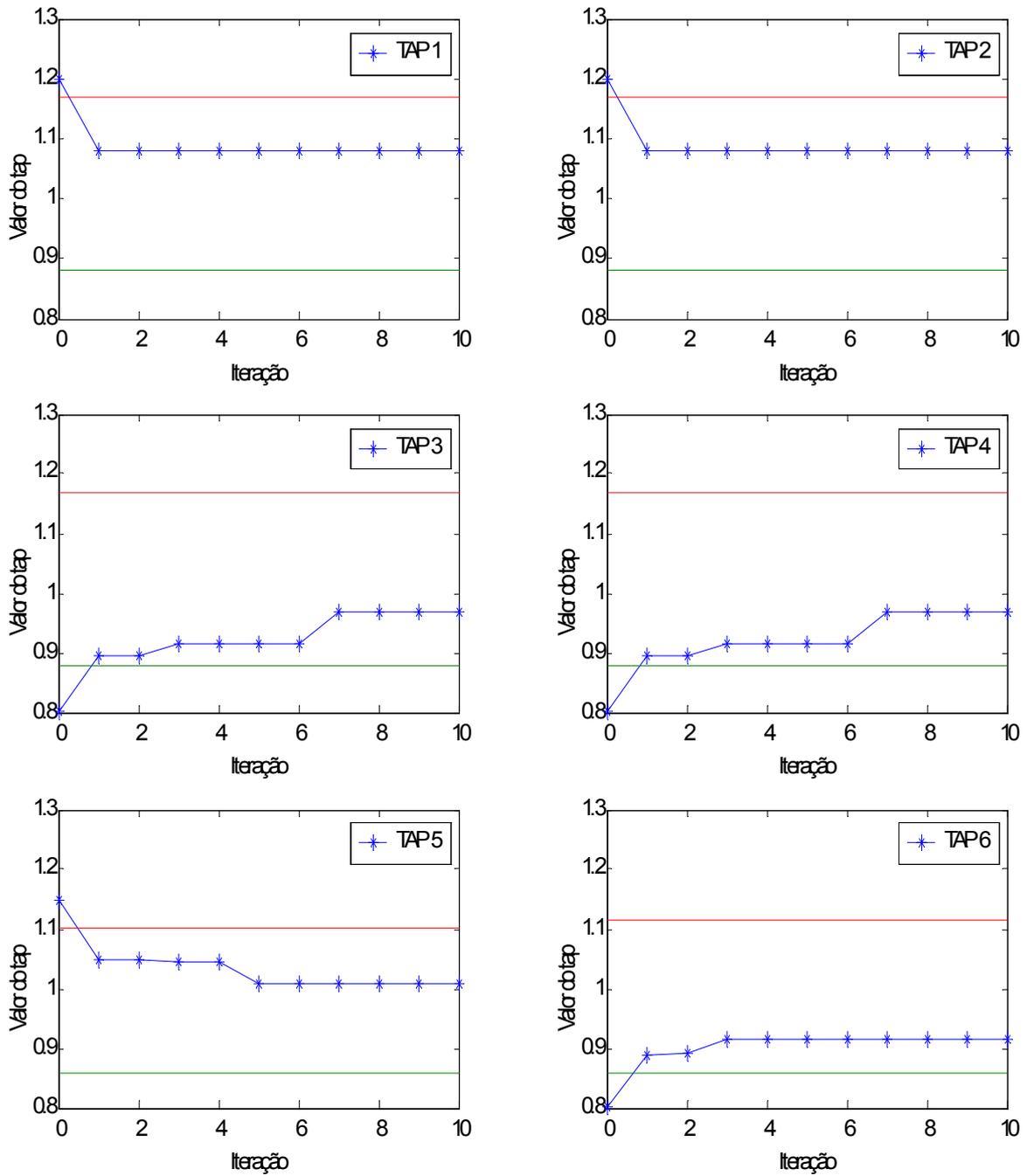


Figura 5.11 - Simulação 4: Evolução dos tapes

Seguindo a mesma metodologia das simulações anteriores, a Figura 5.12 apresenta os valores para os critérios de convergência.

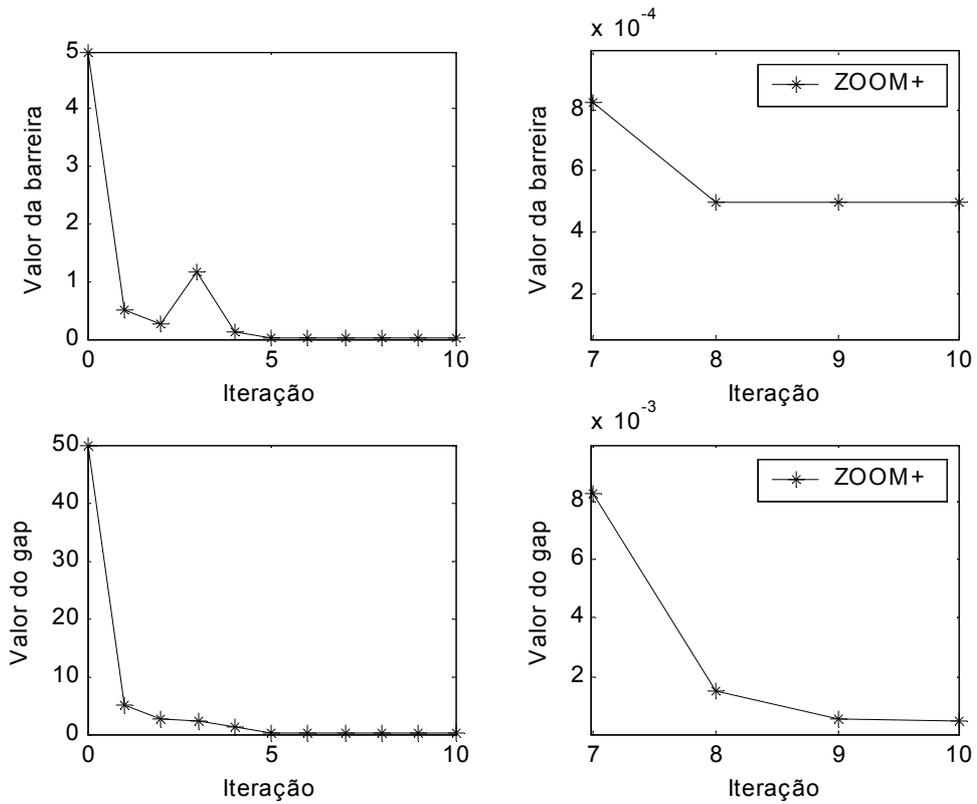


Figura 5.12 - Simulação 4: Valores dos critérios de convergência

A Figura 5.13 apresenta a direção nos espaços primal e dual.

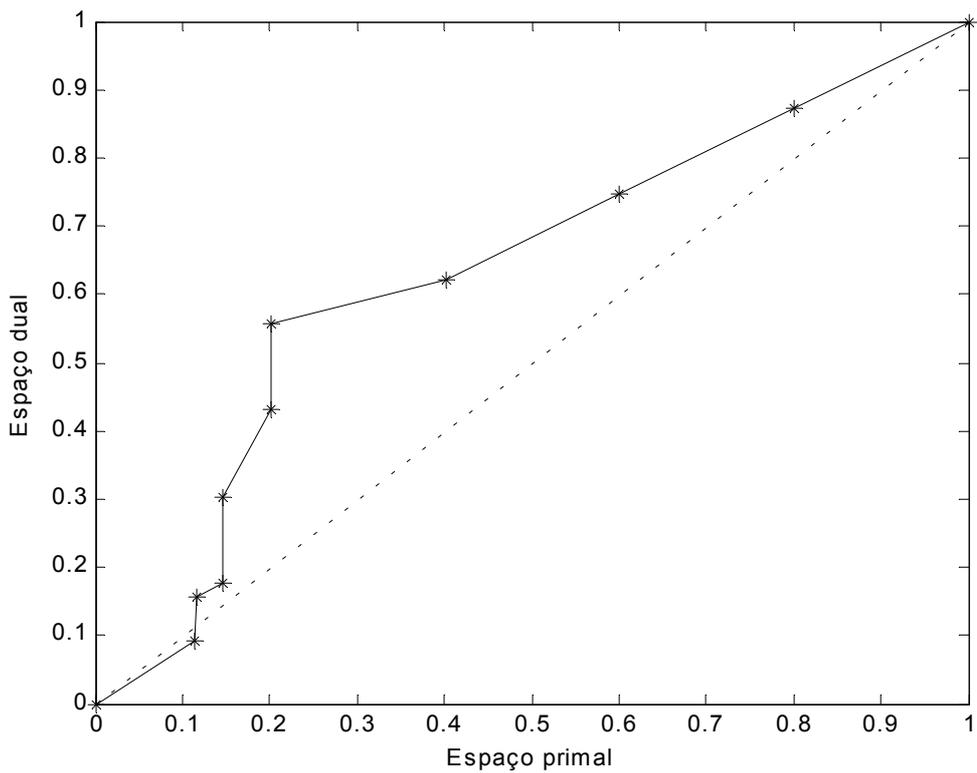


Figura 5.13 - Simulação 4: Passos nos espaços primal e dual

É interessante perceber pela comparação deste caso com o anterior que a robustez do método não está relacionada diretamente ao número de *tapes* a estimar, mas ao valor inicial dos *tapes*. Dependendo desses valores, a convergência do caso pode ser mais crítica, no sentido de que os *tapes* convergem próximos às regiões factíveis.

Simulação 5

Nesta simulação, novamente, todos os tapes terão seus valores arbitrados com valores fora de suas regiões de viabilidade. Arbitrou-se o valor 0,75 pu para todos os *tapes* a estimar. A Figura 5.14 apresenta os valores obtidos para cada *tap* a cada iteração.

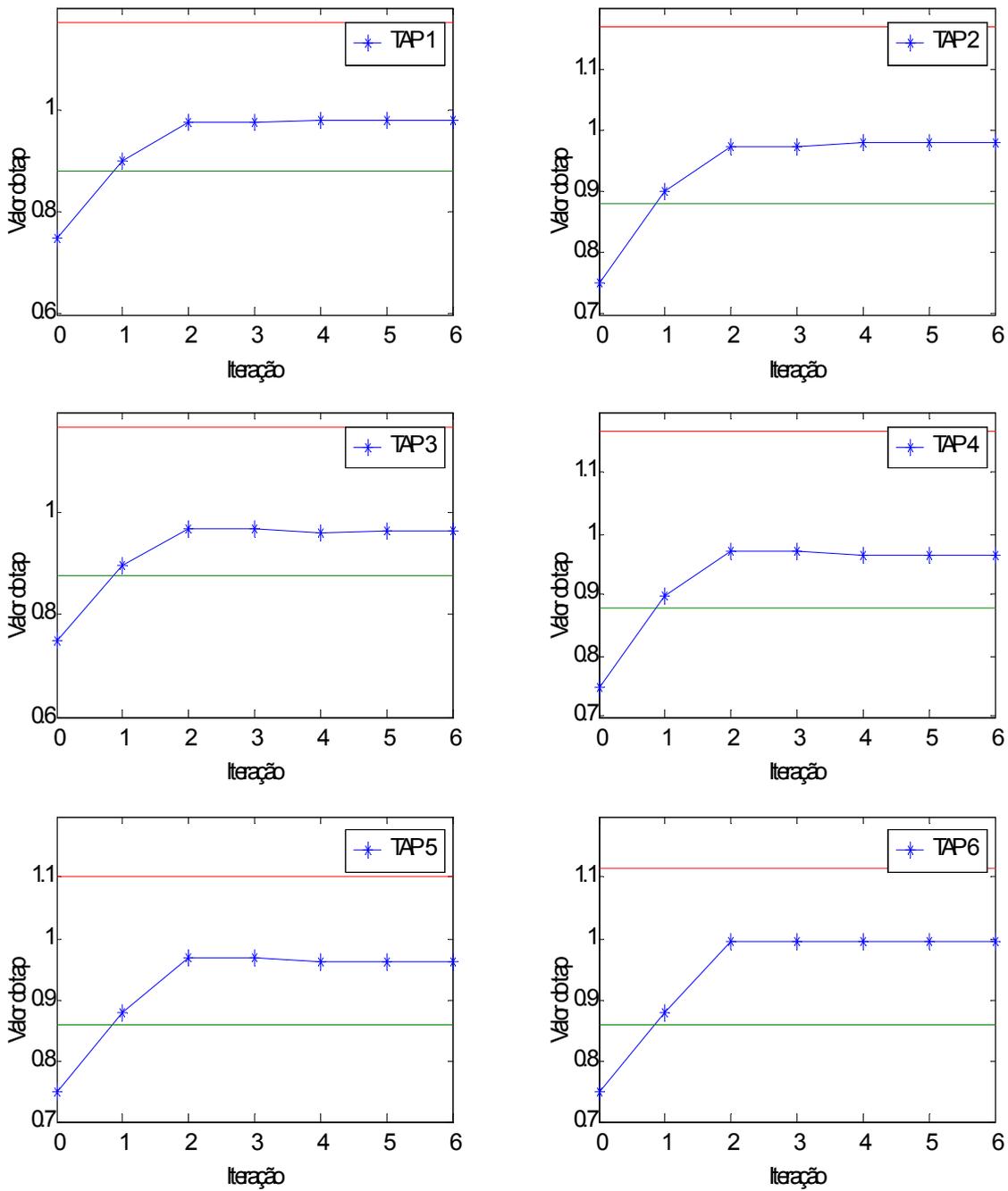


Figura 5.14 - Simulação 5: Evolução dos tapes

A Figura 5.15 exibe os valores para os critérios de convergência para 10 iterações do caso.

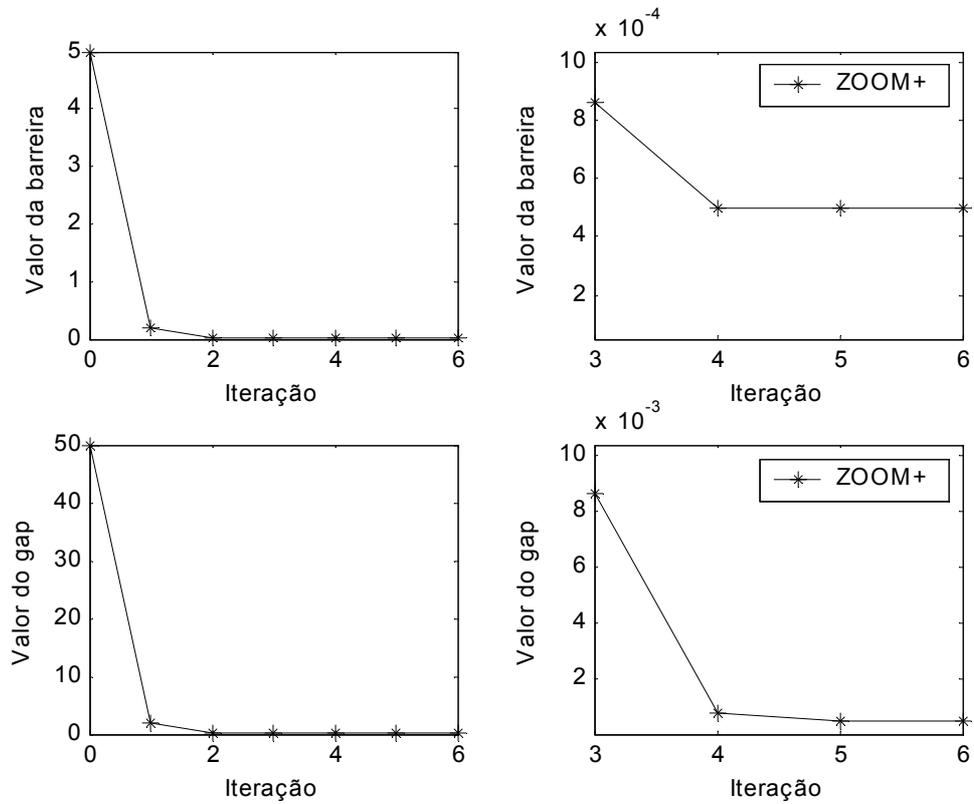


Figura 5.15 - Simulação 5: Valores dos critérios de convergência

A Figura 5.16 mostra a direção para convergência nos espaços primal e dual.

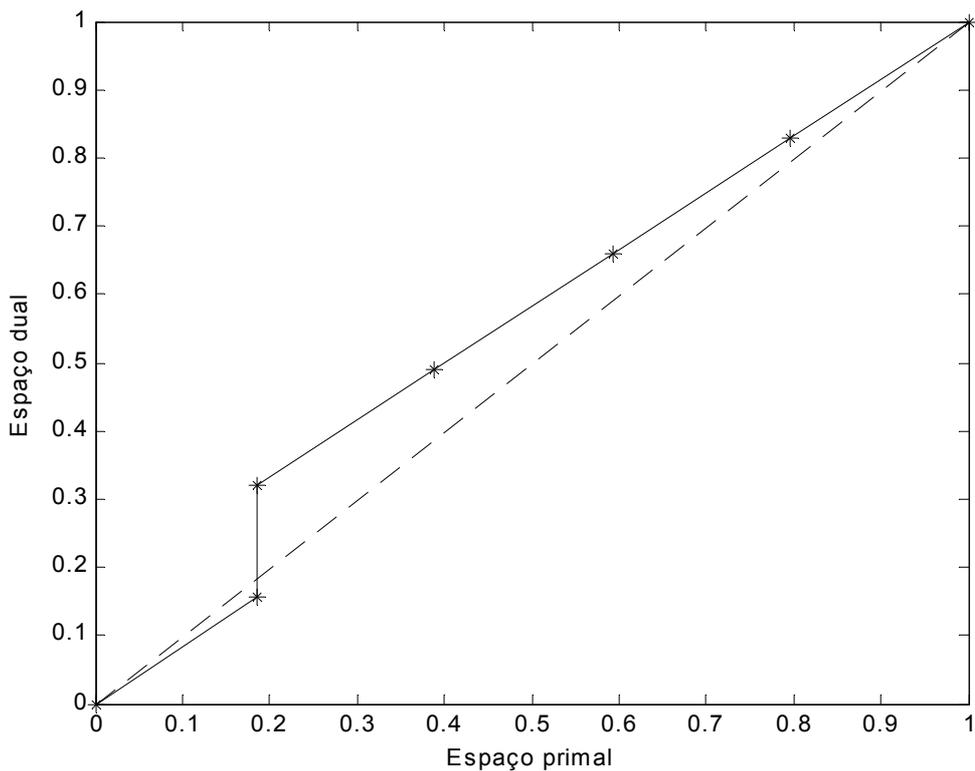


Figura 5.16 - Simulação 5: Passos nos espaços primal e dual

O método apresentado a seguir, cuja formulação foi definida no capítulo 4, tem como propósito:

- Inserir um tratamento ao parâmetro estimado; e
- Robustecer o método diante de valores iniciais grosseiros dos tapes.

Entenda-se por valores grosseiros aqueles definidos fora dos limites dos limites operativos dos transformadores. Desta forma, diferente do que ocorreu nas simulações anteriores, não é preciso inicializar os tapes dentro da região factível, visto que o próprio método se ajusta à região de operação dos tapes.

Com o intuito de consolidar o primeiro propósito, a simulação 5 será refeita considerando as correções dos limites das desigualdades propostas pelo método.

Simulação 5 com ajuste dos limites das desigualdades

A Figura 5.17 apresenta os valores obtidos para os tapes dos transformadores e a excursão dos limites operativos até a convergência do caso.

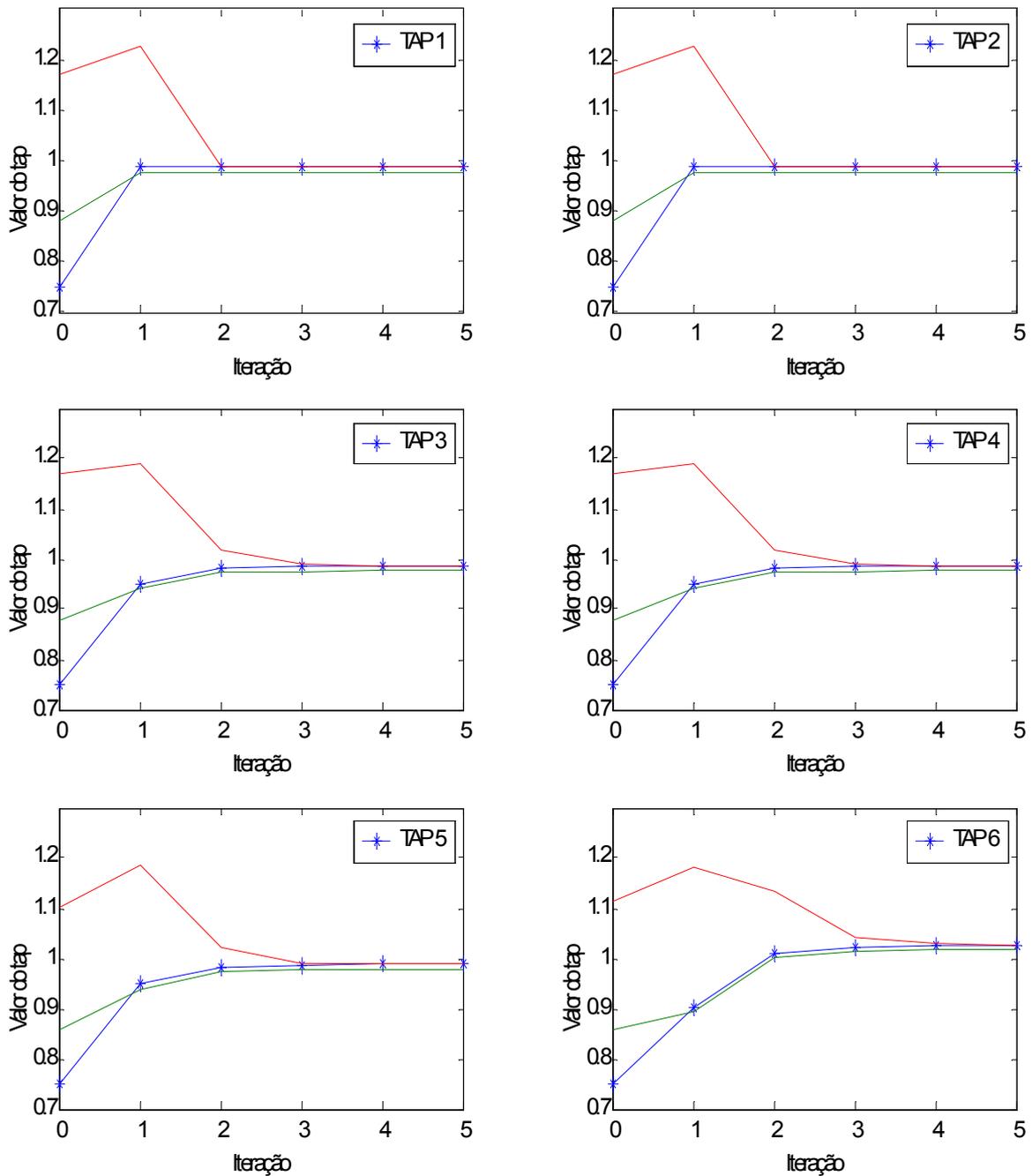


Figura 5.17 - Simulação 5 com ajuste: Evolução dos tapes

Os gráficos acima mostram que a convergência foi obtida com 5 iterações. A Figura 5.18 apresenta os valores obtidos para os critérios de convergência para cada iteração do caso.

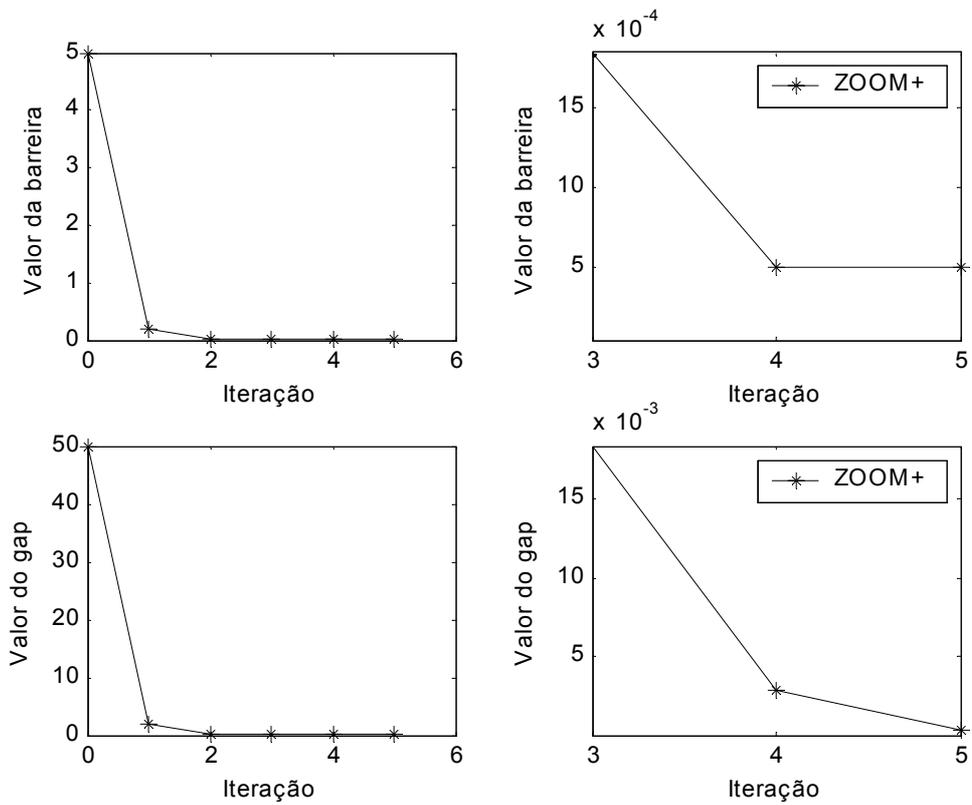


Figura 5.18 - Simulação 5 com ajuste: Valores para os critérios de convergência

Seguindo a linha de simulações dos casos anteriores, a Figura 5.19 apresenta a direção nos espaços primal e dual.

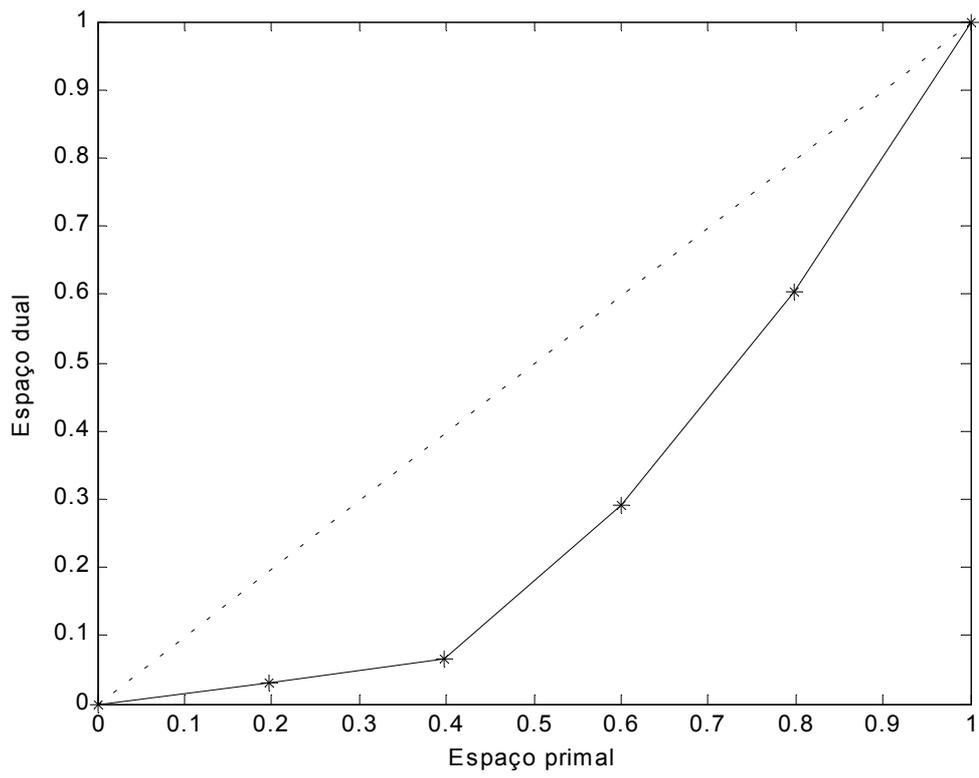


Figura 5.19 - Simulação 5 com ajuste: Passos nos espaços primal e dual

Simulação 6

Esse caso é semelhante à simulação 2, porém os valores definidos para os *tapes* são diferentes, e não há ajuste dos limites das desigualdades. A Tabela 5.2 define os valores arbitrados inicialmente para esse caso. A Figura 5.20 mostra os valores obtidos para os *tapes* nas 5 iterações.

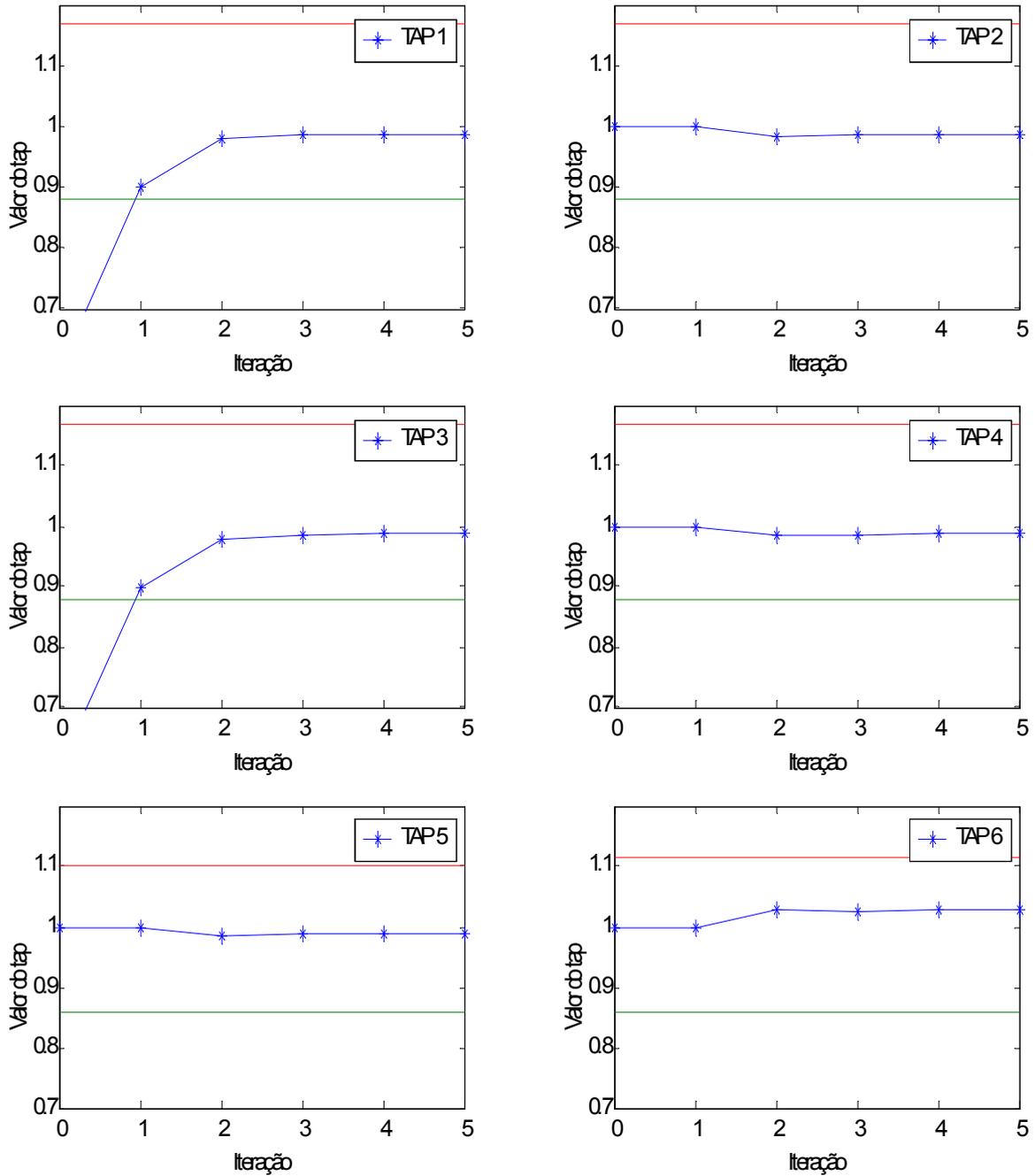


Figura 5.20 - Simulação 6: Evolução dos tapes

A Figura 5.21 apresenta os valores para os critérios de convergência

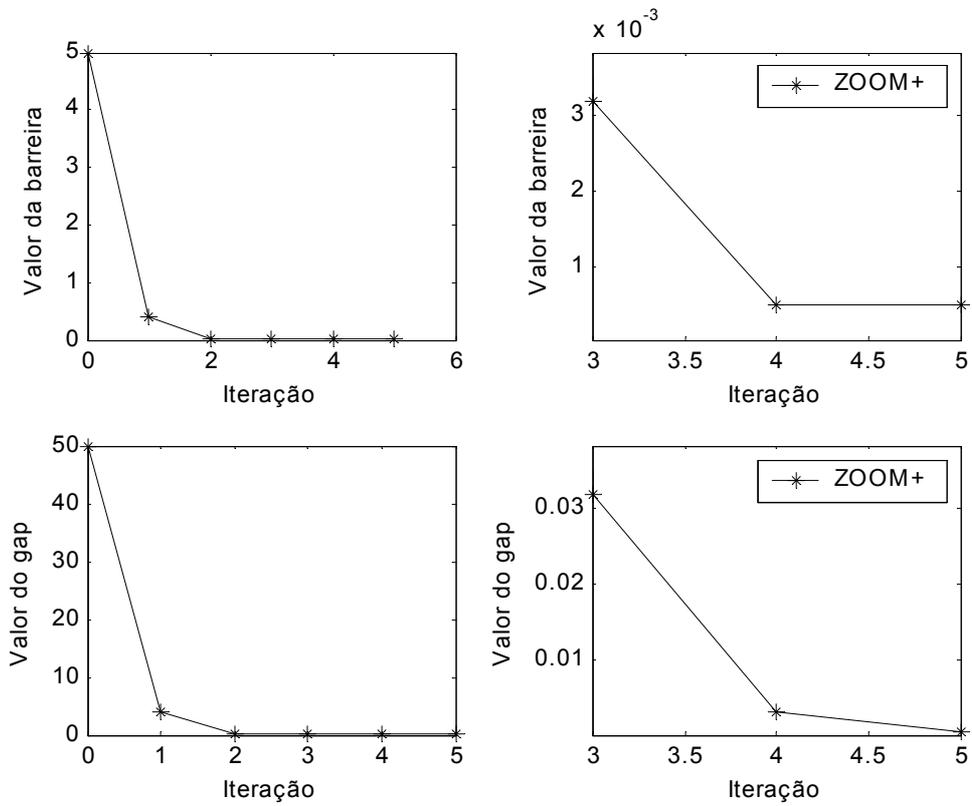


Figura 5.21 - Simulação 6: Valores para os critérios de convergência

Os critérios de convergência ficam com valores superiores àqueles definidos para a convergência do método. A Figura 5.22 mostra a direção nos espaços primal e dual.

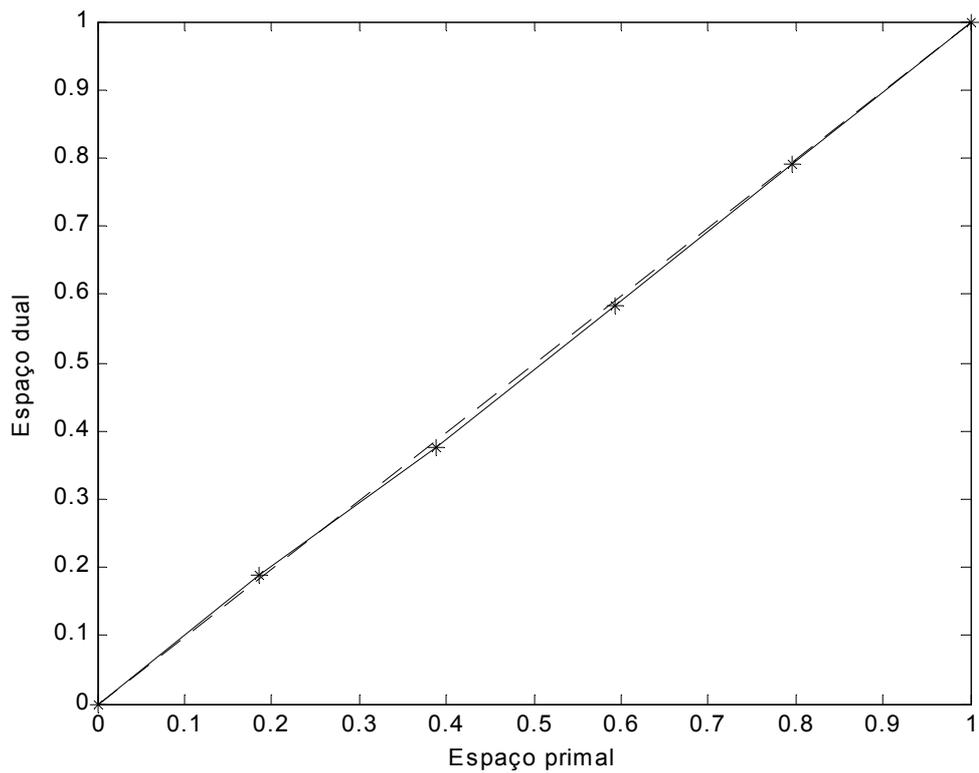


Figura 5.22 - Simulação 6: Passos nos espaços primal e dual

A próxima simulação adotará os mesmos valores iniciais para os *tapes* estimados dessa simulação. Contudo, serão feitos os ajustes nos limites das desigualdades dos *tapes* a cada iteração. Os resultados confirmarão a eficácia do método proposto ao conferir um tratamento ao parâmetro estimado.

Simulação 6 com ajuste dos limites das desigualdades

Esse caso é semelhante à simulação 6, porém com os limites operativos corrigidos segundo a matriz de sensibilidade residual. A Figura 5.23 mostra os valores obtidos para os *tapes* até a convergência do caso em 7 iterações.

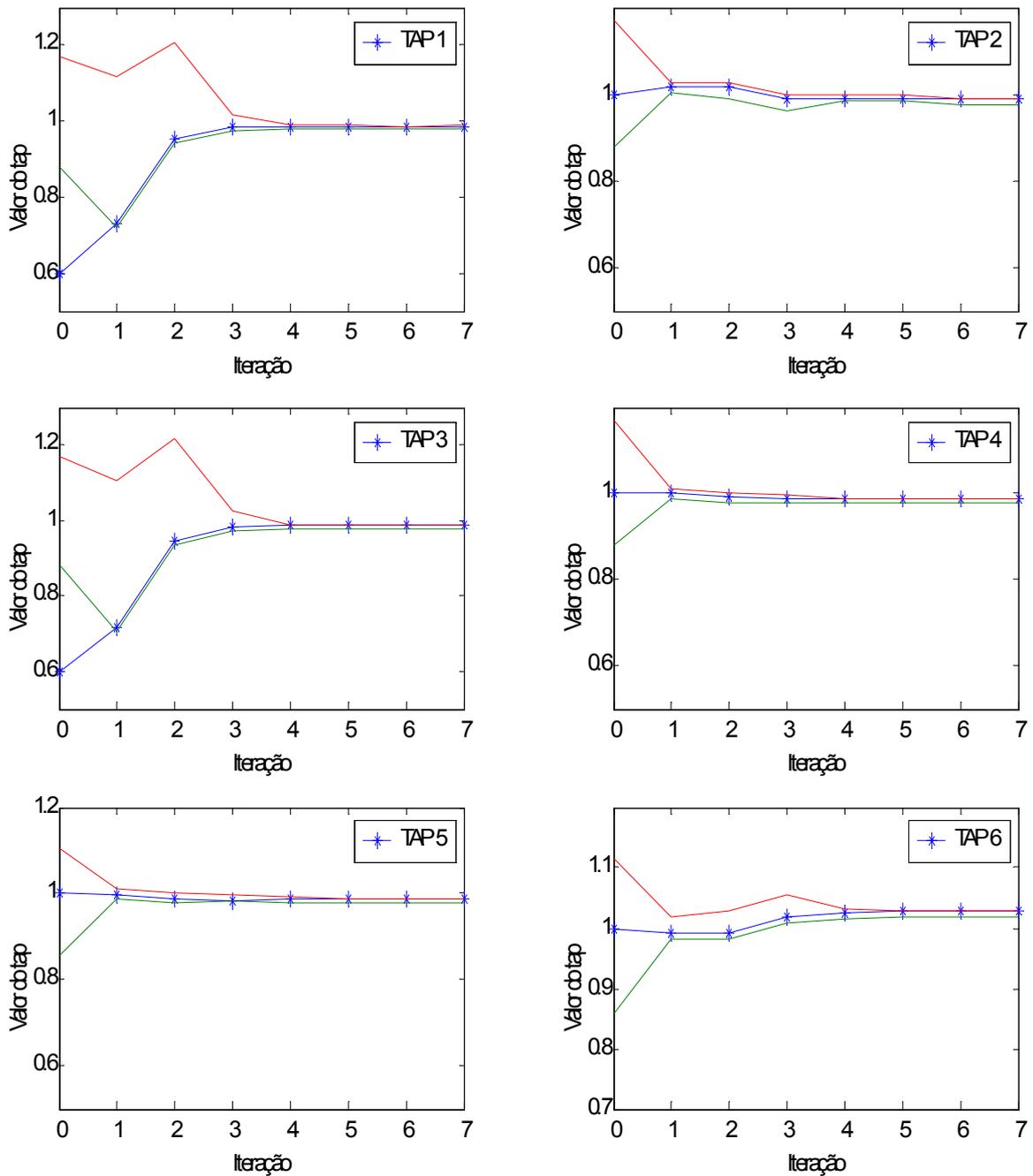


Figura 5.23 - Simulação 6 com ajuste: Evolução dos tapes

Pode-se perceber a eficiência do método de ajuste dos limites das desigualdades na obtenção de uma solução viável mais próxima ao valor verdadeiro.

A Figura 5.24 mostra os valores obtidos para os critérios de convergência do método dos pontos interiores em cada uma das iterações desse caso.

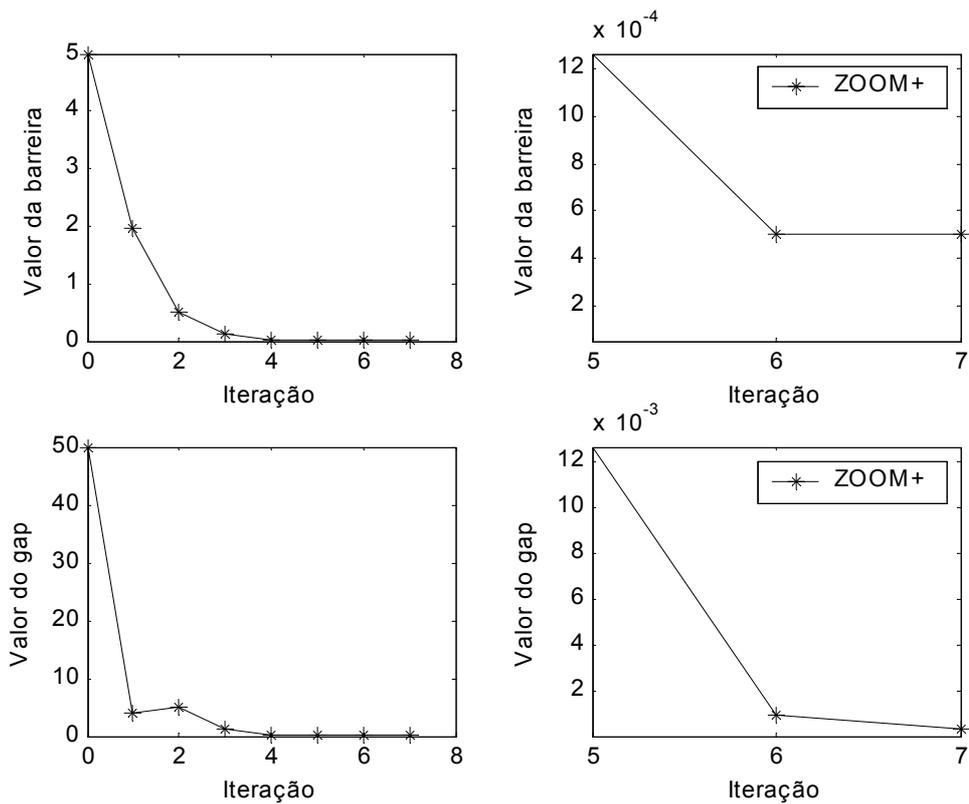


Figura 5.24 - Simulação 6 com ajuste: Valores dos critérios de convergência

A Figura 5.25 exibe os passos nos espaços primal e dual até a convergência do caso.

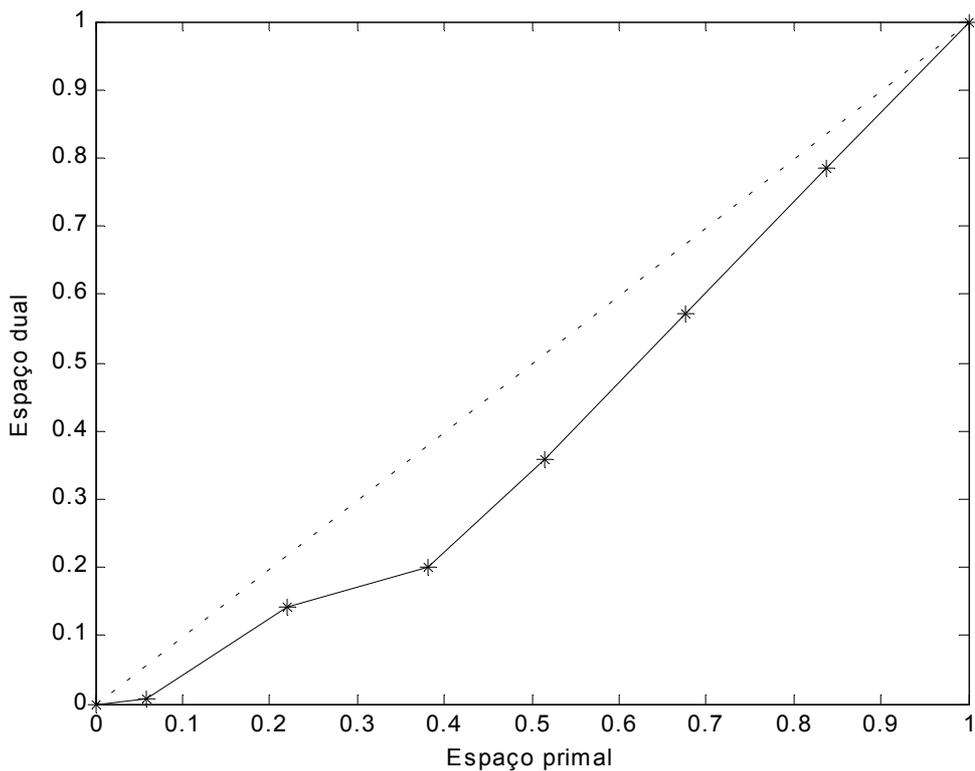


Figura 5.25 - Simulação 6 com ajuste: Passos nos espaços primal e dual

A simulação a seguir tem o propósito de confirmar a eficiência do método de ajuste dos limites das desigualdades na convergência dos *tapes* a serem estimados. Para este caso todos os *tapes* terão valores de 0,1. É importante ressaltar que para esta configuração o estimador de estado divergiria já na primeira iteração, isto porque esse valor está muito abaixo dos limites de convergência para os *tapes*. Dessa forma, diferente do que foi realizado nas simulações anteriores, todos os critérios de convergência do estimador mencionados na subseção 5.4.1 serão desabilitados, com exceção dos critérios de convergência do método de pontos interiores; ou seja, parâmetros *gap* e barreira. É correto afirmar que tal simulação não representaria com propriedade as condições reais em um ambiente de operação em tempo real. Contudo, o interesse agora é apenas avaliar a robustez do método de ajuste dos limites das desigualdades frente a condições críticas.

Simulação 7 com ajuste dos limites das desigualdades

Nesta simulação todos os tapes terão seus valores arbitrados fora de suas regiões de viabilidade. Arbitrou-se o valor 0,1 pu para todos os *tapes* a estimar. A Figura 5.26 apresenta os valores obtidos para cada *tap* a cada iteração.

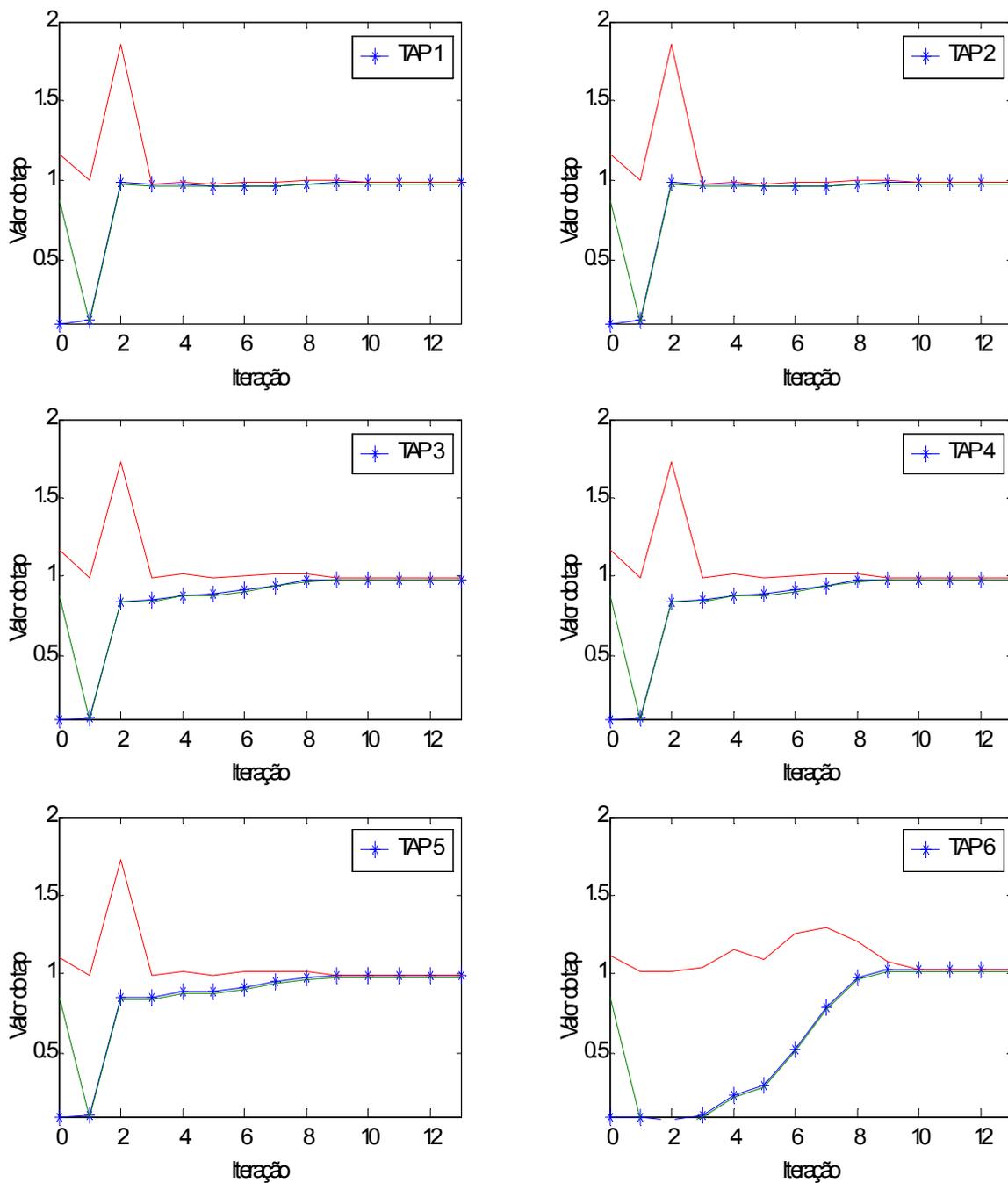


Figura 5.26 - Simulação 7 com ajuste: Evolução dos tapes

A Figura 5.27 apresenta os valores obtidos para os critérios de convergência do método de pontos interiores a cada iteração até a convergência do caso em 13 iterações.

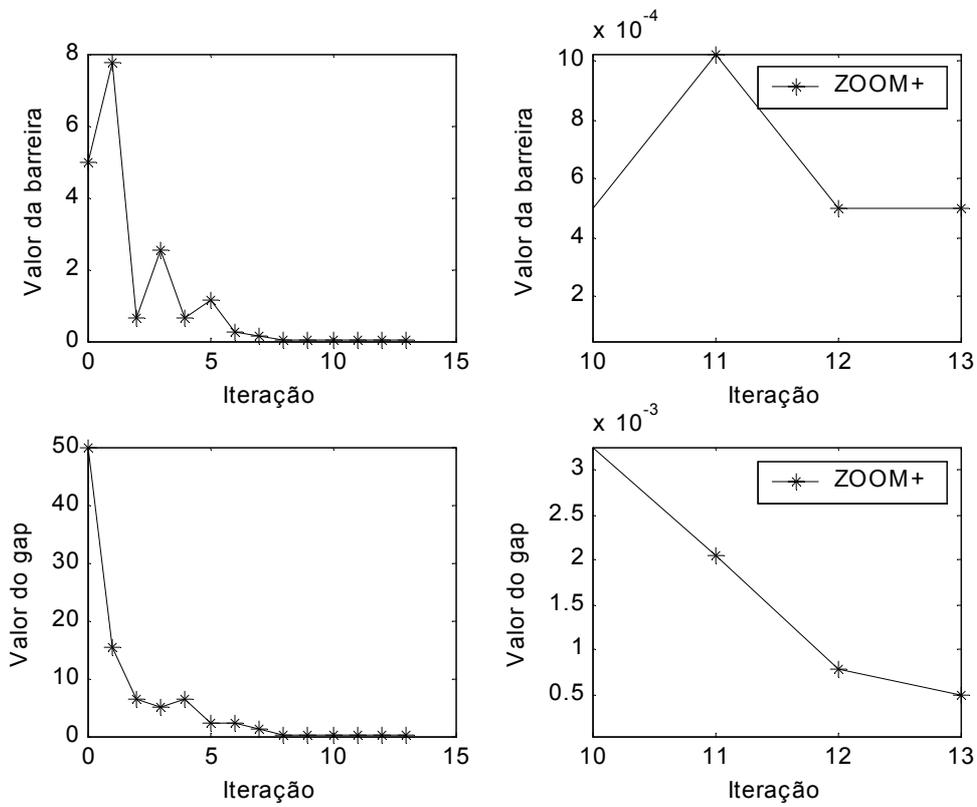


Figura 5.27 - Simulação 7 com ajuste: Valores dos critérios de convergência

Complementando a análise, a Figura 5.28 exibe os valores dos passos nos espaços primal e dual.

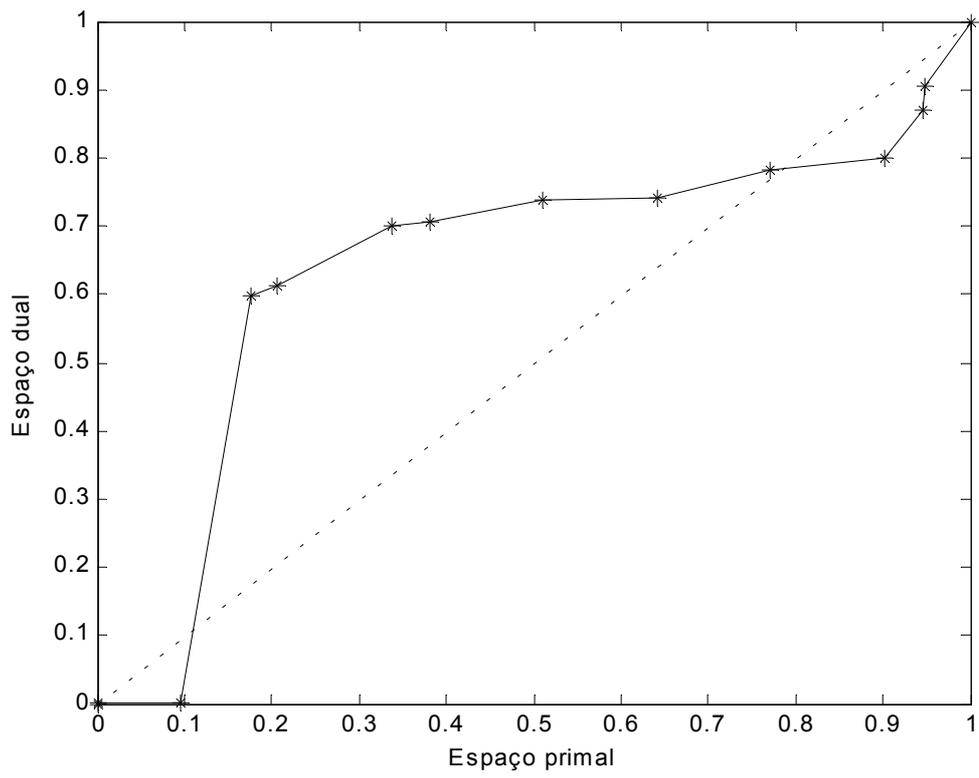


Figura 5.28 - Simulação 7 com ajuste: Passos nos espaços primal e dual

5.5 Sistema brasileiro

5.5.1 Características do sistema brasileiro

O sistema brasileiro utilizado para validação da metodologia de ajuste dos limites das desigualdades tem as seguintes características:

- 1392 barras;
- 2864 circuitos;
- 806 geradores;
- 1289 cargas;
- 40 compensadores síncronos;
- 359 reatores *shunts*;
- 353 bancos de capacitores;
- 1226 transformadores (599 LTC's).

O sistema de medição desse sistema é composto por:

- 4476 medidas com par (ver Apêndice C);
- 44 medidas sem par (ver Apêndice C);
- 592 restrições de igualdade.

5.5.2 Metodologia de validação

A metodologia foi a mesma empregada nas simulações para o sistema teste de 65 barras. Dentre os vários *tapes* possíveis de serem estimados no caso brasileiro, escolheu-se, aleatoriamente, 10 *tapes*.

A Tabela 5.3 apresenta as informações desses transformadores.

Tap	Valor mínimo	Valor máximo	Valor verdadeiro
1	0,9500	1,1500	1,030
2	0,9500	1,1500	1,030
3	0,9932	1,2023	1,000
4	0,9932	1,2023	1,000
5	0,9486	1,1100	1,100
6	0,9000	1,1000	1,000
7	0,9000	1,1000	1,000
8	0,9000	1,1000	0,950
9	0,9000	1,1000	0,950
10	0,9000	1,1000	1,000

Tabela 5.3 - Conjunto de tapes a estimar do caso brasileiro

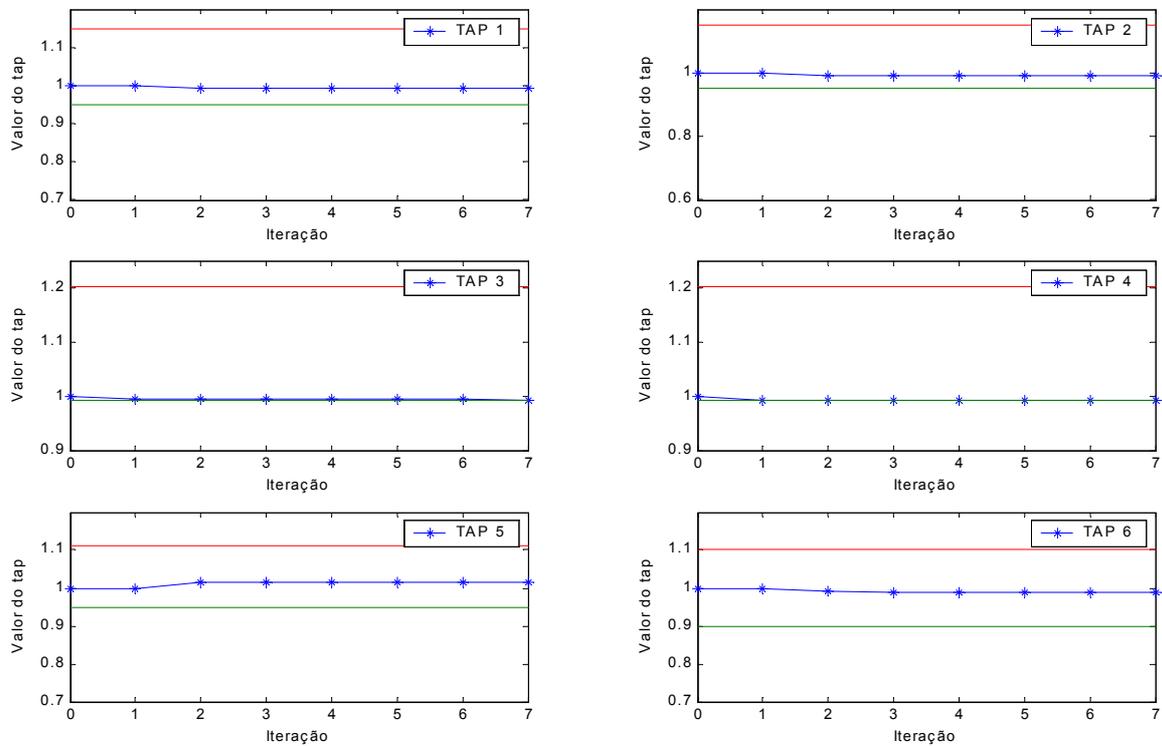
Os critérios de convergência são os mesmos considerados no sistema equivalente de validação anterior.

5.5.3 Simulações

Simulação 1

Neste primeiro caso, todos os *tapes* são arbitrados com o valor de 1,0 pu, o que garante que estes se encontram dentro de seus limites operativos.

Conforme feito anteriormente, a Figura 5.29 exibe os valores obtidos para os *tapes*, a cada iteração, até a convergência do caso em 7 iterações.



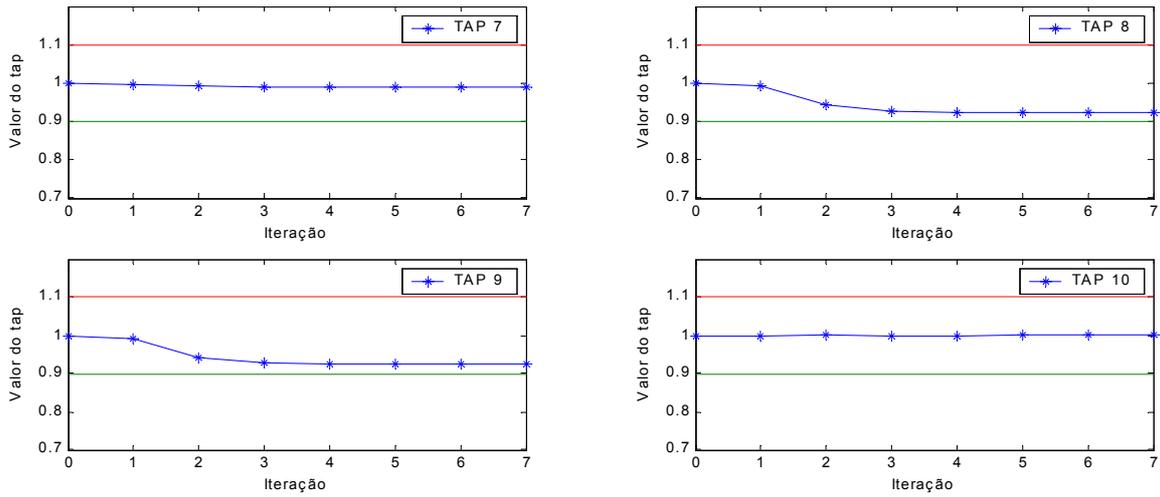


Figura 5.29 - Caso brasileiro: Evolução dos tapes

A Figura 5.30 mostra os valores para os critérios de convergência para o método de pontos interiores.

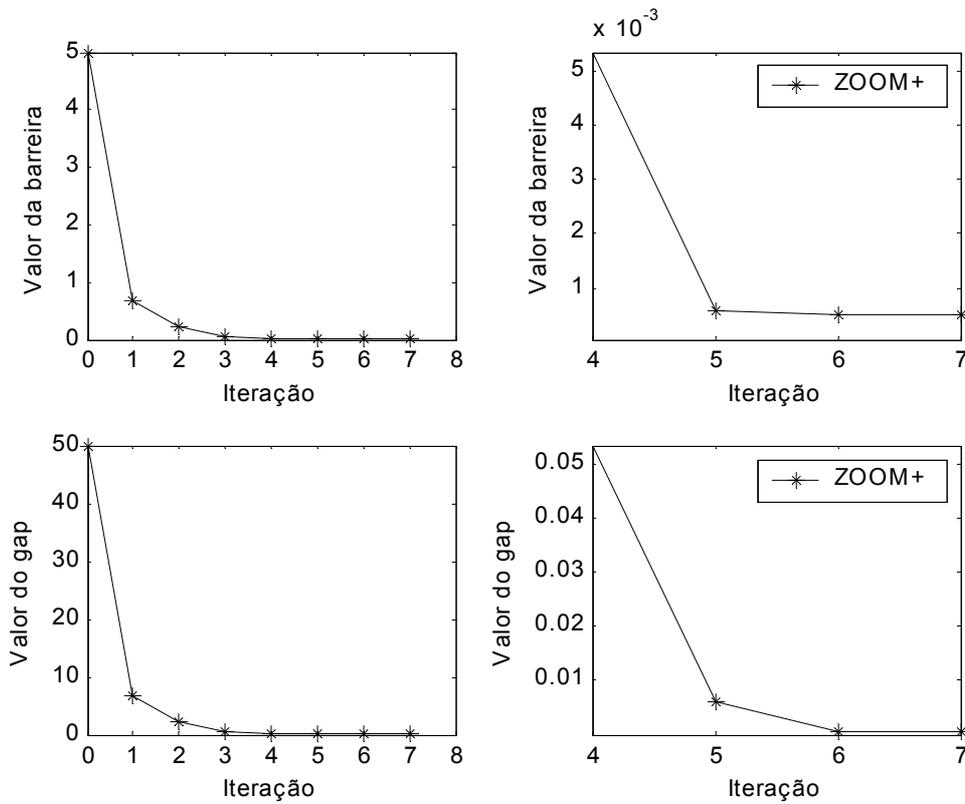


Figura 5.30 - Caso brasileiro: Valores dos critérios de convergência

A Figura 5.31 exibe os valores obtidos para os passos nos espaços primal e dual. Pelo fato dos valores dos *tapes* apresentarem pequenas alterações durante a convergência, os passos em ambos os espaços são praticamente unitários em cada iteração

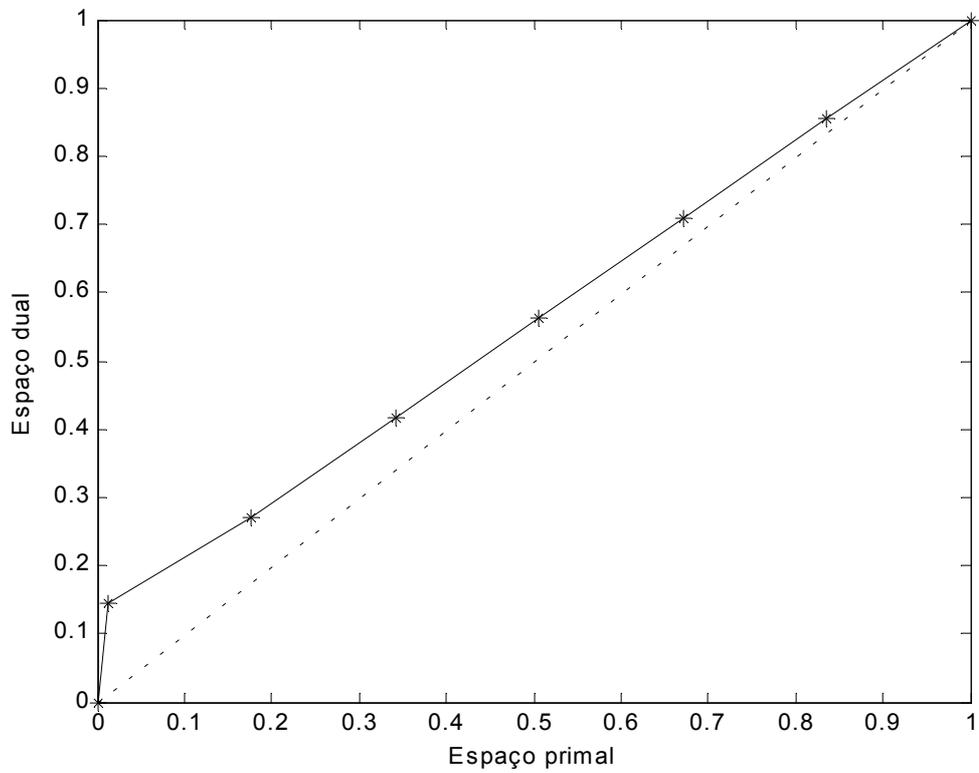


Figura 5.31 - Caso brasileiro: Passos nos espaços primal e dual

Simulação 2

Foram escolhidos 6 *tapes*, dentre os 10 estimados, a terem seus valores arbitrados fora dos seus respectivos limites operativos. A Figura 5.32 mostra os valores obtidos para cada *tap*.

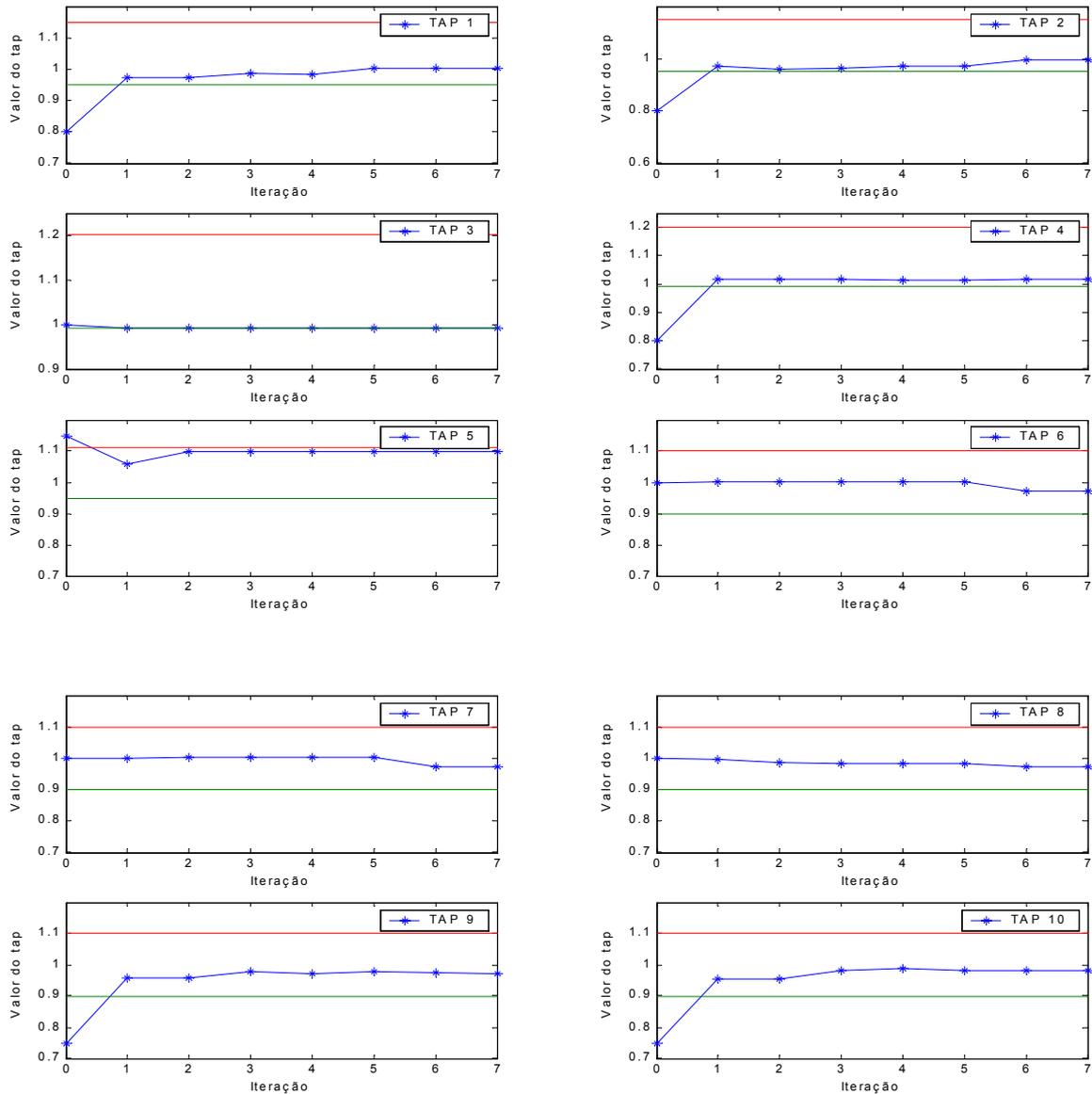


Figura 5.32 - Sistema brasileiro/ Simulação 2: Tapes

A convergência do caso pode ser observada pelos valores obtidos para os critérios de convergência exibidos na Figura 5.33.

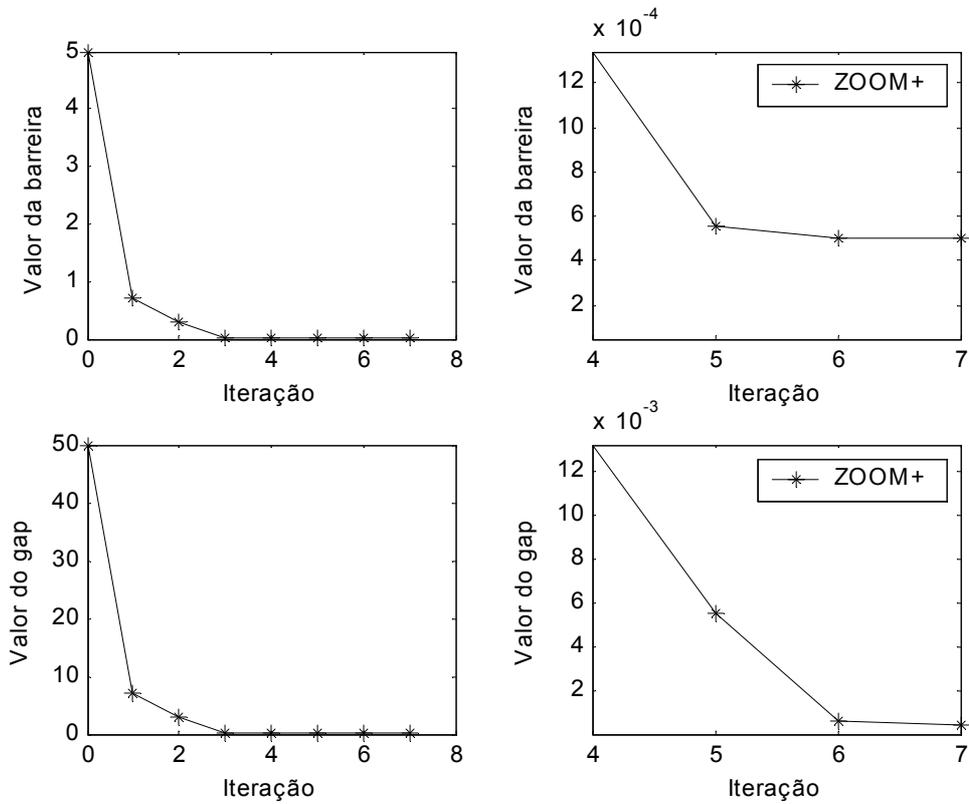


Figura 5.33 - Sistema Brasileiro/ Simulação 2: Convergência

Finalizando este caso, a Figura 5.34 mostra os passos dados nos espaços primal e dual durante as 7 iterações.

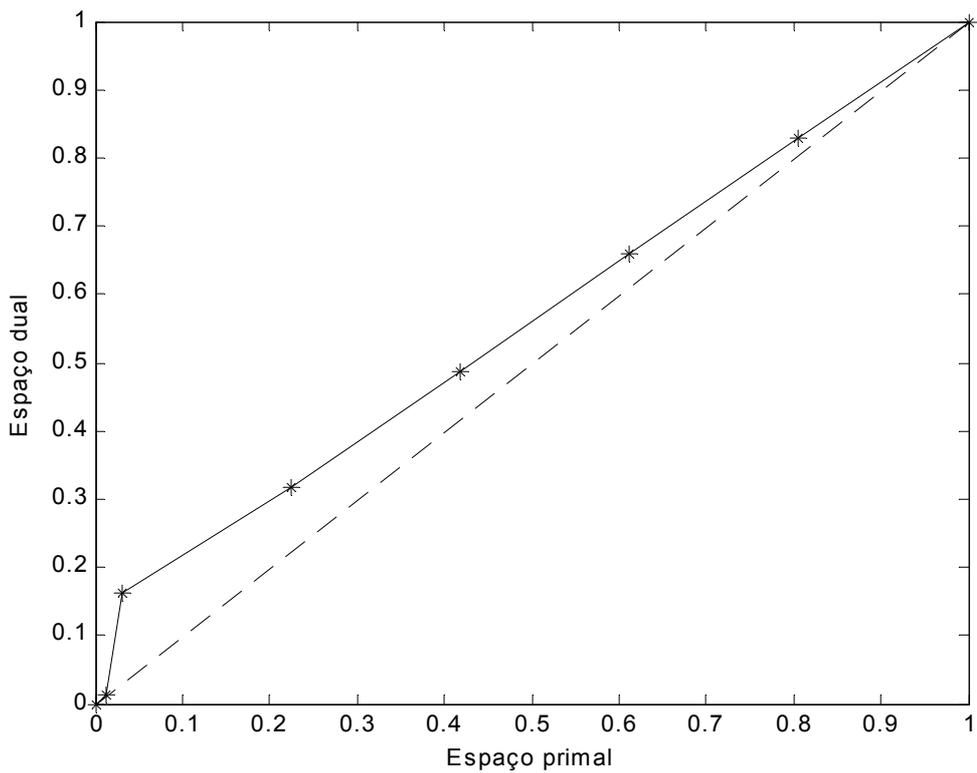


Figura 5.34 - Caso brasileiro/ Simulação 2: Passos

A próxima simulação irá contemplar as mesmas condições iniciais impostas para os *tapes* estimados na Simulação 2. No entanto, agora será adotado o esquema de ajuste dos limites das desigualdades. Com isso pretende-se averiguar a robustez dessa nova metodologia frente a um sistema elétrico de grande porte.

Simulação 3

A Figura 5.35 mostra os valores obtidos para os *tapes* estimados até a convergência do caso em 9 iterações.

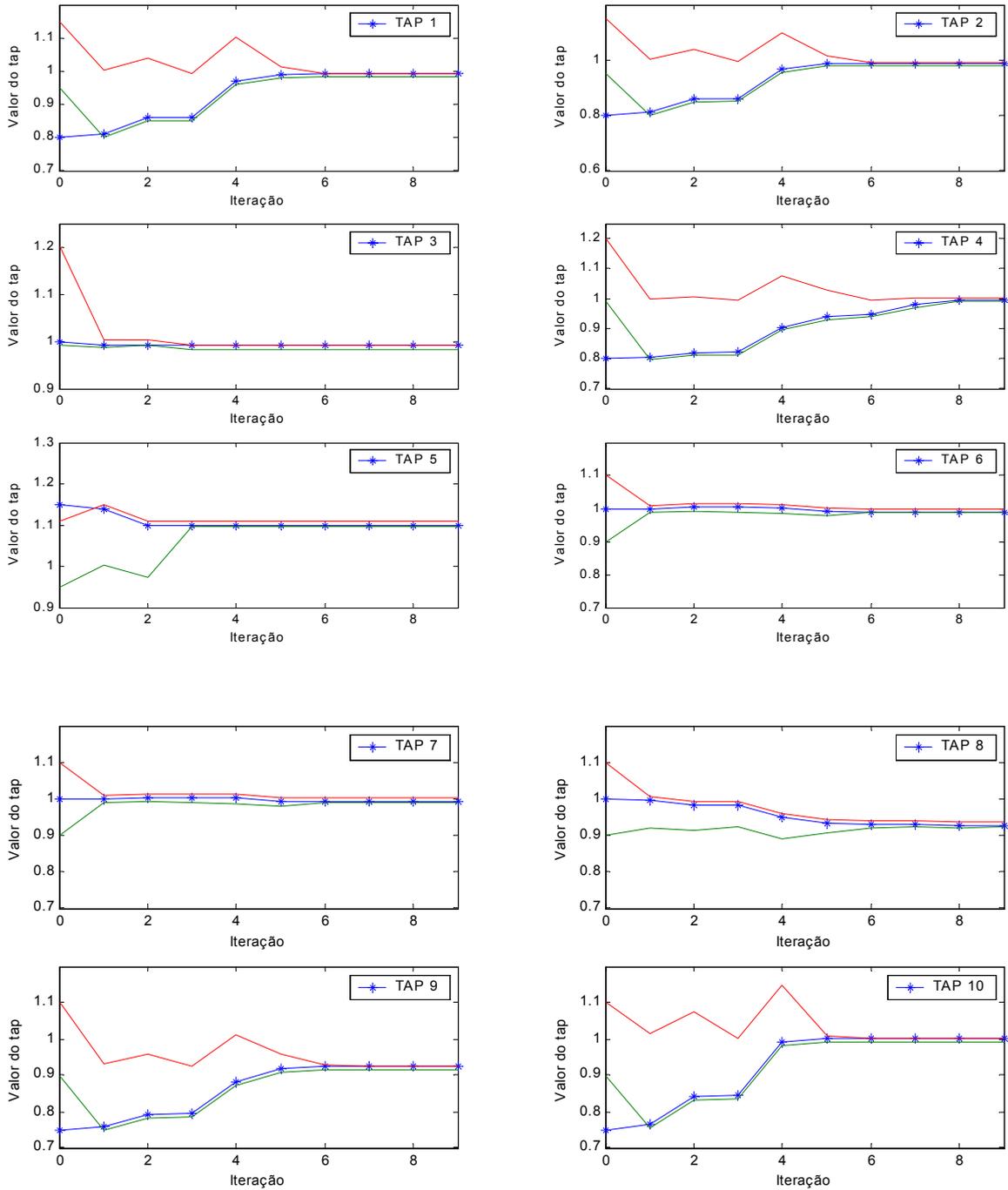


Figura 5.35 - Caso brasileiro/ Simulação 3: Tapes

A convergência do caso pode ser averiguada pelos gráficos da Figura 5.36 que exibem os valores para os critérios de convergência do método de pontos interiores até a convergência do caso.

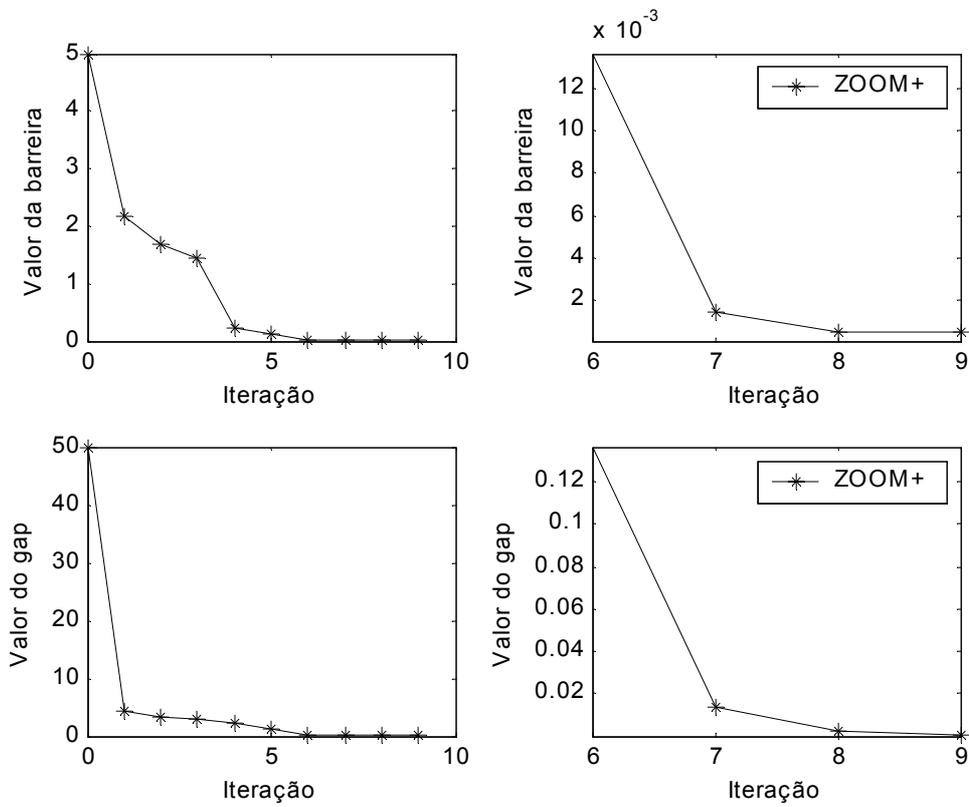


Figura 5.36 - Caso brasileiro/ Simulação 3: Convergência

Finalizando os resultados obtidos para esse caso, a Figura 5.37 exibe os passos obtidos nos espaços primal e dual.

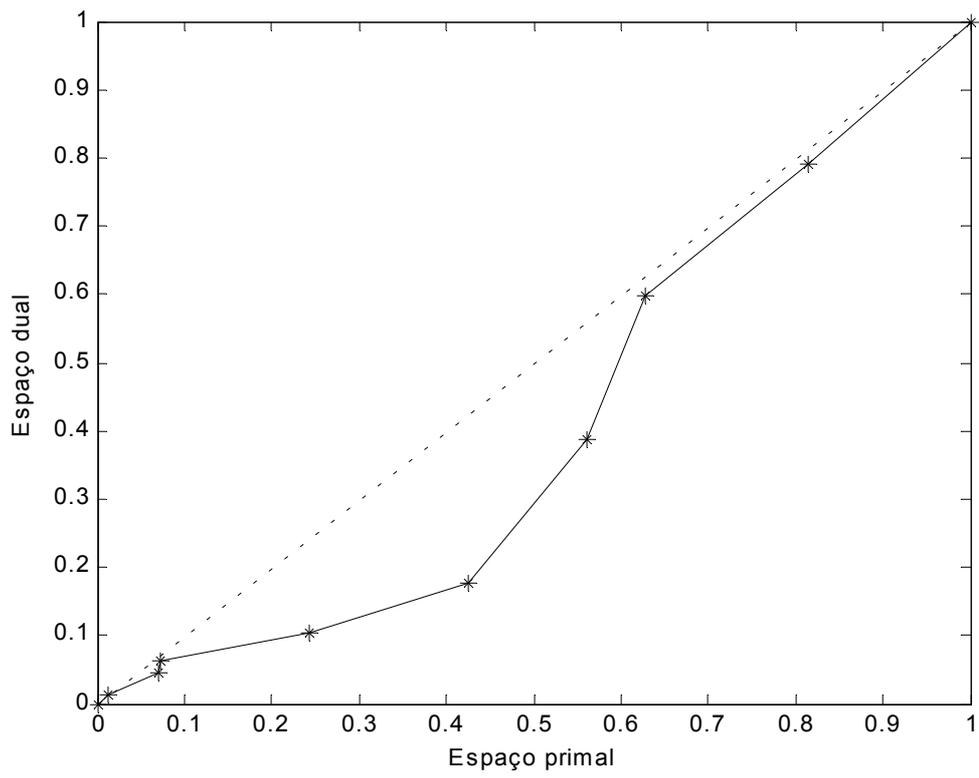


Figura 5.37 - Caso brasileiro/ Simulação 3: Passos

5.6 Conclusões parciais

Neste capítulo, as metodologias abordadas durante os capítulos precedentes foram validadas através de simulações envolvendo dois sistemas distintos.

Mostrou-se pelos resultados obtidos a eficiência do método de pontos interiores *primal-dual* na adição de restrições de desigualdade ao processo de estimação de estado. Contudo, essa técnica não apresenta um tratamento de erros para o parâmetro *tap*. Então, com o propósito de robustecer o método de pontos interiores, verificou-se a eficiência da metodologia proposta no Capítulo 4 que utiliza a matriz de sensibilidade residual para ajuste dos limites das desigualdades dos *tapes* estimados.

Os resultados obtidos mostram que essa nova metodologia é eficiente no tratamento de erros paramétricos.

6 Conclusões

6.1 Principais conclusões

Nesta dissertação foi apresentada a proposta de utilização do método de pontos interiores na adição de restrições ajustáveis de desigualdade, de *tapes* de transformadores, no processo de estimação de estado em ambientes de operação em tempo real.

A utilização de tais restrições dentro do processo de estimação tem a finalidade de robustecer a aplicação, visto que o Estimador de Estado desempenha um papel fundamental para as ferramentas computacionais de avaliação da segurança em um ambiente EMS.

O Estimador de Estado recorre às telemidas, aos parâmetros da rede (impedâncias dos ramos ou posição de tap dos transformadores), e da própria topologia para determinar uma solução completa do estado do sistema, o que garante uma base de dados consistente para o funcionamento das ferramentas de análise. Além disso, garantindo um nível mínimo de redundância das telemidas, o Estimador é capaz de filtrar ruídos inevitáveis, associados ao processo de medição, ou ainda, determinar estados de barras não atendidas por um sistema de medição.

A adoção do método de pontos interiores gerou o desdobramento do trabalho em outras abordagens (esquemas de ordenação de matrizes e refatoração parcial da matriz ganho) de tal forma a garantir a viabilidade dessa técnica em ambientes de operação em tempo real.

O primeiro problema que surgiu com a utilização do método de pontos interiores foi o aumento no tempo de processamento quando comparado com o método de equações normais. Visto que a ferramenta de estimação é direcionada a ambientes em tempo real, onde o tempo de processamento é uma exigência básica, a viabilidade do método proposto só seria possível se técnicas eficientes de ordenação e fatoração de matrizes esparsas fossem empregadas.

A adição de restrições de desigualdade por pontos interiores gera a necessidade de atualização da matriz ganho a cada iteração do processo de estimação. Mesmo em estimadores onde se utiliza o desacoplamento entre as partes ativa e reativa da matriz ganho e onde esta permaneceria constante até a convergência do processo de estimação,

a atualização devido à adição das restrições de desigualdade é condição essencial. Com isso técnicas aplicadas a matrizes esparsas foram pesquisadas e suas eficiências foram comprovadas na etapa de validação.

A primeira abordagem nesse sentido foi direcionada a uma técnica eficiente de ordenação das linhas de matrizes esparsas. Essa etapa de ordenação é necessária à medida que reduz o número de linhas que serão refatoradas a cada iteração do processo de estimação. Uma técnica bastante utilizada é o critério *Tinney-2* que determina que a próxima linha a ser fatorada é aquela que possui o menor número de elementos não nulos. Contudo, essa técnica não é eficiente quando há linhas com o mesmo número de elementos não nulos. Por esse motivo foi implementado um critério de desempate para o critério *Tinney-2* que garantisse que a ordem de refatoração das linhas da matriz ganho seria aquela onde o número de linhas refatoradas seria o menor possível.

Posteriormente, surgiu a necessidade de implementar um esquema de refatoração da matriz ganho. Seria inviável computacionalmente empregar uma refatoração completa da matriz ganho a cada iteração. Nesse sentido pesquisou-se as soluções viáveis para esse problema chegando a implementação do esquema de refatoração parcial por caminho de fatoração. Os resultados obtidos provaram que o método é eficaz e atende as necessidades do trabalho.

Implementadas as técnicas para tratamento de matrizes esparsas, avaliou-se o emprego do método de pontos interiores para as restrições de *tapes*. Os resultados mostram que a metodologia é eficiente em sua proposta, contudo, não apresenta um tratamento à estimação de parâmetros.

Para solucionar essa deficiência do método de pontos interiores empregou-se uma metodologia nova de ajustar os limites das desigualdades dos *tapes* a cada iteração. Essa restrição à região de viabilidade operativa utiliza a matriz de sensibilidade residual empregada no tratamento de erros paramétricos dentro do processo de estimação de estado.

Os resultados obtidos mostram que essa nova metodologia é robusta para a convergência do método de pontos interiores, e eficiente na proposta de tratar erros paramétricos.

Foram utilizados dois sistemas para validação dos resultados. O primeiro é o sistema teste padrão para validação dos resultados de novas implementações dentro do sistema SAGE. Este sistema elétrico possui 65 barras e representa o equivalente Sul/Sudeste brasileiro. O segundo sistema é um equivalente da rede básica brasileira.

O método de pontos interiores se mostrou robusto para a adição de restrições de desigualdade ao processo de estimação. Contudo, a técnica desenvolvida, com base na matriz de sensibilidade residual, robusteceu ainda mais o método no sentido de adicionar um tratamento de erros para o *tap* estimado.

6.2 Sugestões de pesquisas futuras

Como possibilidades de aprimoramentos e de estudos futuros baseados neste trabalho, pode-se recomendar:

- Aprimoramento no método da matriz de sensibilidade residual tornando viável seu cálculo dentro da própria estrutura de base de dados do SAGE. Os resultados demonstraram o quanto à metodologia é eficiente, contudo, sua implementação na própria estrutura da ferramenta de estimação deve ser avaliada. Técnicas direcionadas a matrizes esparsas deverão ser utilizadas a fim de não comprometer a execução do estimador de estado.
- Tratamento de outras restrições de desigualdade. Além de *tapes* de transformadores, outras restrições poderiam ser consideradas a fim de garantir um melhor desempenho do processo de estimação. Destaque especial para as restrições de desigualdade de potência ativa e reativa geradas. Na consideração de tais restrições, as curvas de capacidade das máquinas síncronas do sistema devem ser avaliadas e as restrições impostas por estas curvas consideradas no processo de estimação.

Referências Bibliográficas

- [1] SCHWEPPE, F. C., WILDES, J., “Power System Static-State Estimation, Part I, II and III”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-89, No. 1, Janeiro 1970.
- [2] HANDSCHIN, E., “Real time data processing using state estimation in electric power systems,” *Real Time Control of Electric Power Systems*, Amsterdam, The Netherlands: Elsevier Pub. Co., 1972, pp. 29-57.
- [3] BOSE, A., CLEMENTS, K.A., “Real-time modeling of power networks”, *IEEE Proceedings*, Vol. 75, pp. 1607-1622, Dezembro 1987.
- [4] WU, F.F., “Power system state estimation: A survey”, *Internation Journal os Eletric Power Engineering System*, Vol.12, pp.80-87, Janeiro 1990.
- [5] HOLTEN, L., GJELSVIK, A., WU, F.F., et al, “Comparison of different methods for state estimation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, pp.1798-1806, Novembro 1988.
- [6] COUTO FILHO, M.B., LEITE DA SILVA, A.M., FALCÃO, D.M., “Bibliography on Power System State Estimation (1968-1989)”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.5, No. 3, Agosto 1990.
- [7] MONTICELLI, A., *State estimation in electric power systems: A generalized approach*, Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts, 1999.
- [8] ABUR, A., EXPÓSITO, A.G., *Power system state estimation: Theory and implementation*, Marcel Dekker Inc., New York, 2004.
- [9] WOOD, A. J., WOLLENBERG, B. F., *Power generation, operation and control*, John Wiley & Sons Inc., New York, 1996.

- [10] TIMBÓ ALVES, J. M., *Fluxo de potência ótimo com restrições de segurança aplicado à operação em tempo real utilizando processamento distribuído*, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2005.
- [11] BARAN, M.E., ZHU, J., ZHU, H., et al, "A meter placement method for state estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, No.3, Agosto 1995.
- [12] CEPEL, Programa de Estimação de Estado/ESTMON - Manual do Estimador de Estado/ SAGE, Rio de Janeiro, RJ, Maio 2002.
- [13] PARK, Y.M., MOON, Y.H., CHOO, J.B., et al, "Design of reliable measurement system for state estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No. 3, pp. 830-836, Agosto 1988.
- [14] KOREAS, G.N., CONTAXIS, G.C., "A tool for the evaluation and selection of state estimation measurement schemes", *IEEE/PES Summer Meeting*, No. 93, SM 532-2 PWRS, Julho 1993.
- [15] RICCIERI JUNIOR, O. F., *Planejamento de sistemas de medição utilizando algoritmos genéticos*, Tese de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, Agosto 1999.
- [16] COSER, J., ROLIM, J.G., SIMÕES COSTA, A.J.A., "Meter placement for power systems state estimation - an approach based on genetic algorithms and topological observability analysis", *Anais do ISAP - Intelligent Systems Application to Power Systems*, Budapeste, Hungria, Junho 2001.
- [17] COSER, J., ROLIM, J.G., SIMÕES COSTA, A.J.A., "Projeto de Planos de Medição para Estimação de Estados via Algoritmos Genéticos", *Congresso Brasileiro de Automática*, Florianópolis, pp. 729-734, 2000.
- [18] ALSAÇ, O., VEMPATI, N., STOTT, B., et al, "Generalized state estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.13, pp. 1069-1075, Agosto 1998.

- [19] SILVA GOUVÊA, J. P., SIMÕES COSTA, A.J.A., “Estimador de estados ortogonal com restrições de igualdade”, *SBA Controle & Automação*, Vol.9, No. 3; pp. 2131-2136, Set.,Out.,Nov. e Dezembro 1998.
- [20] ASCHMONEIT, F.C., PETERSON, N.M., ADRIAN, E.C., “State estimation with equality constraints”, *Tenth PICA Conference Proceedings*, Toronto, pp. 427-430, Maio 1977.
- [21] GU, J.W., CLEMENTS, K.A., KRUMPHOLZ, G.R., et al, “The solution of ill-conditioned power system state estimation problems via the method of Peters and Wilkinson,” *PICA Conference Proceedings*, Houston, pp. 239-246, Maio 1983.
- [22] MONTICELLI, A., MURARI, C.A.F., WU, F.F., “A hybrid state estimator: solving normal equations by orthogonal transformations”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-105, pp. 3460-3468, Dezembro 1985.
- [23] SIMÕES COSTA, A., QUINTANA, V.H., “A robust numerical technique for power system state estimation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, pp. 691-698, Fevereiro 1981.
- [24] SIMÕES COSTA, A., QUINTANA, V.H., “An orthogonal row processing algorithm for power system sequential state estimation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, pp. 3791-3800, Agosto 1981.
- [25] SIMÕES COSTA, A., GOUVÊA, J.P.S., "A Constrained State Estimator for External System Modeling", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Oxford, v.22, p.555-562, 2000.
- [26] GJELSKI, A., AAM, S., HOLTEN, L., “Hatchel’s augmented matrix method: a rapid method improving numerical stability in power system static state estimation”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, pp. 2987-2993, Novembro 1985.

- [27] HOLTEN, L., GJELSVIK, A., AAM, S., et al, "Comparison of different methods for state estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No.4, pp.1798-1806, Novembro 1988.
- [28] MACHADO, P.A., AZEVEDO, G.P., MONTICELLI, A.J., "A mixed pivoting approach to the factorization of indefinite matrices in power system estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.6, No.2, pp.676-682, Maio 1991.
- [29] SIMÕES COSTA, A., PIRES, R.C., MILI, L., "Iteratively reweighted least-squares state estimation through givens rotations", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.4, pp.1499-1507, 1999.
- [30] HANDSHIN, E., SCHWEPPE, F., KOHLAS, J., et al, "Bad data analysis for power system state estimation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-94, No.2, pp.329-337, Março/Abril 1975.
- [31] MILI, L., CHENIAE, M.G., VICHARE, N.S., et al, "Robust state estimation based on projection statistics", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, No.2, pp. 1118-1127, Maio 1996.
- [32] ABUR, A., ÇELIK, M.K., "Least Absolute Value State Estimation with Equality and Inequality Constraints", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.8, No.2, pp. 680-686, Maio 1993.
- [33] KORRES, G.N., KATSIKAS, P.J., CONTAXIS, G.C., "Transformer Tap Setting Observability in State Estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.19, No.2, pp. 699- 706, Maio 2004.
- [34] SIMÕES COSTA, A., LOURENÇO, E.M., CLEMENTS, K.A., "Power System Topological Observability analysis Including Switching Branches", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.17, No.2, Maio 2002.

- [35] MONTICELLI, A., WU, F.F., "Network observability: Theory", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, pp. 1042-1048, Maio 1985.
- [36] SLUSKER, L.W., SCUDDER, J.M., "Network observability analysis through measurement Jacobian matrix reduction", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. PWRS-2, pp. 331-338, Maio 1987.
- [37] KORRES, G.N., KATSIKAS, P.J., "A hibrid method for observability analysis using a reduced network graph theory", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 18, pp. 295-304, Fevereiro 2003.
- [38] HANDSCHIN, E., SCHWEPPE, F.C., KOHLAS, J., et al, "Bad data analysis for power systems state estimation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol.94, pp. 329-377, Março/Abril 1975.
- [39] KOGLIN, H. J., SCHIMITT, K.D., "Bad data detection and identification", *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol.12, Issue 2, pp.94-103, Abril 1990.
- [40] GRANVILLE, S., "Optimal reactive dispatch through interior point methods", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.9, pp. 136-146, Fevereiro 1994.
- [41] WU, Y., DEBS, A.S., MARSTEN, R.E., "A direct nonlinear predictor-corrector primal-dual interior point algorithm for optimal power flow", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, pp. 876-883, Maio 1994.
- [42] IRISARRI, G.D., WANG, X., TONG, J., "Maximum loadbility of power sytems using interior point non-linear optimization method", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.12, pp.162-172, Fevereiro 1997.
- [43] CLEMENTS, K.A., DAVIS, P.W., FREY, K.D., "Treatment of inequality constraints in power system state estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, pp. 567-573, Maio 1995.

- [44] RAMÍREZ, J.M., BAROCIO, E.E., “Solving state estimation in power systems by an interior point method”, *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 22 (5), pp. 355-365, 2000.
- [45] GILL, P.E., MURRAY, W., “On projected Newton barrier methods for linear programming and an equivalence to Karmarkar’s projective method”, *Mathematical Programming*, Vol. 36, pp. 183-209, 1986.
- [46] MARSTEN, R.E., SALTZMAN, M.J., “Implementation of dual affine interior point algorithm for linear programming”, *ORSA Journal on Computing*, Vol.1, No.4, pp. 287-297, 1989.
- [47] GILL, P.E., MURRAY, W., PONCELÉON, D.B., et al, “Primal-dual methods for linear programming”, *Mathematical Programming*, Vol. 70, pp. 251-277, 1995.
- [48] MONTEIRO, R.D.C., ADLER, I., “Interior path following primal-dual algorithms. Part I: Linear Programming”, *Mathematical Programming*, Vol.44, pp. 27-43, 1989.
- [49] MIZUNO, S., NAGASAWA, A., “A primal-dual affine-scaling potencial-reduction algorithm for linear programming”, *Mathematical Programming*, Vol. 62, pp. 119-131, 1993.
- [50] QUINTANA, V., VAN CUTSEM, T., "Power System Network Parameter Estimation", *Optimal Control Applications & Methods*, Vol.9, pp. 303-323, 1988.
- [51] LIU, W., WU, F., LUN, S., "Estimation of Parameter Errors from Measurements Residuals in State Estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 7, pp. 81-89, Fevereiro 1992.
- [52] LIU, W., LIM, S., "Parameter Error Identification and Estimation in Power System State Estimation", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, pp. 200-209, Fevereiro 1995.

- [53] SLUSKER, I., CLEMENTS, K., "Real Time recursive Parameter Estimation in Energy Management Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, pp. 1393-1399, Agosto 1996.
- [54] ZARCO, P., GÓMEZ, A., "Power System Parameter Estimation: A Survey", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.15(1), pp. 216-222, Fevereiro 2000.
- [55] VAN CUTSEM, T., QUINTANA, V., "Network Parameter Estimation Using Online Data with Application to Transformer Tap Position Estimation", *IEEE Proceedings*, Vol. 135, Pt C., No. 1, pp. 31-40, Janeiro 1988.
- [56] TEIXEIRA, P., BRAMMER, S., RUTZ, W., et al, "State Estimation of Voltage and Phase-Shift Transformer Tap Settings", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.7, pp. 1386-1393, Agosto 1992.
- [57] HANDSCHIN, E., KLIOKYS, E., "Transformer tap position estimation and bad data detection using dynamic signal modeling", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, pp. 810-817, Maio 1995.
- [58] FLETCHER, D., STADLIN, W., "Transformer Tap Position Estimation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-102, No. 11, pp. 3680-3686, Novembro 1983.
- [59] MUKHERJEE, B.K., HANSON, S.O., FUERST, G.R., et al, "Transformer tap position estimation - field experience", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-103, pp. 1454-1458, Junho 1984.
- [60] SMITH, R.A., "Transformer tap estimation at Florida power corporation", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, pp.3434-3445, Dezembro 1985.
- [61] FALCÃO, D.M., BORGES, C.L.T., *Apostila de Análise de Redes Elétricas*, COPPE/UFRJ, 2003.

- [62] GOLUB, G., ORTEGA, J.M., *Scientific Computing: An introduction with parallel computing*, Academic Press, Boston, 1993.
- [63] ORTEGA, J.M., *Introduction to Parallel and Vector Solution of Linear Systems*, Plenum Press, New York, 1988.
- [64] CHAN, S.M., BRANDWAJN, V., “Partial Matrix Refactorization”, *IEEE Transactions on Power Sytems*, Vol. PWRS-1, No.1, pp. 193-200, Fevereiro 1986.
- [65] TINNEY, W.F., BRANDWAJN, V., CHAN, S.M., “Sparse Vector Methods”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. PAS-104, No.2, pp. 295–301, Fevereiro 1985.
- [66] GÓMEZ, A., FRANQUELO, L.G., “Node Ordering Algorithm for Sparse Vector Method Improvement”, *IEEE Transactions on Power Sytems*, Vol 3, No. 1, pp. 73-79, Fevereiro 1988.
- [67] BETANCOURT, R., “An efficient heuristic ordering algorithm for partial matrix refactorization”, *IEEE Transactions on Power Sytems*, Vol 3, No. 3, pp. 1181-1187, Agosto 1988.
- [68] GÓMEZ, A., FRANQUELO, L.G., “An efficient ordering algorithm to improve sparse vector methods”, *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.3, No.4, Novembro 1988.

Apêndice A

Neste apêndice são apresentadas as contribuições das medidas de fluxo e injeção de potência ativa/reactiva, na matriz Jacobiana. As equações são baseadas sobre um ramo apresentado abaixo. Tais equações foram retiradas de [7].

A.1 Expressões gerais

As expressões para os fluxos ativo e reativo para o ramo da Figura A.1 são:

$$\begin{aligned} P_{km} = & a_{km}^2 V_{km}^2 g_{km} - a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ & - a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A1})$$

$$\begin{aligned} Q_{km} = & -a_{km}^2 V_{km}^2 (b_{km} + b_{km}^{sh}) + a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \\ & - a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A2})$$

As expressões para as injeções de potência ativa e reativa para a barra k são:

$$P_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A3})$$

$$Q_k = V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (\text{A4})$$

onde G_{km} e B_{km} são elementos da matriz Y ($Y = G + jB$)

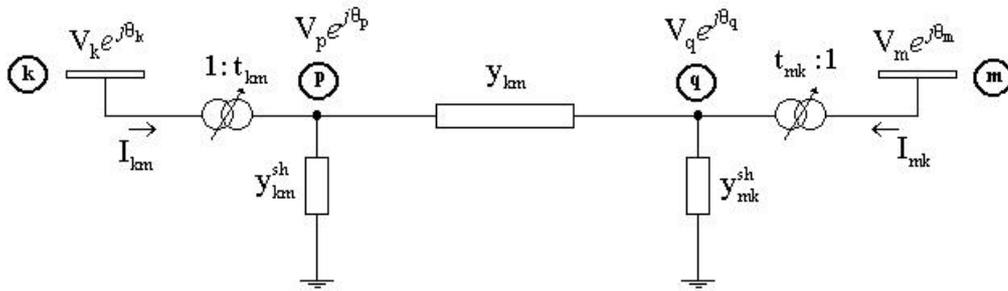


Figura A. 1 - Modelo de ramo

$$t = ae^{j\varphi}$$

Considerando os três principais componentes de rede, tem-se:

Equipamento	a_{km}	a_{mk}	φ_{km}	φ_{mk}	y_{km}^{sh}	y_{mk}^{sh}
Linha de transmissão	1	1	0	0	y_{km}^{sh}	y_{mk}^{sh}
Trafo com tap	a_{km}	a_{mk}	0	0	0	0
Trafo defasador puro	1	1	φ_{km}	φ_{mk}	0	0

Adotando P_{km} , Q_{km} , P_k , Q_k , V_k e V_m como medidas, e θ_k , θ_m , V_k , V_m , a_{km} e φ_{km} como variáveis de estado, obtém-se os elementos da matriz jacobiana H da estimação de estado:

A.2 Elementos correspondentes às medidas de fluxo

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_k} = a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) - a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{\partial P_{km}}{\partial \theta_m} = -a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \quad (\text{A.6})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial V_k} = & 2a_{km}^2 V_k g_{km} - a_{km} a_{mk} V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} a_{mk} V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A7})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial V_m} = & -a_{km} a_{mk} V_k g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} a_{mk} V_k b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A8})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_k} = & -a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A9})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \theta_m} = & a_{km} V_k a_{mk} V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & + a_{km} V_k a_{mk} V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A10})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_k} = & -2a_{km}^2 V_k (b_{km} + b_{km}^{\text{sh}}) + a_{km} a_{mk} V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} a_{mk} V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A11})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial V_m} = & a_{km} a_{mk} V_k b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} a_{mk} V_k b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A12})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial a_{km}} = & 2a_{km} V_k^2 - a_{mk} V_k V_m g_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} V_k V_m b_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A13})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial a_{km}} = & -2a_{km} V_k^2 (b_{km} + b_{km}^{\text{sh}}) + a_{mk} V_k V_m b_{km} \cos(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A14})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{km}}{\partial \varphi_{km}} = & a_{km} a_{mk} V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} a_{mk} V_k V_m b_{km} \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A15})$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial Q_{km}}{\partial \varphi_{km}} = & - a_{km} a_{mk} V_k V_m g_{km} \text{sen}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) + \\ & - a_{km} a_{mk} V_k V_m b_{km} \text{cos}(\theta_{km} + \varphi_{km} - \varphi_{mk}) \end{aligned} \quad (\text{A16})$$

A.3 Elementos correspondentes às medidas de injeção

Adotando P_k e Q_k como medidas, e θ_k, θ_m, V_k e V_m como variáveis de estado, obtém-se:

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_m} = V_k V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (\text{A17})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 B_{kk} - V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{sen} \theta_{km} - B_{km} \text{cos} \theta_{km}) \quad (\text{A18})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A19})$$

$$\frac{\partial P_k}{\partial V_k} = V_k G_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A20})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_m} = -V_k V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A21})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial \theta_k} = -V_k^2 G_{kk} + V_k \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{cos} \theta_{km} + B_{km} \text{sen} \theta_{km}) \quad (\text{A22})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_m} = V_k (G_{km} \text{sen}\theta_{km} - B_{km} \text{cos}\theta_{km}) \quad (\text{A23})$$

$$\frac{\partial Q_k}{\partial V_k} = -V_k B_{kk} + \sum_{m \in k} V_m (G_{km} \text{sen}\theta_{km} - B_{km} \text{cos}\theta_{km}) \quad (\text{A24})$$

A.4 Elementos correspondentes a medidas de tensão

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_k} = 1 \quad (\text{A25})$$

$$\frac{\partial V_k}{\partial V_m} = 0 \quad (\text{A26})$$

$$\frac{\partial V_m}{\partial V_k} = 0 \quad (\text{A27})$$

$$\frac{\partial V_m}{\partial V_m} = 1 \quad (\text{A28})$$

Apêndice B

Técnica computacional na refatoração da matriz ganho

B.1 Introdução

A principal tarefa dos aplicativos executados em um ambiente de supervisão e controle em tempo real é garantir uma análise correta da rede elétrica, atendendo o requisito fundamental de mínimo tempo de execução do aplicativo. A não observância desse fator nas ferramentas computacionais compromete a tomada de decisões por parte dos operadores de um centro de controle.

A linearização do modelo matemático, utilizado para estimação de estado de sistemas elétricos de potência, produz matrizes esparsas e simétricas. Essas duas características inerentes ao processo de estimação permitem o emprego de técnicas de esparsidade que viabilizam um aumento na eficiência dos algoritmos de solução dessas matrizes.

Particularmente ao problema de adição das restrições de desigualdade, as técnicas de esparsidade são de suma importância, uma vez que pelo demonstrado no capítulo 3, o emprego dessas restrições ao processo de estimação gera a necessidade de refatoração da matriz ganho a cada iteração.

Esse apêndice apresenta uma técnica de refatoração parcial de matrizes esparsas e sua empregabilidade na proposta dessa dissertação. A seção B.2 apresenta os aspectos básicos da solução de sistemas de equações lineares. Na seção B.3 aborda-se os métodos de modificação de matrizes empregados na solução de matrizes esparsas. A seção B.4 menciona pontos importantes da técnica utilizada na dissertação. A seção B.5 propõe um método de ordenação mais conveniente à técnica de refatoração empregada. Resultados comprovando a eficácia da implementação realizada são apresentados na seção B.6. As considerações parciais do capítulo são feitas na seção B.7

B.2 Aspectos básicos de sistemas de equações lineares

Esta seção aborda os principais aspectos envolvidos na solução de sistemas de equações lineares.

B.2.1 Métodos de solução

Um sistema de equações lineares pode ser simbolizado da seguinte forma:

$$A.x = b \tag{B.1}$$

Onde:

- A matriz de coeficientes, não singular, de dimensão $N \times N$;
- x vetor solução de dimensão $N \times 1$;
- b termo independente de dimensão $N \times 1$;
- n número de incógnitas.

No processo de estimação, a matriz A representaria a matriz ganho. O termo x constituiria as variações das medidas estimadas. Por sua vez, o termo b representaria o termo independente do processo de estimação. O número de incógnitas do sistema equivaleria ao número de estados do sistema elétrico. A solução do vetor x é obtida através de uma ampla variedade de métodos numéricos que podem ser classificados em três grupos distintos [61]:

Inversão explícita

Consiste na obtenção da inversa de A e posterior multiplicação pelo vetor b. A obtenção da inversa explícita de uma matriz é um processo numérico trabalhoso, visto que envolve um número elevado de operações aritméticas ($\approx N^3$ para uma matriz cheia $N \times N$). Adicione-se a isso a ocorrência de erros de arredondamento no resultado final e o fato de uma matriz esparsa tornar-se cheia após a inversão.

Métodos indiretos ou iterativos

A solução é obtida a partir de uma condição inicial arbitrária. Esses métodos apresentam uma série de vantagens, como: facilidade de implementação; baixos requisitos de memória; praticamente insensíveis à propagação de erros, pois os estágios iterativos são independentes; e o número de operações aritméticas é menor que a inversão explícita ($\approx N^2$ para uma matriz cheia $N \times N$). A grande desvantagem desse método ocorre para soluções repetidas, onde a matriz de coeficientes A permanece constante para diferentes vetores de termos independentes b , por exigirem a repetição total do processo iterativo em cada caso. Os principais métodos são [62,63]:

- Método de Jacobi;
- Método de Gauss-Seidel;
- Método da Sobrerelaxação Sucessiva;
- Método do Gradiente Conjugado;
- Método do Gradiente Conjugado Pré-condicionado;
- Método do Gradiente Bi-Conjugado Estabilizado.

Métodos Diretos

O sistema original é transformado em um sistema equivalente de solução imediata de operações elementares. Os métodos diretos, muito embora de implementação mais difícil que os métodos indiretos, apresentam a vantagem de produzirem implicitamente a inversa de A . No caso de matrizes esparsas, esses métodos são equivalentes aos métodos iterativos na solução de sistemas isolados e, superiores a estes últimos, nas soluções repetidas.

Na aplicação em sistemas elétricos de potência, os métodos diretos, em particular os fatores LDU, são amplamente utilizados por apresentarem uma excelente eficiência computacional quando implementados. Os fatores LDU são obtidos através da triangularização da matriz A , pelo método de eliminação de Gauss. Essa etapa do processo de solução do sistema de equações lineares denomina-se de fatoração.

Considere o sistema de equações lineares definido abaixo, e uma eliminação por coluna dos elementos da matriz.

$$\begin{pmatrix} A_{11} & A_{12} & A_{13} & \dots & A_{1n} \\ A_{21} & A_{22} & A_{23} & \dots & A_{2n} \\ A_{31} & A_{32} & A_{33} & \dots & A_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ A_{n1} & A_{n2} & A_{n3} & \dots & A_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \\ \vdots \\ b_n \end{pmatrix} \quad (\text{B.2})$$

$$\begin{pmatrix} A'_{11} & A'_{12} & A'_{13} & \dots & A'_{1n} \\ 0 & A'_{22} & A'_{23} & \dots & A'_{2n} \\ 0 & 0 & A'_{33} & \dots & A'_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & A'_{nn} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} b'_1 \\ b'_2 \\ b'_3 \\ \vdots \\ b'_n \end{pmatrix} \quad (\text{B.3})$$

$$\begin{pmatrix} 1 & U_{12} & U_{13} & \dots & U_{1n} \\ 0 & 1 & U_{23} & \dots & U_{2n} \\ 0 & 0 & 1 & \dots & U_{3n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \dots & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \\ \vdots \\ x_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} y_1 \\ y_2 \\ y_3 \\ \vdots \\ y_n \end{pmatrix} \quad (\text{B.4})$$

O sistema é resolvido aplicando-se uma seqüência de eliminações de Gauss, que transforma o sistema $Ax = b$ em um sistema $Ux = y$ equivalente, pois este possui o mesmo vetor solução. O vetor x pode ser então obtido por substituição inversa ou retrosubstituição (*backward substitution*).

Nota-se que o processo de triangularização compreende uma série de normalizações (fato pelo qual temos uma diagonal unitária ao fim do procedimento) e eliminações sucessivas. O elemento pelo qual a linha é dividida durante a normalização é o pivô e a linha normalizada mais recente em cada etapa é chamada de linha pivô. Nos algoritmos empregados em sistemas elétricos de potência utilizam-se pivôs diagonais, pois estes preservam a simetria das matrizes.

B.2.2 Utilização de fatores LDU na solução de sistema lineares

Considerando o sistema B.1, a matriz A pode ser decomposta de tal maneira que $A = LDU$, efetuados os seguintes procedimentos:

$$Ax = LDUx = b \quad (B.5)$$

$$L^{-1}Ax = DUx = L^{-1}b = b' \quad (B.6)$$

$$D^{-1}L^{-1}Ax = Ux = D^{-1}L^{-1}b = b'' \quad (B.7)$$

$$U^{-1}D^{-1}L^{-1}Ax = x = U^{-1}D^{-1}L^{-1}b = b''' \quad (B.8)$$

Assim o vetor solução pode ser definido como:

$$x = U^{-1}(D^{-1}(L^{-1}b)) \quad (B.9)$$

O sistema B.9 equivale a resolver três problemas sucessivos

$$b' = L^{-1}b \quad (B.10)$$

$$b'' = D^{-1}b' \quad (B.11)$$

$$x = b''' = U^{-1}b'' \quad (B.12)$$

Devido o grau de esparsidade L^{-1} e de U^{-1} ser menor que o grau das matrizes L e U , as inversas não são computadas explicitamente, sendo calculadas da seguinte maneira

$$b' = (L_{n1}^{-1}(L_{n1-1}^{-1} \dots (L_2^{-1}(L_1^{-1}b)) \dots)) \quad (B.13)$$

$$b'' = (D_n^{-1}(D_{n-1}^{-1} \dots (D_2^{-1}(D_1^{-1}b')) \dots)) \quad (B.14)$$

$$b''' = (U_{nu}^{-1}(U_{nu-1}^{-1} \dots (U_2^{-1}(U_1^{-1}b'')) \dots)) \quad (B.15)$$

Vale salientar que em matrizes simétricas $U = L^T$. Dessa forma as operações numéricas utilizadas no cálculo de U podem ser estendidas para obtenção do fator L .

B.2.3 Esquemas de ordenação

Durante o processo de fatoração algumas modificações podem ocorrer durante a etapa de triangularização da matriz:

- Elementos não-nulos, das linhas pivoteadas, sofrem contribuições da linha pivô, tendo, portanto seus valores modificados.
- Elementos nulos das linhas pivoteadas, devido também às contribuições da linha pivô, têm seus valores modificados. Esses elementos passam a ter valores não nulos, e denominam-se elementos *fill-in*.

Os elementos *fill-in* surgidos durante o processo de triangularização reduzem o grau de esparsidade das matrizes. Esse efeito prejudica a eficiência do algoritmo de obtenção do vetor solução x . Na escolha natural das linhas a serem fatoradas, e dos pivôs, da matriz A ; ou seja, na ordem em que estas aparecem na matriz original, a solução dos sistemas de equações pode ser prejudicada devido a:

- Possível existência de elemento diagonal nulo;
- Erros de arredondamento;
- Esforço computacional elevado;

Um critério de escolha simples de pivôs e com resultados práticos aceitáveis, do ponto de vista de erro de arredondamento, consiste em selecionar em cada linha ou coluna da matriz de coeficientes o elemento com maior valor absoluto. No caso dos problemas de sistemas elétricos, as matrizes possuem dominância diagonal; ou seja, os elementos da diagonal principal possuem valores mais elevados, em termos absolutos, do que os elementos fora da diagonal. Conseqüentemente, escolhendo-se esses elementos como pivôs assegura-se uma boa precisão na solução dos sistemas de equações lineares. Uma vantagem adicional desta escolha é a preservação da simetria estrutural da matriz.

Uma vez determinado o critério de escolha do pivô da linha, cabe determinar o critério para a escolha da ordem de fatoração das linhas da matriz de coeficientes. Com o objetivo de manter um alto grau de esparsidade dos fatores L e U , utilizam-se

esquemas de ordenação das linhas da matriz esparsa. Um dos métodos de ordenação mais utilizado é o *Segundo Critério de Tinney*, uma vez que essa técnica busca aliar a manutenção da esparsidade a um baixo esforço computacional. O *Segundo Critério de Tinney* (denominado também *Tinney-2*) indica que a próxima linha pivô em cada etapa de fatoração será escolhida arbitrariamente entre as que apresentarem o menor número de elementos não-nulos.

Apesar da sua eficiência, o critério de *Tinney* mostra-se pouco eficaz em situações onde as linhas possuem o mesmo número de elementos não-nulos, uma vez que a escolha da próxima linha fatorada é arbitrária. Na seção B.5, será apresentado um critério de desempate no processo de ordenação *Tinney-2*, que se torna ainda mais necessário quando a refatoração da matriz A é exigida a cada iteração.

B.2.4 Pivoteamento 2x2

Os métodos de ordenação e fatoração, apresentados nas seções anteriores, são suficientes para resolver um grande número de sistemas de equações lineares, relacionados a sistemas elétricos de potência. Contudo, especialmente no tocante ao processo de estimação de estado, há uma situação onde as técnicas apresentadas tornam-se problemáticas, ou mesmo inviáveis, na obtenção do vetor solução.

A situação mencionada está relacionada à consideração de restrições de igualdade dentro do processo de estimação. A implementação de tais restrições gera elementos diagonais nulos, o que acarretaria em uma divisão por zero na fase de normalização, fazendo crer que a matriz A é singular.

Na solução de sistemas com essa característica, utiliza-se a técnica de pivoteamento 2x2, onde duas linhas (a linha pivô e a linha irmã) são fatoradas simultaneamente. Conceitos mais aprofundados sobre essa técnica podem ser encontrados em [28].

B.3 Modificação de matrizes esparsas

O sistema de equações lineares definido no sistema B.1 contempla a maioria dos problemas envolvidos em sistemas elétricos. Frequentemente nessa formulação do problema duas situações ocorrem:

- Na solução do sistema B.1 quando o termo independente b possui um número reduzido de elementos não-nulos ou quando o vetor solução possui poucas variáveis a serem determinadas. Na solução dessas situações usa-se a técnica de Vetor Esperso (do inglês *Sparse Vector*).
- As equações lineares estão condicionadas a pequenas modificações na matriz A a cada iteração do processo de solução. A essas alterações pode-se adotar dois tipos de procedimentos.
 - Métodos de compensação – consiste em realizar modificações no vetor solução b do sistema de equações lineares B.1 para compensar alterações na matriz A .
 - Métodos de refatoração parcial – consiste em alterar diretamente os fatores LU da matriz A .

Diante da conclusão do capítulo 3, onde a adição das restrições de desigualdade acarreta alterações na matriz ganho, surge a necessidade de implementação de um algoritmo computacional eficiente que faça uso da característica esparsa da matriz ganho, para evitar uma fatoração completa da matriz.

Conforme resultados obtidos em [64] o método de refatoração parcial é competitivo com o método de compensação mesmo quando o número de modificações é pequeno, e superior para um número maior de alterações. Além disso, a implementação do método de refatoração parcial é mais simples, uma vez que está condicionada às técnicas de fatoração já implementadas (como pivoteamento 2x2). Vale salientar que as técnicas de refatoração, tanto parcial quanto de compensação, são eficientes na redução do tempo de processamento, porém possuem requerimentos de armazenamento que prejudicam a eficiência computacional.

B.4 Refatoração parcial

O método de refatoração parcial aborda ainda técnicas distintas para alterações nos fatores LU da matriz A, a saber:

B.4.1 Refatoração parcial simples

Realiza-se a refatoração da submatriz que contém os elementos modificados. Os elementos fora da submatriz não se alteram. O tamanho da submatriz e o conseqüente esforço da refatoração é ditado pela posição que o elemento modificado ocupa na matriz A. Se o elemento estiver no topo, nenhuma economia é conseguida.

B.4.2 Refatoração parcial simples com ordenação especial

Reordena-se a matriz A, forçando-se que os elementos a serem modificados fiquem na parte inferior da matriz. A ordenação melhora a eficiência da refatoração, mas pode degradar seriamente a esparsidade da matriz. Esse procedimento está limitado a aplicações em que se conhecem *a priori* os elementos a serem modificados.

B.4.3 Método de Bennett

O método de Bennett atualiza os fatores LDU de uma matriz A modificada, onde as mudanças nessa matriz devem ser do tipo:

$$A_{\text{mod}} = A \pm M \cdot \Delta A \cdot M^T \quad (\text{B.16})$$

- A_{mod} matriz modificada;
- A matriz do caso base;
- ΔA matriz de modificação;
- M matriz de conexão.

Em [64] comprova-se que para modificações de até sexta ordem, a refatoração parcial utilizando caminho de fatoração mostra-se tão eficiente quanto o método de Bennett. Para modificações com ordem maior, a técnica utilizando caminho de fatoração é mais eficiente. Devido a essa conclusão e a facilidade de implementação ao

algoritmo já existente, optou-se pela técnica da refatoração parcial utilizando o caminho de fatoração, a ser aprofundada a seguir.

B.4.4 Refatoração parcial utilizando o caminho de fatoração

O caminho de fatoração pode ser definido como uma lista ordenada de colunas de L, para substituição direta (*forward substitution*), ou de linhas de U, para substituição inversa (*backward substitution*), que indica relações de precedência da matriz fatorada. Portanto, pode-se utilizar o grafo do caminho de fatoração para identificar os fatores da matriz que são afetados pela modificação e, por conseguinte, atualizá-los na etapa de refatoração.

O entendimento do procedimento de obtenção do caminho de fatoração será sedimentado através do exemplo extraído de [65] e reproduzido abaixo:

Considere a Figura B.1 que é a representação de uma rede nodal:

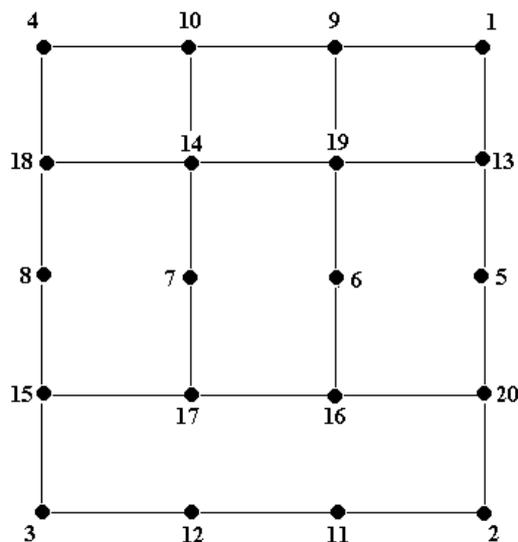


Figura B.1 - Representação de uma rede nodal

A estrutura esparsa do sistema é dada por:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	X								X				X							
2		X									X									X
3			X									X			X					
4				X						X								X		
5					X								X							X
6						X										X			X	
7							X							X			X			
8								X							X			X		
9	X								X	X										
10				X					X	X										
11		X									X	X								
12			X								X	X								
13	X				X								X							X
14							X							X				X	X	
15			X					X							X		X			
16						X										X	X			X
17							X								X	X	X			
18				X				X						X				X		
19						X							X	X					X	
20		X			X											X				X

Figura B.2 - Matriz original da rede nodal

A estrutura esparsa da matriz fatorada, considerando a eliminação pela ordem natural, é dada por:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	X								X				X							
2		X									X									X
3			X									X			X					
4				X						X								X		
5					X								X							X
6						X										X			X	
7							X							X			X			
8								X							X			X		
9	X								X	X			⊗							
10				X					X	X			⊗					⊗		
11		X									X	X								⊗
12			X								X	X			⊗					⊗
13	X				X				⊗	⊗			X					⊗	X	⊗
14							X							X			⊗	X	X	
15			X					X				⊗			X		X	⊗		⊗
16						X										X	X		⊗	X
17							X							⊗	X	X	X	⊗	⊗	⊗
18				X				X		⊗			⊗	X	⊗		⊗	X	⊗	⊗
19						X							X	X		⊗	⊗	⊗	X	⊗
20		X			X						⊗	⊗	⊗		⊗	X	⊗	⊗	⊗	X

Figura B.3 - Matriz fatorada da rede nodal

A partir da estrutura esparsa da matriz fatorada determina-se o grafo do caminho de fatoração, dado pela figura:

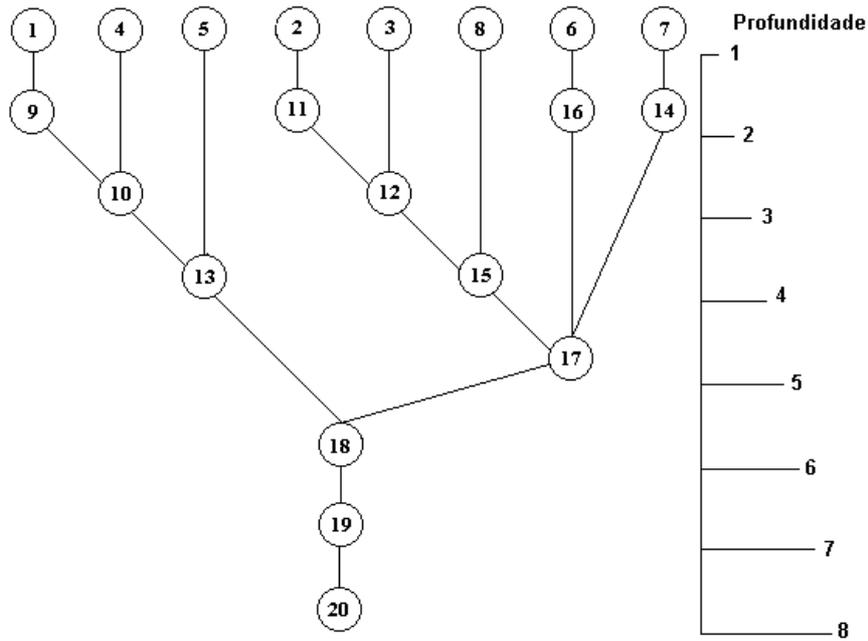


Figura B.4 - Caminho de fatoração

Supondo modificações nos elementos das linhas 2 e 11 da matriz original, pode-se, a partir do caminho de fatoração, determinar quais as linhas e colunas que sofrerão alterações na matriz. Determina-se o caminho para o nó 2 e para o nó 11. Do grafo observa-se que o caminho para o nó 2 é: 2, 11, 12, 15, 17, 18, 19 e 20. Para o nó 11 é: 11, 12, 15, 17, 18, 19 e 20. Quando mais de uma linha e/ou coluna é alterada, as linhas e/ou colunas a serem alteradas são dadas pela união dos caminhos envolvidos. Sendo assim as linhas que sofreram alterações são: 2, 11, 12, 15, 17, 18, 19 e 20 da matriz de fatores. Os fatores a serem alterados são mostrados na figura:

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1	X								X				X							
2		X									X									X
3			X									X			X					
4				X						X								X		
5					X								X							X
6						X										X			X	
7							X							X			X			
8								X							X			X		
9	X								X	X			⊗							
10				X					X	X			⊗					⊗		
11		X									X	X								⊗
12			X								X	X			⊗					⊗
13	X				X				⊗	⊗			X					⊗	X	⊗
14							X							X			⊗	X	X	
15			X					X				⊗			X		X	⊗		⊗
16						X										X	X		⊗	X
17							X							⊗	X	X	X	⊗	⊗	⊗
18				X				X		⊗			⊗	X	⊗		⊗	X	⊗	⊗
19						X							X	X		⊗	⊗	⊗	X	⊗
20		X			X						⊗	⊗	⊗		⊗	X	⊗	⊗	⊗	X

Figura B.2 - Linhas afetadas pela fatoração

B.5 Método de ordenação visando a técnica de refatoração parcial

Como mencionado anteriormente, os métodos de ordenação têm o objetivo de reduzir o número de *fill-ins* originários durante a fatoração de uma matriz. A inserção de *fill-ins* compromete a esparsidade da matriz e acarreta em um esforço computacional maior durante as refatorações seguintes.

Uma estratégia razoável para ordenação das linhas pivôs seria escolher inicialmente as linhas da matriz com menor número de elementos não nulos (método *Tinney -2*). Esta escolha produzirá matrizes fatores LU mais esparsas que aquelas geradas por uma ordenação qualquer. Entretanto, não garante uma ordenação ótima, isto é, uma ordenação que produzirá matrizes com o menor número de elementos não nulos. Tal ordenação somente poderia ser alcançada se fossem analisadas todas as possíveis ordens de eliminação e escolhida a melhor entre elas. Isto significaria simular, sem efetivamente resolver, o processo de eliminação de Gauss para todas as possíveis ordens

de eliminação do sistema de equações dadas. O número de combinações possíveis é dado por $N!$, para uma matriz $N \times N$.

No caso de redes com dimensões reais, a escolha da ordem ótima exigiria um trabalho computacional excessivamente elevado o qual eliminaria as vantagens obtidas com a redução máxima na criação de elementos não nulos. Na prática prefere-se trabalhar com uma ordenação sub-ótima que representa um compromisso com um baixo esforço computacional.

Diante disso e da necessidade de refatoração da matriz ganho a cada iteração, investigou-se a adoção de um critério de desempate ao método *Tinney-2* (ou esquema MD – *Minimum Degree*) que garanta o mínimo de linhas a serem refatoradas da matriz ganho original.

Nessa linha de pesquisa pode-se citar três métodos:

- Método de Gomes e Fraquelo [66] - tem como premissa aumentar o número de nós iniciais do grafo. O critério de desempate nesse método é eliminar primeiro os nós não adjacentes a nós já eliminados e por extensão eliminar os nós com menor número de adjacências aos nós já eliminados.
- Método MD-ML (*Minimum Degree-Minimum Length*) [67] – nesse método o critério desempate é dado pela eliminação de nós com mínimo comprimento no grafo do caminho de fatoração.
- Método MD_MNP (*Minimum Degree-Minimum Number of Predecessors*) [68] – essa técnica propõe minimizar localmente o número de elementos não zeros da matriz U^{-1} .

A idéia consolidada na definição desses métodos foi adotar mais de um critério na escolha do próximo nó a ser eliminado, além do critério de *Tinney-2* que, por eliminar primeiro os nós com menor grau, atende apenas a exigência de se ter um número mínimo de *fill-ins*. Um segundo critério reduziria a profundidade do grafo do caminho de fatoração. Os métodos possuem os seguintes conceitos básicos:

- Aumentar o número de nós iniciais do grafo do caminho de fatoração;
- Diminuir o número de nós predecessores no grafo do caminho de fatoração;

- Redução do número de elementos da matriz U^{-1} , onde a matriz U é matriz triangular superior fatorada.

Os três esquemas apresentam resultados significativos na ordenação de matrizes esparsas. Em [57] é feita uma comparação entre as metodologias. Devido à relação eficiência computacional – facilidade de implementação, adotou-se o método MD-ML. A seguir, a metodologia é exemplificada.

Método MD (Tinney-2)

Considere a rede nodal representada pelo grafo na Figura B.6

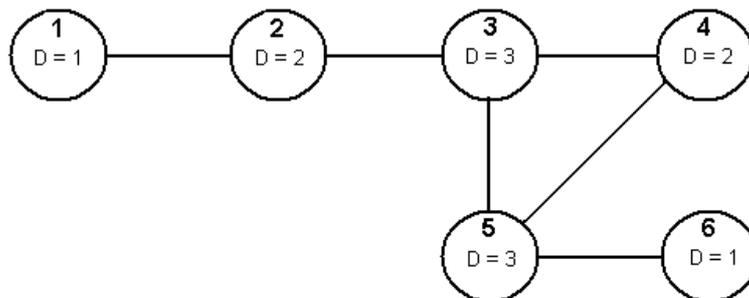


Figura B.3 - Rede representa o grafo com seis nós

A estrutura das matrizes pode ser representada por grafos nos quais os nós representam as linhas ou colunas e os ramos representam os elementos não-nulos fora da diagonal principal. No caso de matrizes simétricas em estrutura, de particular interesse na análise de redes elétricas, os grafos possuem apenas um ramo ligando dois nós e, em geral, não é necessário associar-se uma direção aos ramos para os estudos de ordenação.

No processo de eliminação de Gauss, a cada operação de pivoteamento corresponde a eliminação de um nó do grafo e a conexão entre si de todos os nós previamente conectados ao nó eliminado. O grafo assim obtido corresponde à parte da matriz onde não foi efetuado o processamento. Os ramos introduzidos no grafo, quando da eliminação de nós, correspondem aos elementos não nulos criados no processamento

da matriz correspondente. Na Figura B.6, o índice D representa o grau do nó; ou seja, o número de ligações aos nós adjacentes.

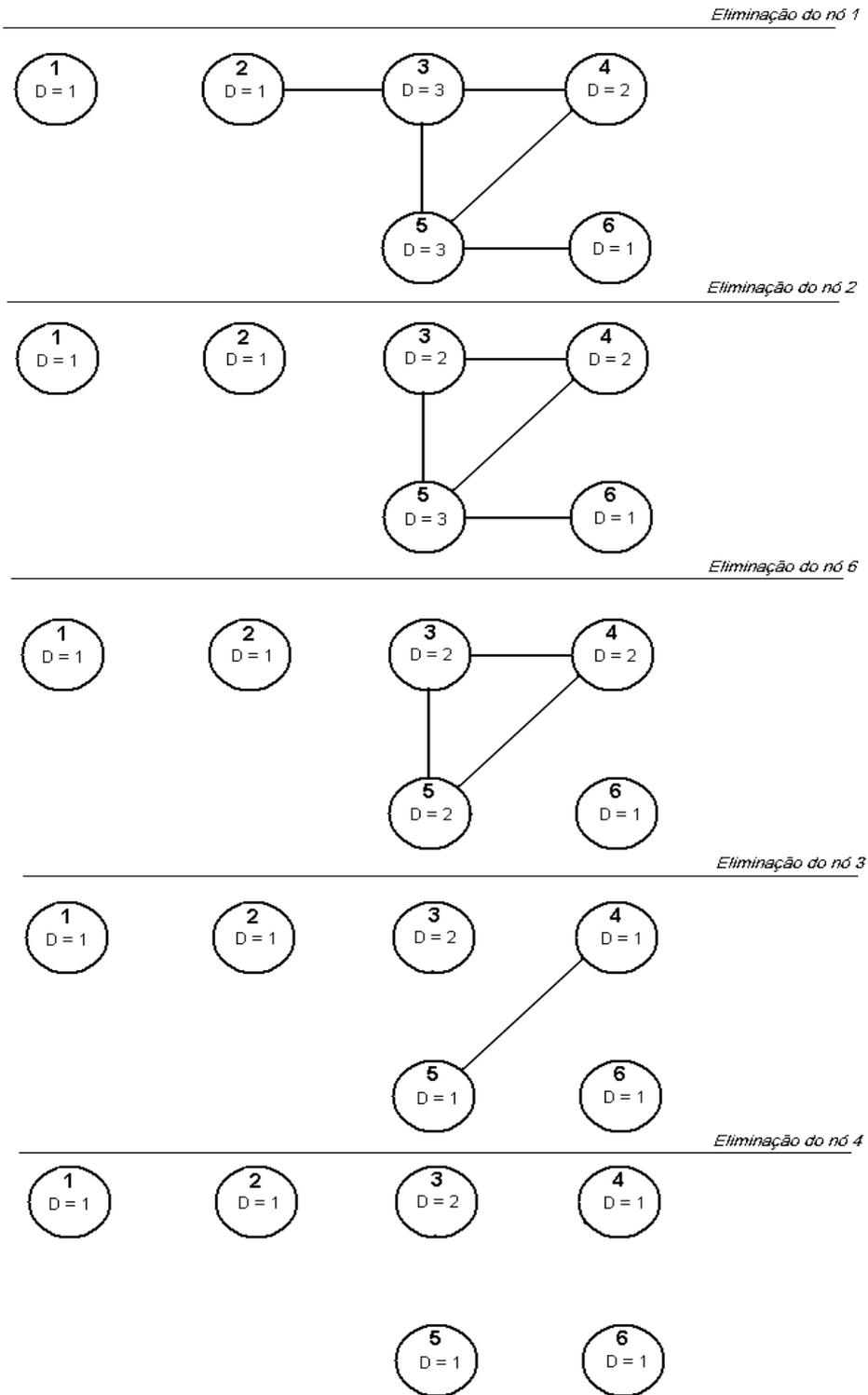


Figura B.4 - Critério Tinney-2 de ordenação

O grafo do caminho de faturação é dado pela Figura B.8

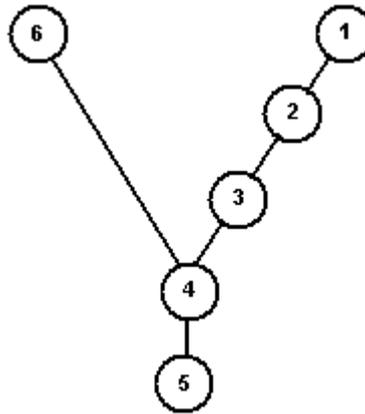


Figura B.5 - Caminho de faturação para o critério Tinney-2

Se houvesse uma modificação no nó 1 haveria a necessidade de refatorar os nós: 1, 2, 3, 4, 5. Repare que entre os nós de mesmo grau não houve critério algum que determinasse qual seria o próximo eliminado.

Método MD-ML

Seja agora a mesma rede com seis nós exibida anteriormente:

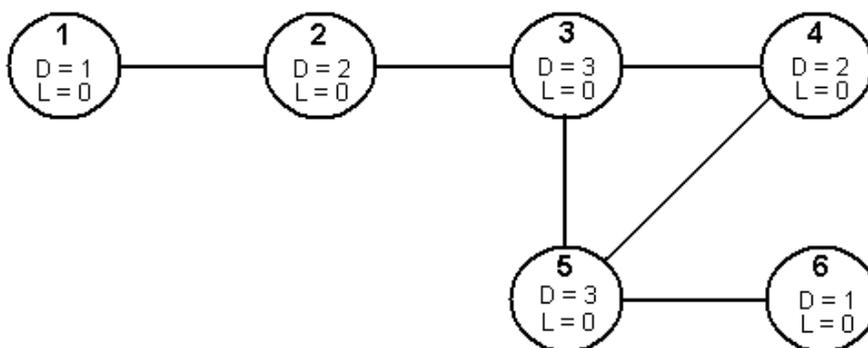


Figura B.6 - Rede considerando o esquema MD-ML

O índice L representa o comprimento do nó no grafo do caminho de fatoração. Esse índice está diretamente relacionado à ordem de fatoração, pois os nós adjacentes ao nó corrente fatorado terão seus comprimentos modificados.

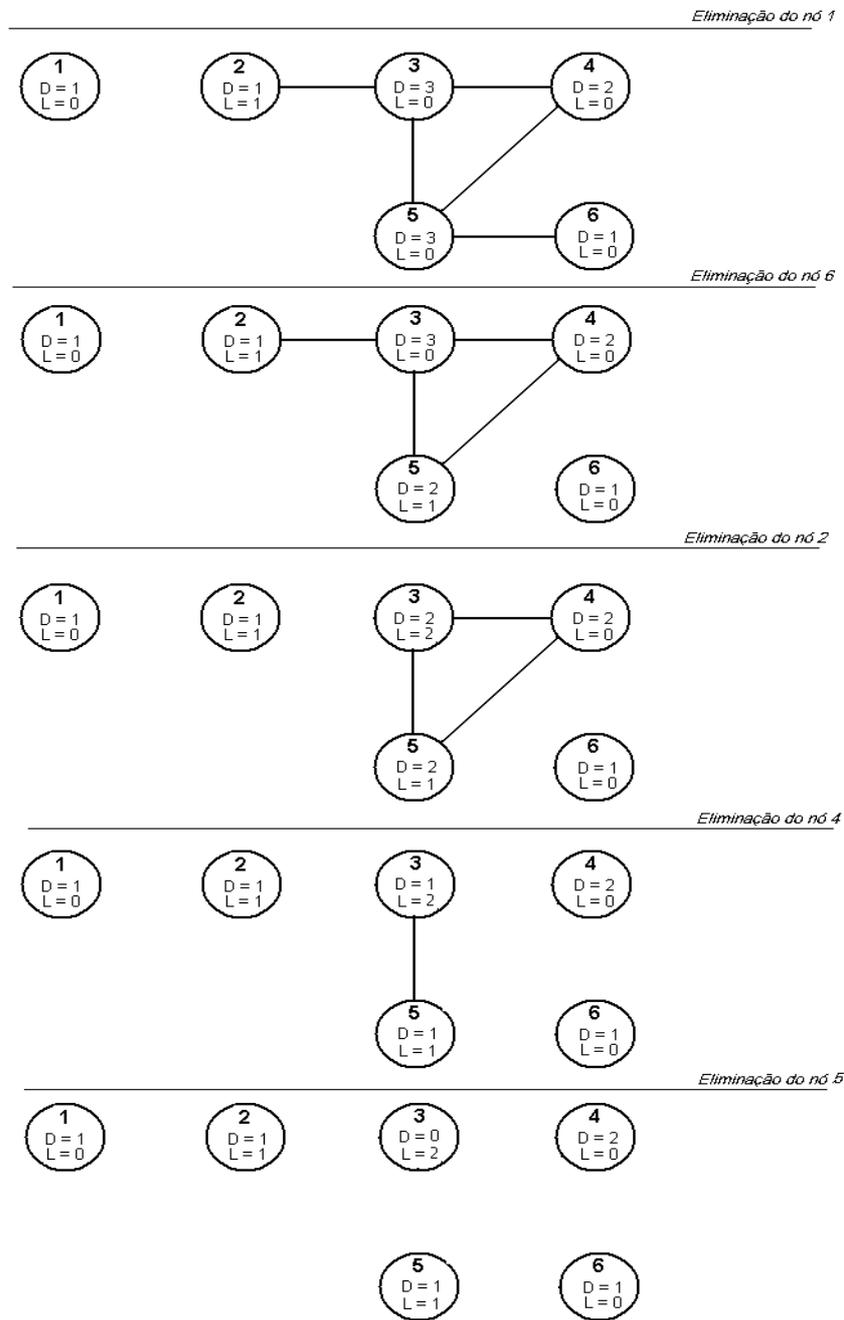


Figura B.7 - Critério MD-ML de ordenação

O grafo do caminho de fatoração do esquema MD-ML na Figura B.11.

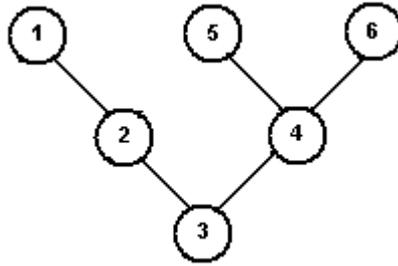


Figura B.8 - Caminho de fatoração para o critério MD-ML

A comparação entre as Figuras B.8 e B.11 mostra claramente a redução do caminho de fatoração para a rede considerada. Com a utilização do esquema MD-ML de ordenação, a modificação em qualquer um dos nós da rede irá acarretar, no máximo, em uma refatoração de três nós.

B.6 Resultados para validação do esquema

A seguir são apresentados resultados sobre um sistema elétrico equivalente do sistema Sul/Sudeste brasileiro.

B.6.1 Validação do esquema de ordenação MD-ML

O sistema teste de 65 barras utilizado possui 6 LTC's. Considerou-se três conjuntos de *tapes* a serem estimados para a validação do esquema de ordenação implementado. Para cada um dos três casos realizados, comparou-se entre o esquema de ordenação MD, ou *Tinney-2*, e o esquema de ordenação sugerido, MD-ML, o número de linhas da matriz ganho que deveriam ser refatoradas para modificações realizadas nos *tapes* de cada um dos conjuntos. A Tabela B.1 apresenta os resultados:

Esquema MD		Esquema MD-ML	
Tapes a estimar	Linhas a refatorar	Tapes a estimar	Linhas a refatorar
2	15	2	9
4	24	4	22
6	28	6	26

Tabela B.1- Linhas refatoradas por esquema de ordenação

A Tabela B.2 apresenta o número de fill-ins obtidos, para cada um dos esquemas de ordenação, ao final da fatoração da matriz ganho.

Esquema MD		Esquema MD-ML	
Tapes a estimar	Número de <i>fill-ins</i>	Tapes a estimar	Número de <i>fill-ins</i>
2	86	2	85
4	86	4	85
6	86	6	85

Tabela B.2- Número de fill-ins por esquema de ordenação

Os resultados apresentados nas duas tabelas comprovam as conclusões feitas anteriormente, a saber:

- O esquema de ordenação MD-ML é mais eficiente que o esquema MD para refatoração da matriz ganho modificada, quando se emprega a técnica de refatoração parcial por caminho de fatoração, pois o número de linhas a serem refatoradas será menor.
- Não há redução significativa no número de *fill-ins* da matriz ganho fatorada, pois o esquema de ordenação MD-ML é apenas um critério de desempate para o critério *Tinney-2*.

Essas conclusões mostram que a aplicação do esquema MD-ML é necessária apenas quando a matriz ganho sofre modificações durante o processo de estimação, caso esse quando as restrições de desigualdade de *tapes* são consideradas, pois a matriz ganho sofre alterações para a convergência do método de pontos interiores.

B.6.2 Validação do esquema de refatoração

Para a validação do esquema de refatoração, comparou-se o tempo de processamento para uma refatoração completa da matriz ganho e o tempo de processamento para uma refatoração parcial pela técnica de caminho de fatoração. Novamente, foram considerados três conjuntos de *tapes* modificados. O esquema de ordenação em ambas refatorações é o MD-ML.

Como o tempo de processamento, das rotinas de fatoração completa e refatoração parcial, é de uma ordem de grandeza menor do que o tempo fornecido pela função de medição interna do compilador, realizou-se um *loop* no código do aplicativo de estimação para que o tempo de processamento fosse quantificado.

Vale ressaltar que para o emprego dessa metodologia era necessário armazenar vetores antes das rotinas de refatoração e, posteriormente, restaurá-los para que na próxima iteração do *loop* fosse possível refazer a fatoração da matriz ganho. Com isso, inseriu-se um tempo necessário para a armazenagem e restauração desses vetores, o que influenciou no tempo final de processamento. Porém, como o interesse é comparar a refatoração completa e a refatoração parcial, e o tempo para a armazenagem e restauração dos vetores é o mesmo em ambas refatorações, a metodologia torna-se válida para o propósito requerido.

Considerou-se três *loops*, com 30, 50 e 100 iterações cada um deles. A Tabela B.3 mostra os resultados obtidos:

Refatoração Completa				Refatoração Parcial			
Tapes a estimar	Tempo de Processamento(s)			Tapes a estimar	Tempo de Processamento(s)		
	30	50	100		30	50	100
2	0,18	0,28	0,57	2	0,08	0,13	0,25
	30	50	100		30	50	100
4	0,18	0,28	0,57	4	0,08	0,13	0,27
	30	50	100		30	50	100
6	0,18	0,28	0,57	6	0,09	0,15	0,28
	30	50	100		30	50	100

Tabela B.3 - Comparação entre métodos de refatoração

Devido o número reduzido de modificações na matriz ganho, não houve uma diferença significativa, entre os três grupos, no tempo de processamento quando se considerou uma refatoração parcial por caminho de fatoração. No que diz respeito à refatoração completa, o tempo de processamento deve ser independente do número de *tapes* a estimar.

Os resultados obtidos mostram uma redução de, aproximadamente, 57% no tempo de processamento quando utilizada a técnica de refatoração parcial por caminho de fatoração.

B.7 Considerações

Este apêndice abordou a implementação de um método de refatoração parcial que viabilizasse a incorporação das restrições de desigualdade de *tapes* ao processo de estimação de estado. Em adição, apresentou-se um esquema de ordenação que reduzisse ainda mais o tempo computacional envolvido na refatoração da matriz ganho.

Validou-se também ambas as metodologias. A primeira metodologia avaliada foi a referente aos esquemas de ordenação empregados durante a fatoração da matriz ganho. O esquema de ordenação MD-ML mostrou-se eficaz na medida que exige um menor número de linhas fatoradas quando a matriz ganho é modificada. Essa característica ganha um valor ainda maior na adição de restrições de desigualdade na estimação de estado, pois mesmo em estimadores desacoplados onde a matriz ganho

permanece constante, a adição das restrições de desigualdade via método de pontos interiores exige a modificação da matriz ganho a cada iteração.

A segunda metodologia averiguada foi a técnica de refatoração parcial por caminho de fatoração necessária na redução do tempo de processamento da fatoração da matriz ganho. Essa técnica obteve resultados convincentes quando comparada a uma refatoração completa da matriz ganho a cada iteração.

Apêndice C

Aspectos de implementação do estimador de estado do SAGE

Trata de diferentes aspectos de implementação do estimador de estado objeto de estudo desta dissertação.

C.1 Estrutura do estimador de estado

O processo de estimação de estado compreende uma série de etapas que serão descritas a seguir.

(1) Montagem da estrutura de medidas

Nessa etapa é formada a estrutura de medidas do estimador. As medidas obtidas pela telemedição são agrupadas em dois grupos:

- Medidas com par

São medidas ativas que possuem medidas reativas correspondentes. São elas:

- Fluxo de potência ativa;
- Fluxo de potência reativa;
- Injeção de potência ativa;
- Injeção de potência reativa.

- Medidas sem par

- Fluxo de potência reativa antes do reator *shunt*;
- Medidas de tap;
- Medidas de potência reativa em elementos *shunts*.

Há ainda as medidas com restrição de igualdade que são aquelas cujos valores não precisam ser telemedidos. Medidas com restrição de igualdade podem ser:

- Fluxo de potência ativa;
- Fluxo de potência reativa;

- Injeção de potência ativa;
- Injeção de potência reativa;
- Módulo de tensão;
- Ângulo de tensão.

(2) Observabilidade

Verifica a observabilidade da parte ativa. No estimador do SAGE há um desacoplamento entre a matriz ganho ativa e reativa. A observabilidade da parte reativa é feita durante a montagem matriz ganho.

Conforme as definições estabelecidas na seção 2.8.1, a ferramenta computacional de estimação objeto dessa dissertação utiliza uma forma híbrida, onde a observabilidade da parte ativa é realizada utilizando a abordagem topológica, ao passo que a parte reativa utiliza a abordagem numérica.

(3) Montagem da matriz ganho

A matriz ganho é quadrada e altamente esparsa. Sua dimensão é $N_e \times N_e$, onde N_e é o número de estados do sistema (módulos e ângulos das tensões). Quando parâmetros são incorporados à estrutura, como *tapes* de transformadores, sua dimensão é $(N_e + N_p) \times (N_e + N_p)$, onde N_p é o número de *tapes* a estimar.

A matriz ganho utilizada no estimador de estado do SAGE já incorpora as restrições de igualdade. Com isso, a sua dimensão é $(N_e + N_p + N_{ri}) \times (N_e + N_p + N_{ri})$, onde N_{ri} é o número de restrições de igualdade. A matriz ganho pode ser apresentada em três estruturas diferentes:

- Estrutura G1:

Esse bloco seria composto exclusivamente pelas derivadas das medidas em relação as variáveis de estado.

- Estrutura G2:

Nesse bloco há elementos formados pelas derivadas das medidas em relação aos *tapes* a estimar. Às diagonais serão acrescentados os termos $S_1^{-1} \cdot \Pi_1$ e $S_2^{-1} \cdot \Pi_2$, definidos na formulação matemática do capítulo 3, resultantes da adição de restrições de desigualdade de *tapes*.

- Estrutura G3:

Nesse bloco há as parcelas referentes às restrições de igualdade. As diagonais desse bloco possuem valores nulos.

A estrutura da matriz ganho é representada pela Figura B.1.

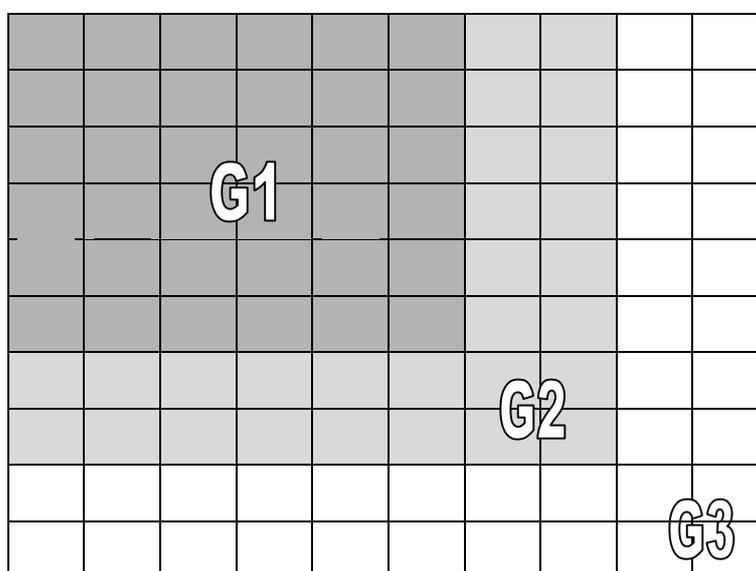


Figura C. 1 - Estrutura da matriz ganho

(4) Fatoração da matriz ganho

Nessa etapa a matriz ganho é ordenada e fatorada. Com as novas mudanças o esquema de ordenação é o MD-ML apresentado no Apêndice B. Já a fatoração é realizada com pivôs diagonais, e como forma de contornar a singularidade da matriz ganho devido à adição de restrições de igualdade, realiza-se pivoteamento 2x2 quando necessário.

(5) Processo iterativo

Conforme dito acima, o estimador utilizado emprega a técnica de desacoplamento rápido. Os estimadores desacoplados rápidos são obtidos introduzindo-se na recorrência 3.14 (ver capítulo 3) as mesmas aproximações feitas na obtenção do fluxo de carga desacoplado rápido. Estes estimadores apresentam algumas versões que são mais rápidas, mais simples e tão confiáveis quanto o estimador convencional. As duas principais características dos estimadores desacoplados rápidos são:

- Desacoplamento ativo/reactivo;
- Uso de matrizes constantes (G e/ou H).

Na recorrência 3.14, podem ser feitas aproximações tanto do lado esquerdo (matriz ganho-G) quanto do lado direito (matriz jacobiana-H). Aproximações em G, afetam apenas a convergência do processo iterativo, sem alterar o ponto final de solução. Aproximações em H provocam alterações no ponto final da solução, alterações estas que podem ser desprezíveis se o nível de tensão do sistema em que se está trabalhando for alto (EAT e UAT, por exemplo). Por questões de simplificação, nas formulações feitas abaixo serão considerados apenas módulos e ângulos das tensões como variáveis de estado. Os *tapes* a estimar não serão considerados.

Considerando as definições feitas no capítulo 3, a matriz jacobiana pode ser posta na forma:

$$H(\theta, V) = \begin{bmatrix} H_{11} & H_{12} \\ H_{21} & H_{22} \end{bmatrix} \quad (C.1)$$

onde:

H_{11} derivadas das variáveis correspondentes às medidas ativas em relação a θ ;

H_{12} derivadas das variáveis correspondentes às medidas ativas em relação a V ;

H_{21} derivadas das variáveis correspondentes às medidas reativas em relação a θ ;

H_{22} derivadas das variáveis correspondentes às medidas reativas em relação a V .

A matriz de ponderações W pode ser decomposta da maneira que segue, explicitando-se as ponderações W_1 e W_2 que correspondem, respectivamente, às medidas ativas e reativas:

$$W = \begin{bmatrix} W_1 & 0 \\ 0 & W_2 \end{bmatrix} \quad (C.2)$$

A matriz ganho pode ser definida como:

$$G(\theta, V) = \begin{bmatrix} G_{p\theta} & G_{pV} \\ G_{q\theta} & G_{qV} \end{bmatrix} \quad (C.3)$$

onde:

$$G_{p\theta} = H_{11}^T W_1 H_{11} + H_{21}^T W_2 H_{21} \quad (C.4)$$

$$G_{pV} = H_{11}^T W_1 H_{12} + H_{21}^T W_2 H_{22} \quad (C.5)$$

$$G_{q\theta} = H_{12}^T W_1 H_{11} + H_{22}^T W_2 H_{21} \quad (C.6)$$

$$G_{qV} = H_{12}^T W_1 H_{12} + H_{22}^T W_2 H_{22} \quad (C.7)$$

Existem diversas versões do estimador desacoplado. As duas versões que apresentam melhores resultados são: desacoplamento no modelo e desacoplamento no algoritmo.

Desacoplamento no algoritmo

Nesta versão são feitas aproximações somente no lado esquerdo da equação 3.14. São estas:

- Calcula-se as matrizes $G_{p\theta}$ e G_{qV} com $V=1$ e $\theta=0$ para todas as tensões e ângulos;
- Despreza-se as matrizes G_{pV} e $G_{q\theta}$.

Com estas aproximações pode-se decompor a recorrência 3.14 em duas: uma para as correções dos ângulos e outra para as correções das magnitudes das tensões. A solução alternada destas duas recorrências, considerando-se os valores atualizados dos ângulos para a obtenção da correção ΔV^K , resulta na seguinte versão desacoplada no algoritmo:

$$\begin{cases} \text{meia iteração} & \left\{ \begin{array}{l} \boxed{G_{P\theta}} \cdot \Delta\theta^K = \boxed{H_{11}^T(\theta^K, V^K)} \boxed{H_{21}^T(\theta^K, V^K)} \cdot W \cdot [h(\theta^K, V^K) - z] \\ P - \theta & \theta^{K+1} = \theta^K + \Delta\theta^K \end{array} \right. \end{cases} \quad (C.8)$$

$$\begin{cases} \text{meia iteração} & \left\{ \begin{array}{l} \boxed{G_{QV}} \cdot \Delta V^K = \boxed{H_{12}^T(\theta^{K+1}, V^K)} \boxed{H_{22}^T(\theta^{K+1}, V^K)} \cdot W \cdot [h(\theta^{K+1}, V^K) - z] \\ Q - V & V^{K+1} = V^K + \Delta V^K \end{array} \right. \end{cases} \quad (C.9)$$

As matrizes H_{11} , H_{12} , H_{21} e H_{22} são calculadas para $V = 1$ e $\theta = 0$.

Desacoplamento no modelo

As aproximações são realizadas na matriz H. São estas:

- Calcula-se as matrizes H para $V=1$ e $\theta = 0$;
- Despreza-se as matrizes H_{12} e H_{21} .
- No cálculo de H_{11} despreza-se as resistências das linhas de transmissão.

A versão desacoplada no modelo:

$$\begin{cases} \text{meia iteração} & \left\{ \begin{array}{l} \boxed{G_{P\theta}} \cdot \Delta\theta^K = \boxed{H_{11}^T} \cdot W_1 \cdot [h^{\text{ativas}}(\theta^K, V^K) - z^{\text{ativas}}] \\ P - \theta & \theta^{K+1} = \theta^K + \Delta\theta^K \end{array} \right. \end{cases} \quad (C.10)$$

$$\begin{cases} \text{meia iteração} & \left\{ \begin{array}{l} \boxed{G_{QV}} \cdot \Delta V^K = \boxed{H_{22}^T} \cdot W \cdot [h^{\text{reativas}}(\theta^{K+1}, V^K) - z^{\text{reativas}}] \\ Q - V & V^{K+1} = V^K + \Delta V^K \end{array} \right. \end{cases} \quad (C.11)$$

Onde:

$$G_{p0} = H_{11}^T W_1 H_{11} \quad (C.12)$$

$$G_{QV} = H_{22}^T W_2 H_{22} \quad (C.13)$$

O estimador do SAGE é desacoplado no algoritmo e modelo. Cabe ressaltar que, com a implementação das restrições de desigualdade de *tap* de transformadores, a meia iteração ativa é resolvida por equações normais (com restrições de igualdade), enquanto a meia iteração reativa é resolvida pelo método de pontos interiores (considerando as restrições de desigualdade de *tapes*), conforme apresentado na Figura C.2.

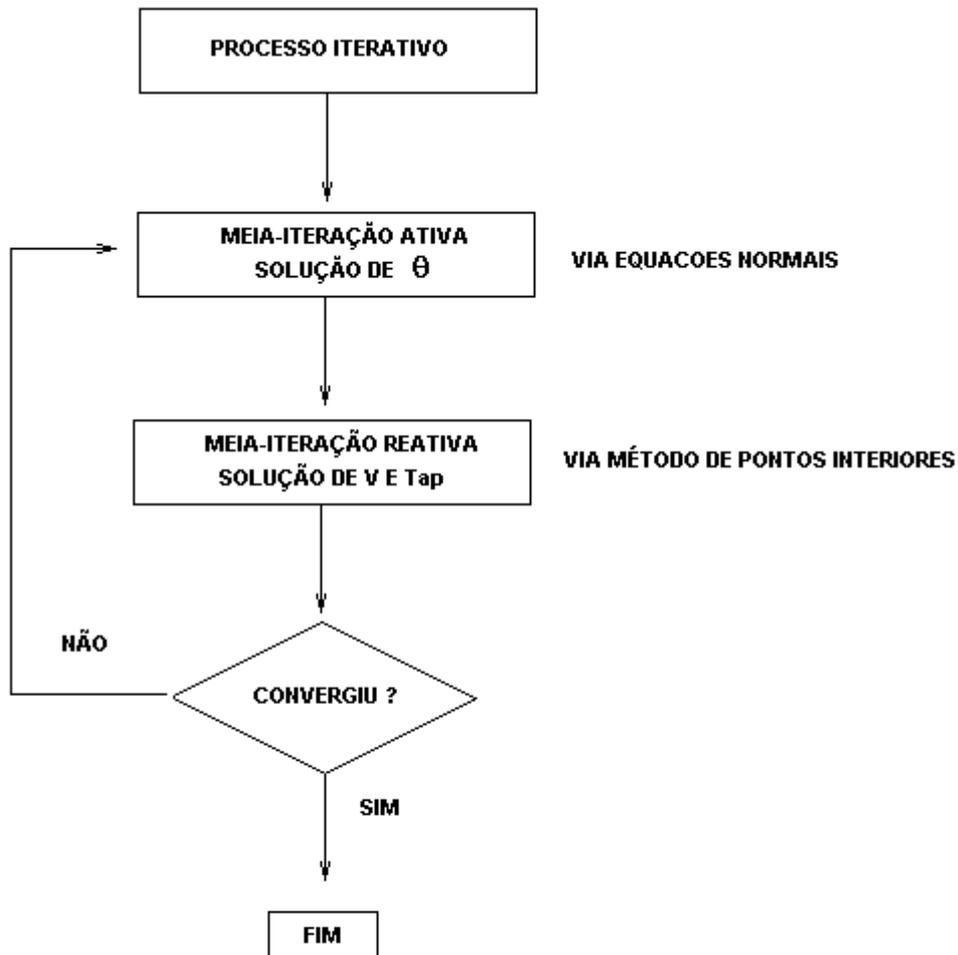


Figura C.2 - Fluxograma do processo iterativo

(6) Tratamento de erros grosseiros

A técnica utilizada é a descrita na seção 2.9.2.

A Figura C.3 representa o fluxograma do processo de estimação de estado.

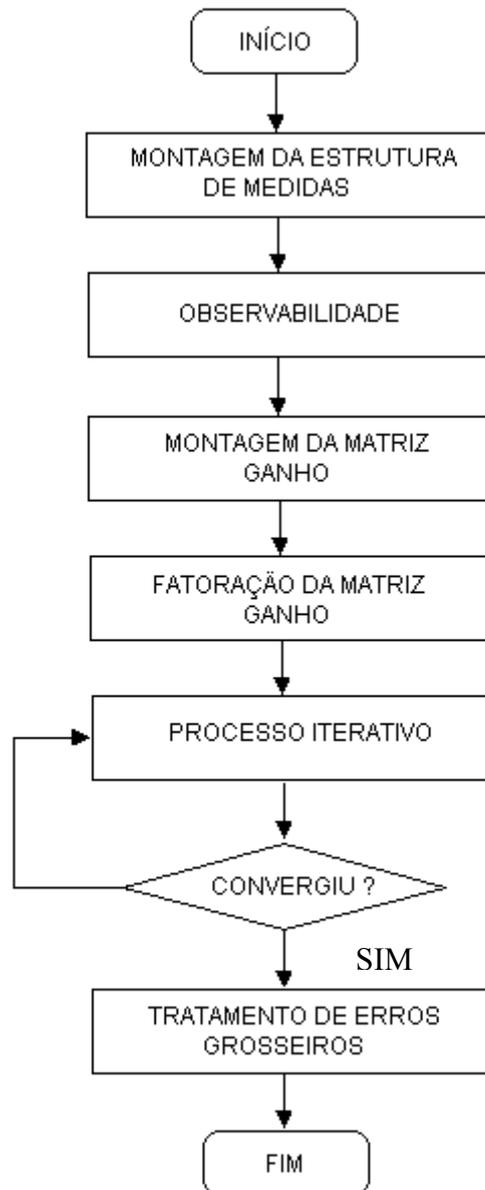


Figura C.3 - Fluxograma do processo de estimação

Apêndice D

SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia

Abordar-se nesse apêndice algumas características e funcionalidades do ambiente em tempo real no qual é executada a ferramenta de estimação de estado.

D.1 Histórico sobre centros de controle

Com o objetivo de executar as atividades de supervisão, controle e gestão de energia, as empresas de energia elétrica apresentam uma estrutura funcional organizada em níveis hierárquicos.

No nível básico da estrutura estariam os sistemas de medição e proteção que têm por finalidade alimentar os centros de controle com informações advindas do sistema elétrico. Nessa etapa dados como fluxos, tensões e estados de dispositivos são repassados por unidades terminais remotas para posterior análise do estado operativo da rede.

Na fase seguinte se encontram os centros de operação que coordenam a supervisão e promovem o controle da rede à qual estão submetidos. Os centros podem ser locais, regionais e envolvendo todo o sistema, até chegar ao centro de controle nacional responsável pelo monitoramento de todo o país.

Os primeiros centros de controle informatizados que surgiram na década de 70 demonstraram que o emprego de computadores na área de supervisão e controle traziam benefícios enormes, permitindo, por exemplo, operar o sistema próximo de seus limites com risco operativo tolerável. Com isso, os investimentos em expansão que eram freqüentes, foram reduzidos e configurações complexas de operação puderam ser gerenciadas.

Porém esta primeira geração de centros de controle apresentava em sua arquitetura desvantagens que levaram à sua obsolescência. A aplicação de *mainframes* e a falta de padrões de mercado nessa área geraram um profundo desgaste dos centros. Além disso, os recursos computacionais limitados da época não acompanhavam o crescimento do setor elétrico.

Na década de 80 o surgimento de computadores mais velozes e baratos, bem como a evolução das redes de computadores possibilitou o emprego do processamento distribuído, e a conseqüente melhoria dos centros de controle. Esta descentralização foi também responsável pela padronização de mercado, como a linguagem C, plataformas X-Window e UNIX e o protocolo TCP-IP. Os sistemas SCADA/EMS começaram a utilizar essas características padronizadas e acabaram por constituir arquiteturas de software denominadas arquiteturas abertas.

Seguindo essa tendência mundial na concepção de centros de supervisão e controle do sistema, começou a se desenvolver no Brasil, no ano de 1991, um sistema computacional de grande porte que pudesse oferecer serviços similares aos demais espalhados pelo mundo, porém com a vantagem de ser um produto nacional e que atendesse as particularidades do país. O SAGE, acrônimo para Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia, foi desenvolvido pelo CEPEL, Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, do grupo Eletrobrás, com intuito de gerenciar o sistema elétrico brasileiro.

Por se tratar de uma arquitetura aberta, são obrigatórias certas características intrínsecas ao ambiente. São estas:

- *Portabilidade* - capacidade de implementação da mesma funcionalidade em diferentes plataformas de hardware;
- *Expansabilidade* - capacidade de crescimento incremental de hardware (*upgrade*, adição ou substituição de máquinas) e de software (adição de novas funcionalidades);
- *Modularidade* - as funções são implementadas em módulos isolados, que podem ser inseridos, retirados ou alterados sem interferência nos demais;
- *Interconectividade* - capacidade de conexão de plataformas de hardware distintas e de diferentes portes através de uma rede padrão;
- *Escalabilidade* - capacidade de o mesmo software básico suportar sistemas de diferentes portes.

D.2 Arquitetura SAGE

O SAGE é um sistema SCADA/EMS. É um sistema SCADA (acrônimo de *Supervisory Control and Data Acquisition*) porque obtém através de unidades remotas informações sobre o estado atual da rede, disponibilizando-as para a supervisão e eventual controle. É um sistema EMS (*Energy Management System*) porque incorpora aplicações computacionais avançadas para facilitar o gerenciamento do sistema.

Os programas computacionais que compõem um sistema EMS podem ser relacionados em dois grupos principais:

- *Software de suporte* - o qual compõe o ambiente onde são processadas as funções presentes no EMS. Engloba as funções de gerência de banco de dados (GBD), interface homem-máquina (IHM) e funções de suporte computacional;
- *Software aplicativo* - o qual implementa as funções de gerenciamento de energia. As funções de análise de redes são um exemplo de software aplicativo.

O sistema de suporte do SAGE pode ser dividido em quatro subsistemas:

- SSC (Subsistema de Suporte Computacional) - Implementa a base de dados em tempo real, monitora e controla a situação dos processos do SAGE, entre outras;
- SCD (Subsistema de Comunicação e Distribuição) - pré-processamento de dados em tempo real para sinalização de alarmes e eventos, comunicação de dados com outros centros de controle, unidades terminais remotas (UTRs) e controladores lógicos programáveis (CLPs), entre outras;
- STI (Subsistema de Tratamento de Informações) - realiza o tratamento das informações necessárias à criação das Bases de Dados, entre outras;
- SIG (Subsistema de Interface Gráfica) - controle da interação do operador com o sistema computacional, desenvolvimento de telas, entre outras;

O sistema aplicativo é constituído pelo:

- SAR (Subsistema de Análise de Redes) - implementa funções avançadas de análise de redes para operação do sistema elétrico. Apresenta aplicações em tempo real ou modo estudo, a saber:

Modo Tempo-Real

- *Configurador* - Tem por objetivo criar/atualizar um conjunto de informações (modelo de barras) que refletem a configuração do sistema a ser processada por outros programas de análise de redes;
- *Estimador de Estados* - Tem por objetivo fornecer uma solução completa do fluxo de potência em tempo real, através do estado estimado do sistema. Este é determinado a partir de um conjunto de medidas redundantes provenientes do SCADA;
- *Análise de Contingências* - Tem por objetivo processar sequencialmente um conjunto de listas de contingências de forma a detectar dificuldades operativas severas;
- *Controle de Emergência* - Tem por objetivo determinar um conjunto de ações de controle que podem ser implementadas pelo despachante para eliminar as violações de uma condição operativa de emergência no sistema elétrico.

Modo Estudo

- Fluxo de potência convencional, análise de contingências, equivalente de rede, análise de sensibilidade, fluxo de potência ótimo.

Para entender a atuação de qualquer aplicativo de análise de redes integrado ao SAGE é necessária a descrição completa do processo, desde da aquisição dos dados de campo até o processamento destes pelas ferramentas on-line. Nesse caminho da informação, a presença dos subsistemas que compõem o SAGE é referenciada bem como a base de dados do SAGE e suas diferentes formas organizacionais.

O começo da descrição topológica do sistema parte da aquisição de dados de campo, que especificam valores de medidas elétricas bem como o estado de operação dos diversos equipamentos que compõem o sistema. Essa etapa do processo é gerenciada pelo Subsistema de Comunicação de Dados, SCD, que tem a responsabilidade de efetuar a comunicação de dados entre centros de controle, unidades terminais remotas (UTR's) e controladores lógicos programáveis (CLP's). É nesse subsistema que se encontram implementados protocolos de comunicação padronizados e protocolos proprietários.

Os dados físicos coletados do campo passam por transportadores de protocolos que utilizam *device drives* do SAGE ou serviços TCP/IP ou TTY do Unix. Esses dados são então transportados até os conversores de protocolos, que transformam o dado físico em dado lógico capaz de ser processado pelo ambiente SAGE. É nesse trecho do percurso que tem início a atuação do Subsistema de Tratamento da Informação, STI, que está intimamente relacionado ao tratamento das informações necessárias à criação das bases de dados. A forma como é realizada a gerência da base de dados é detalhada na seção seguinte.

Resumindo-se o que foi apresentado até o momento: executa-se o SCD na fase inicial referente à aquisição dos dados, e em seguida o STI, trata essas informações advindas do SCD e as aloca na base do SAGE.

Porém no que se refere a aplicativos de execução on-line, o subsistema em questão é o SSC, subsistema de suporte computacional, cuja funcionalidade diz respeito à arquitetura de rede do SAGE, uma vez que este difunde na rede mensagens relacionadas à execução de aplicativos.

O SSC faz atualização na base de dados referente aos serviços de aquisição, possibilitando a execução das ferramentas em tempo real. A partir desse momento se faz necessário à atuação dos operadores nesse sistema computacional. Isso é feito pelo quarto módulo do SAGE, o SIG, subsistema de interface gráfica. Por intermédio de uma interface gráfica amigável, o operador tem a possibilidade de atuar na supervisão e controle do sistema, utilizando uma ferramenta inerente ao SAR.

D.3 Gerência de base de dados

O modelo de gerência de dados empregado é de caráter distribuído, permitindo a replicação de dados em vários nós e, através da aderência de padrões, busca atingir a portabilidade.

A gerência de dados é separada em duas categorias, devido à natureza diversa das bases de dados: gerência de dados *off-line* e gerência de dados *on-line*. A gerência de dados *off-line* é caracterizada por ser altamente portátil, uma vez que é construída com a utilização de padrões de linguagem e de interfaces de banco de dados largamente utilizados. Por sua vez, a gerência de dados *on-line* não apresenta uma portabilidade elevada, pois sua atuação está relacionada aos aspectos de distribuição e consistência dos dados no ambiente distribuído, sendo, por conseguinte, dependente do sistema operacional e do sistema de comunicação.

O Modelo de Dados Fonte é orientado para as necessidades do usuário e descreve o sistema elétrico e seus componentes. É implementado pela Base Fonte, a qual apresenta como características: organização relacional, residente em disco em ambiente *off-line*; preenchida a partir de dados fornecidos pelo usuário e acessada por meio de uma interface SQL padrão.

O Modelo de Dados de Aplicação é orientado para as necessidades dos programas de aplicação, de modo a permitir o processamento eficiente destas aplicações e acesso rápido à informação em tempo real. É implementado pelas bases de dados Referência e *on-line*.

A Base Referência define o Modelo de Dados de Aplicação em ambiente *off-line* e é residente em disco. Existe uma única cópia na rede, armazenada em formato padrão (XDR - *External Data Representation*) independente da representação binária particular dos números inteiros e reais dos diferentes nós da rede (potencialmente heterogênea). Esta base é preenchida a partir da Base Fonte com o uso de uma lógica de carregamento específica definida pelo usuário.

A Base On-Line define o Modelo de Dados de Aplicação no ambiente de tempo real, e possui as seguintes características: é residente em memória; é distribuída pela rede; cada cópia utiliza a representação binária do nó da rede a que pertence. Esta base é preenchida a partir da Base Referência pela conversão da representação padrão para o formato binário usado pelo respectivo nó. As bases Fonte e Referência possuem

catálogos, implementados por sua vez como bases relacionais com interface padrão SQL. Não se utilizam assim os catálogos internos dos gerenciadores comerciais, devido à falta de padronização neste aspecto.

Atendendo ao requisito de expansibilidade do projeto, o Sistema de Gerência de Dados pode ser implementado em plataformas UNIX, Windows e Windows-NT. O único requisito é que se disponha de um gerenciador de bases de dados relacionais com interface SQL padrão.

A Base on-line é implementada segundo o conceito de Memória Compartilhada Distribuída (MCD). Cada MCD corresponde a um repositório de objetos (dados e métodos) que são mantidos coerentes e podem ser replicados ou não nos diversos sítios da rede. Para cumprir os requisitos de alta disponibilidade (tolerância à falhas) e tempo de acesso limitado, as MCD's podem ser distribuídas e replicadas seletivamente ao longo dos diversos sítios do sistema. Métodos específicos do usuário podem ser adicionados as MCD's.

Arquivos de inicialização permitem manter uma versão inicial (“fria”) da base de dados *on-line*, armazenada em formato padronizado XDR. Em tempo real um programa de aplicação pode salvar o conteúdo de uma MCD em arquivo em disco ou recuperar dados salvos previamente. O acesso à base de dados on-line é feito através de uma interface fornecida por um módulo responsável pela gerência de acesso as MCD's. Os dados em uma MCD são acessados com o uso de vistas onde se define o mapeamento entre dados de uma MCD e variáveis das aplicações. É interessante observar que os métodos que efetuam somente leitura de dados atuam sobre a cópia local da MCD com alto desempenho por não envolver tráfego em rede. As atualizações sobre a base, no entanto, são difundidas e atingem todas as cópias das respectivas MCD's nos sítios envolvidos.

Apêndice E

Dados complementares do sistema equivalente Sul/Sudeste utilizado na validação dos resultados

DBAR														
(No)	O	TB	(nome)	G (V)	(A)	(Pg)	(Qg)	(Qn)	(Qm)	(Bc)	(Pl)	(Ql)	(Sh)	(A
28		01EST26A		01054-5.7										11.
51		22EST36A		01041	645.	-48.5-250.250.				51				11.
52		12EST36B		01041.	645.	-48.5-250.250.				52				11.
53		12EST36C		01041.	645.	-48.5-250.250.				53				11.
54		12EST36D		01041.	645.	-48.5-250.250.				54				11.
55		12EST36E		01041.	645.	-48.5-250.250.				55				11.
56		12EST36F		01041.	645.	-48.5-250.250.				56				11.
8		01EST03A		0100942.4										21.
9		01EST03B		0100942.4										21.
10		01EST03C		0100942.4										21.
11		01EST03D		0100942.4										21.
12		03EST04A		0095939.2										21.
60		03C2E07ASC1A		0097320.2										21.
62		03C2E07ASC2A		0097320.3										21.
61		03C2E07ASC1B		0097437.7										21.
63		03C2E07ASC2B		0097437.7										21.
13		03EST07A		0097227.7								-330.		21.
17		01EST15A		0100229.8										21.
64		03C2E10ASC1B		0095329.7										21.
65		03C2E10ASC2B		0095329.7										21.
14		03EST10A		0097817.9								-100.		21.
15		03EST13A		009526.13										21.
16		01EST14A		010091.64										21.
30		04EST28A		00981.272										21.
50		12EST35A		009596.85		58.45-198.297.				50				21.
29		01EST27A		01008-3.8										21.
31		04EST29A		00984-2.8						2299.388.8				21.
1		12EST01A		0092947.9549.976.83-230.230.						1				21.
2		12EST01B		0092947.9549.976.83-230.230.						2				21.
3		12EST01C		0092947.9549.976.83-230.230.						3				21.
4		12EST01D		0092947.9549.976.83-230.230.						4				21.
5		12EST01E		0092947.9549.976.83-230.230.						5				21.
6		12EST01F		0092947.9549.976.83-230.230.						6				21.
7		01EST02A		0101042.7						1.58	7.214			21.
26		01EST24A		01031-4.3										31.
27		01EST25A		01055-6.6						6149.-2388				31.
18		01EST16A		0100230.										41.
32		04EST30A		0107027.1										41.
21		01EST19A		0100737.4						1461.-337.				41.
24		01EST22A		0099834.7						2.593		-100.		41.
25		01EST23A		0097628.3						678.1120.9				41.
19		01EST17A		0100141.5						4.625.5217				41.
33		12EST31A		0099550.9357.810.47-105.103.						33				41.
34		12EST31B		0099550.2329.96.567-105.103.						34				41.
35		12EST31C		0099550.1329.96.369-105.103.						35				41.
36		12EST31D		0099550.1329.96.171-105.103.						36				41.
20		01EST18A		0100142.1										41.
37		12EST32A		0099849.4299.9-17.7-273.164.						37				41.
38		12EST32B		0099849.4299.9-17.7-273.164.						38				41.
39		12EST32C		0099849.4299.9-17.7-273.164.						39				41.
40		12EST32D		0099849.4299.9-17.7-273.164.						40				41.
22		01EST20A		0100537.8										41.
41		12EST33A		0100045.5299.9-65. -325.285.						41				41.
42		12EST33B		0100045.5299.9-65. -325.285.						42				41.
43		12EST33C		0100045.5299.9-65. -325.285.						43				41.
44		12EST33D		0100045.5299.9-65. -325.285.						44				41.
23		01EST21A		0098035.7						2.99	.1072-150.			41.

45	12EST34A	0099635.8	-62.6-105.103.	45	41.
46	12EST34B	0099635.8	-62.6-105.103.	46	41.
47	12EST34C	0099635.8	-62.6-105.103.	47	41.
48	12EST34D	0099635.8	-62.6-105.103.	48	41.
49	12EST34E	0099635.8	-62.6-105.103.	49	41.
57	00C2S05TR31	009486.85			21.
58	00C4S07TR31	0100141.9			41.
59	00C4S07TR32	0100141.9			41.
9999					
DGLT					
0	0.80	1.20			
9999					
DGBT					
0	1.0	0	0	0	
1	500.0	0	0	0	
2	20.0	0	0	0	
3	750.0	0	0	0	
4	345.0	0	0	0	
9999					
DLIN					
(De)	O	(Pa)NcEP	(R%)	(X%)	(MVAR) (Tap) (Tmn) (Tmx) (Phs) (Bc) (Cn) (Ce)
7		8 1	.0052	.05	11.032 15362304
7		9 1	.0051	.05	10.869 15362304
7		10 1	.005	.05	10.687 15362304
7		11 1	.005	.05	10.538 15362304
12		60 1	.076	1.84	927799 28004200
12		62 2	.076	1.85	929099 28004200
61		14 1	.064	1.52997	60000 28004200
63		14 2	.063	1.53	755700 28004200
64		15 1	.072	1.75	877499 28004200
65		15 2	.072	1.75	872999 28004200
17		18 1	.01	.05	1.1349 16362454
17		18 2	.01	.05	1.1349 16362454
30		31 1	.0812	.799997	.5599 11502030
30		31 2	.0812	.799997	.5599 11502030
30		31 3	.0812	.799997	.5599 11502030
30		31 4	.0812	.799997	.5599 11502030
30		32 1	1.6	9.	300000 11502030
16		26 1	.0826	1.04	32. 16882532
16		26 2	.0826	1.04	32. 16882532
26		27 1	.0284	.352	10.829 16882532
26		27 2	.0284	.352	10.829 16882532
26		29 1	.0223	.28	14.461 16882532
27		28 1	.007	.088	2.707 16882532
27		28 2	.007	.088	2.707 16882532
18		19 1	.154	1.94	236970 21823273
18		21 1	.191	2.414	294920 21823273
19		20 1	.056	.697	85.746 13041684
19		23 1	.172	2.17	265160 16882532
20		21 1	.0624	.7847996	.592 16371260
21		22 1	.01	.126	15.428 15582337
21		22 2	.01	.13	15.159 15582337
21		24 1	.162	2.048	250169 21823273
23		24 1	.102	1.268	155240 16882532
23		25 1	.282	3.852	493700 19712526
24		25 1	.224993	.0329381459	16882532
51		28 1		1.7009	1. 732 805
52		28 1		1.7009	1. 732 805
53		28 1		1.7009	1. 732 805
54		28 1		1.7009	1. 732 805
55		28 1		1.7009	1. 732 805
56		28 1		1.7009	1. 732 805
8		12 1		.62759	1.049 16502310
9		12 1		.62759	1.049 16502310
10		12 1		.62759	1.049 16502310
11		12 1		.62759	1.049 16502310
17		13 1		.69999	1.037.87951.168 171650231035
17		13 2		.69999	1.037.87951.168 171650231035

16	15 1	.69999	1.042.87951.168	161650231035
16	15 2	.69999	1.042.87951.168	161650231035
30	15 1	.89899	1.038.85911.102	301500210023
15	57 1	-.11	1.	15002100
30	57 1	1.0329	1. .85931.114	301500210023
50	57 1	2.483	1.	297 326
31	29 1	1.4399	1.039	16972121
31	29 2	1.4399	1.039	16972121
1	7 1	1.7009	.9125	732 805
2	7 1	1.7009	.9125	732 805
3	7 1	1.7009	.9125	732 805
4	7 1	1.7009	.9125	732 805
5	7 1	1.7009	.9125	732 805
6	7 1	1.7009	.9125	732 805
32	18 1	.89899	1.066	560 784
19	58 1	.016 .09699	1.	7001000
33	58 1	.034 4.359	1.	7001000
34	58 1	.034 4.3649	1.	350 500
19	59 1	.016 .10099	1.	7001000
35	59 1	.034 4.34	1.	7001000
36	59 1	.034 4.3229	1.	350 500
37	20 1	4.1999	1.013	315 347
38	20 1	4.1999	1.013	315 347
39	20 1	4.1999	1.013	315 347
40	20 1	4.1999	1.013	315 347
41	22 1	4.32	1.034	419 461
42	22 1	4.32	1.034	419 461
43	22 1	4.32	1.034	419 461
44	22 1	4.32	1.034	419 461
45	23 1	.082495.6813	1.056	350 385
46	23 1	.082495.6813	1.056	350 385
47	23 1	.082495.6813	1.056	350 385
48	23 1	.082495.6813	1.056	350 385
49	23 1	.082495.6813	1.056	350 385
13	60 1	-.7489		99999999
13	61 2	-.778		99999999
13	62 3	-.7489		99999999
13	63 4	-.778		99999999
14	64 1	-.915		99999999
14	65 2	-.915		99999999
9999				
DSHL				
12	60 1	-330.0-150.0		5
12	62 2	-330.0-150.0		6
61	14 1	-330.0-330.0		7
63	14 2	-330.0-330.0		8
64	15 1	0.0-165.0		9
65	15 2	0.0-165.0		10
18	19 1	-100.0 0.0		25
18	21 1	-100.0 0.0		26
19	23 1	0.0-150.0		28
21	24 1	0.0-100.0		32
23	25 1	0.0-150.0		34
24	25 1	0.0-150.0		35
9999				
DARE				
(Ar)	(Xchg)	(Identificacao da area) (Xmin) (Xmax)	
1	0.0	AREA 1	0.0 0.0	
2	0.0	AREA 2	0.0 0.0	
3	0.0	AREA 3	0.0 0.0	
4	0.0	AREA 4	0.0 0.0	
9999				
FIM				

As informações seguintes representam a distribuição das medições realizadas no sistema equivalente Sul/Sudeste. Tais informações foram retiradas da base de dados do SAGE.

Entidade PAS - Ponto de medição analógica (modelo básico)						
ID	NOME	DPE	EQP	EST	TIPO	TPEQP
C2E03AE02ALT1KV	Tensao AB na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	0,2	C2E02AE03ALT1	EST03A	KV_AB	LTR
C2E03AE02ALT1KV_BC	Tensao BC na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	0,2	C2E02AE03ALT1	EST03A	KV_BC	LTR
C2E03AE02ALT1KV_CA	Tensao CA na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	0,2	C2E02AE03ALT1	EST03A	KV_CA	LTR
C2E03AE02ALT1FR	Frequencia Est. 02	0,2	C2E02AE03ALT1	EST03A	FREQ	LTR
C2E03AE02ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	MVAR	LTR
C2E03AE02ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	MW	LTR
C2E03AE02ALT1AMP_A	Corrente Fase A: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	AMP_A	LTR
C2E03AE02ALT1AMP_B	Corrente Fase B: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	AMP_B	LTR
C2E03AE02ALT1AMP_C	Corrente Fase C: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	AMP_C	LTR
C2E03AE02ALT1MWH_E	Ene. ativa Rec: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	MWH_E	LTR
C2E03AE02ALT1MWH_S	Ene. ativa Form: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	MWH_S	LTR
C2E03AE02ALT1MVARH_E	Ene. reativa Rec: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	MVARH_E	LTR
C2E03AE02ALT1MVARH_S	Ene. reativa Form: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	MVARH_S	LTR
C2E03AE02ALT1FPOT	Fator de potencia: Est. 03 -> Est. 02 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST03A	FPOT	LTR
C2E03BE02ALT1KV	Tensao na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	0,2	C2E02AE03BLT1	EST03B	KV	LTR
C2E03BE02ALT1KV_AB	Tensao AB na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	0,2	C2E02AE03BLT1	EST03B	KV_AB	LTR
C2E03BE02ALT1KV_BC	Tensao BC na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	0,2	C2E02AE03BLT1	EST03B	KV_BC	LTR
C2E03BE02ALT1KV_CA	Tensao CA na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	0,2	C2E02AE03BLT1	EST03B	KV_CA	LTR
C2E03BE02ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST03B	MVAR	LTR
C2E03BE02ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST03B	MW	LTR
C2E03BE02ALT1AMP_A	Corrente Fase A: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST03B	AMP_A	LTR
C2E03BE02ALT1AMP_B	Corrente Fase B: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST03B	AMP_B	LTR
C2E03BE02ALT1AMP_C	Corrente Fase C: Est. 03 -> Est. 02 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST03B	AMP_C	LTR
C2E03CE02ALT1KV	Tensao na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#3)	0,2	C2E02AE03CLT1	EST03C	KV	LTR
C2E03CE02ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 03 -> Est. 02 (#3)	2	C2E02AE03CLT1	EST03C	MVAR	LTR
C2E03CE02ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 03 -> Est. 02 (#3)	2	C2E02AE03CLT1	EST03C	MW	LTR
C2E03DE02ALT1KV	Tensao na LT: Est. 03 -> Est. 02 (#4)	0,2	C2E02AE03DLT1	EST03D	KV	LTR
C2E03DE02ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 03 -> Est. 02 (#4)	2	C2E02AE03DLT1	EST03D	MVAR	LTR
C2E03DE02ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 03 -> Est. 02 (#4)	2	C2E02AE03DLT1	EST03D	MW	LTR

C2E04AE07ALT1KV	Tensao na LT: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST04A	KV	LTR
C2E04AE07ALT1KV_AB	Tensao AB na LT: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST04A	KV_AB	LTR
C2E04AE07ALT1KV_BC	Tensao BC na LT: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST04A	KV_BC	LTR
C2E04AE07ALT1KV_CA	Tensao CA na LT: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST04A	KV_CA	LTR
C2E04AE07ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	MVAR	LTR
C2E04AE07ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	MW	LTR
C2E04AE07ALT1AMP_A	Corrente Fase A: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	AMP_A	LTR
C2E04AE07ALT1AMP_B	Corrente Fase B: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	AMP_B	LTR
C2E04AE07ALT1AMP_C	Corrente Fase C: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	AMP_C	LTR
C2E04AE07ALT1MWH_E	Ene. Ativa Rec: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	MWH_E	LTR
C2E04AE07ALT1MWH_S	Ene. Ativa Forn: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	MWH_S	LTR
C2E04AE07ALT1MVARH_E	Ene. Relativa Rec: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	MVARH_E	LTR
C2E04AE07ALT1MVARH_S	Ene. Relativa Forn: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	MVARH_S	LTR
C2E04AE07ALT1FPOT	Fator de Potencia: Est. 04 -> Est. 07 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST04A	FPOT	LTR
C2E04AE07ALT2KV	Tensao na LT: Est. 04 -> Est. 07 (#2)	0,2	C2E04AE07ALT2	EST04A	KV	LTR
C2E04AE07ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 04 -> Est. 07 (#2)	2	C2E04AE07ALT2	EST04A	MVAR	LTR
C2E04AE07ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 04 -> Est. 07 (#2)	2	C2E04AE07ALT2	EST04A	MW	LTR
C2E04ARB1BMR	Reator de Barra: Est. 04 (#1)	2	C2E04ARB1B	EST04A	MVAR	REA
C2E04ARB2BMR	Reator de Barra: Est. 04 (#2)	2	C2E04ARB2B	EST04A	MVAR	REA
C2E04ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 04 - Secao A	0,2	C2E04ASBA	EST04A	KV	SBA
C2E04ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 04 - Secao B	0,2	C2E04ASBB	EST04A	KV	SBA
C2S02E04ATR21KV	Tensao no Trafo: Est. 04 -> Est. 03 (#1)	0,2	C2S02TR21	EST04A	KV	TR2
C2S02E04ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 04 (#1)	2	C2S02TR21	EST04A	MVAR	TR2
C2S02E04ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 04 (#1)	2	C2S02TR21	EST04A	MW	TR2
C2S02E04ATR22KV	Tensao no Trafo: Est. 04 -> Est. 03 (#2)	0,2	C2S02TR22	EST04A	KV	TR2
C2S02E04ATR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 04 (#2)	2	C2S02TR22	EST04A	MVAR	TR2
C2S02E04ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 04 (#2)	2	C2S02TR22	EST04A	MW	TR2
C2S02E04ATR23KV	Tensao no Trafo: Est. 04 -> Est. 03 (#3)	0,2	C2S02TR23	EST04A	KV	TR2
C2S02E04ATR23MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 04 (#3)	2	C2S02TR23	EST04A	MVAR	TR2
C2S02E04ATR23MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 04 (#3)	2	C2S02TR23	EST04A	MW	TR2
C2S02E04ATR24KV	Tensao no Trafo: Est. 04 -> Est. 03 (#4)	0,2	C2S02TR24	EST04A	KV	TR2
C2S02E04ATR24MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 04 (#4)	2	C2S02TR24	EST04A	MVAR	TR2

C2S02E04ATR24MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 04 (#4)	2	C2S02TR24	EST04A	MW	TR2
C2E07AE04ALT1KV	Tensao na LT: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST07A	KV	LTR
C2E07AE04ALT1KV_AB	Tensao AB na LT: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST07A	KV_AB	LTR
C2E07AE04ALT1KV_BC	Tensao BC na LT: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST07A	KV_BC	LTR
C2E07AE04ALT1KV_CA	Tensao CA na LT: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST07A	KV_CA	LTR
C2E07AE04ALT1FR	Frequencia Est. 03 (#1)	0,2	C2E04AE07ALT1	EST07A	FREQ	LTR
C2E07AE04ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	MVAR	LTR
C2E07AE04ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	MW	LTR
C2E07AE04ALT1AMP_A	Corrente Fase A: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	AMP_A	LTR
C2E07AE04ALT1AMP_B	Corrente Fase B: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	AMP_B	LTR
C2E07AE04ALT1AMP_C	Corrente Fase C: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	AMP_C	LTR
C2E07AE04ALT1MWH_E	Eng. Ativa Rec: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	MWH_E	LTR
C2E07AE04ALT1MWH_S	Eng. Ativa Forn: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	MWH_S	LTR
C2E07AE04ALT1MVARH_E	Eng. Relativa Rec: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	MVARH_E	LTR
C2E07AE04ALT1MVARH_S	Eng. Relativa Forn: Est. 07 -> Est. 04 (#1)	2	C2E04AE07ALT1	EST07A	MVARH_S	LTR
C2E07AE04ALT2KV	Tensao na LT: Est. 07 -> Est. 04 (#2)	0,2	C2E04AE07ALT2	EST07A	KV	LTR
C2E07AE04ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 07 -> Est. 04 (#2)	2	C2E04AE07ALT2	EST07A	MVAR	LTR
C2E07AE04ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 07 -> Est. 04 (#2)	2	C2E04AE07ALT2	EST07A	MW	LTR
C2E07AE10ALT1KV	Tensao na LT: Est. 07 -> Est. 10 (#1)	0,2	C2E07AE10ALT1	EST07A	KV	LTR
C2E07AE10ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 07 -> Est. 10 (#1)	2	C2E07AE10ALT1	EST07A	MVAR	LTR
C2E07AE10ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 07 -> Est. 10 (#1)	2	C2E07AE10ALT1	EST07A	MW	LTR
C2E07AE10ALT2KV	Tensao na LT: Est. 07 -> Est. 10 (#2)	0,2	C2E07AE10ALT2	EST07A	KV	LTR
C2E07AE10ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 07 -> Est. 10 (#2)	2	C2E07AE10ALT2	EST07A	MVAR	LTR
C2E07AE10ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 07 -> Est. 10 (#2)	2	C2E07AE10ALT2	EST07A	MW	LTR
C2E07ARB1BMR	Reator de Barra: Est. 07 (#1)	2	C2E07ARB1B	EST07A	MVAR	REA
C2E07ARB2BMR	Reator de Barra: Est. 07 (#2)	2	C2E07ARB2B	EST07A	MVAR	REA
C2E07ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 07 (#1A)	2	C2E07ARL1A	EST07A	MVAR	REA
C2E07ARL1BMR	Reator de Linha: Est. 07 (#1B)	2	C2E07ARL1B	EST07A	MVAR	REA
C2E07ARL2AMR	Reator de Linha: Est. 07 (#2A)	2	C2E07ARL2A	EST07A	MVAR	REA
C2E07ARL2BMR	Reator de Linha: Est. 07 (#2B)	2	C2E07ARL2B	EST07A	MVAR	REA
C2E07ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 07 - Secao A	0,2	C2E07ASBA	EST07A	KV	SBA
C2E07ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 07 - Secao B	0,2	C2E07ASBB	EST07A	KV	SBA

C2E15ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 15 - Secao A	0,2	C2E15ASBA	EST15A	KV	SBA
C2E15ASBAKV_AB	Tensao AB de Barra - Est. 03	0,2	C2E15ASBA	EST15A	KV_AB	SBA
C2E15ASBAKV_BC	Tensao Bc de Barra - Est. 03	0,2	C2E15ASBA	EST15A	KV_BC	SBA
C2E15ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 15 - Secao B	0,2	C2E15ASBB	EST15A	KV	SBA
C2S03E07ATR21KV	Tensao no Trafo: Est. 07 -> Est. 15 (#1)	0,2	C2S03TR21	EST07A	KV	TR2
C2S03E07ATR21KV_AB	Tensao AB no Trafo: Est. 03	0,2	C2S03TR21	EST07A	KV_AB	TR2
C2S03E07ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 07 (#1)	2	C2S03TR21	EST07A	MVAR	TR2
C2S03E07ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 07 (#1)	2	C2S03TR21	EST07A	MW	TR2
C2S03E07ATR21AMP_A	Corrente Fase A: Est. 03 (#1)	2	C2S03TR21	EST07A	AMP_A	TR2
C2S03E07ATR21AMP_B	Corrente Fase B: Est. 03 (#1)	2	C2S03TR21	EST07A	AMP_B	TR2
C2S03E07ATR21AMP_C	Corrente Fase C: Est. 03 (#1)	2	C2S03TR21	EST07A	AMP_C	TR2
C2S03E07ATR22KV	Tensao no Trafo: Est. 07 -> Est. 15 (#2)	0,2	C2S03TR22	EST07A	KV	TR2
C2S03E07ATR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 07 (#2)	2	C2S03TR22	EST07A	MVAR	TR2
C2S03E07ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 07 (#2)	2	C2S03TR22	EST07A	MW	TR2
C2S03E15ATR21KV	Tensao no Trafo: Est. 15 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2S03TR21	EST15A	KV	TR2
C2S03E15ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 15 (#1)	2	C2S03TR21	EST15A	MVAR	TR2
C2S03E15ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 15 (#1)	2	C2S03TR21	EST15A	MW	TR2
C2S03E15ATR21TAP	Tap no Trafo: Est. 15 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2S03TR21	EST15A	TAP	TR2
C2S03E15ATR22KV	Tensao no Trafo: Est. 15 -> Est. 07 (#2)	0,2	C2S03TR22	EST15A	KV	TR2
C2S03E15ATR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 15 (#2)	2	C2S03TR22	EST15A	MVAR	TR2
C2S03E15ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 15 (#2)	2	C2S03TR22	EST15A	MW	TR2
C2S03E15ATR22TAP	Tap no Trafo: Est. 15 -> Est. 07 (#2)	0,2	C2S03TR22	EST15A	TAP	TR2
C2E15AE16ALT1KV	Tensao na LT: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	0,2	C2E15AE16ALT1	EST15A	KV	LTR
C2E15AE16ALT1KV_AB	Tensao AB na LT: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	0,2	C2E15AE16ALT1	EST15A	KV_AB	LTR
C2E15AE16ALT1KV_BC	Tensao BC na LT: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	0,2	C2E15AE16ALT1	EST15A	KV_BC	LTR
C2E15AE16ALT1KV_CA	Tensao CA na LT: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	0,2	C2E15AE16ALT1	EST15A	KV_CA	LTR
C2E15AE16ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MVAR	LTR
C2E15AE16ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MW	LTR
C2E15AE16ALT1AMP_A	Corrente Fase A: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	AMP_A	LTR
C2E15AE16ALT1AMP_B	Corrente Fase B: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	AMP_B	LTR
C2E15AE16ALT1AMP_C	Corrente Fase C: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	AMP_C	LTR
C2E15AE16ALT1MWH_E	Ene. Ativa Rec: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MWH E	LTR

C2E15AE16ALT1MWH_S	Ene. Ativa Form: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MWH_S	LTR
C2E15AE16ALT1MVARH_E	Ene. Relativa Rec: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MVARH_E	LTR
C2E15AE16ALT1MVARH_S	Ene. Relativa Form: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MVARH_S	LTR
C2E15AE16ALT1FPOT	Fator de Potencia: Est. 03	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	FPOT	LTR
C2E15AE16ALT2KV	Tensao na LT: Est. 15 -> Est. 16 (#2)	0,2	C2E15AE16ALT2	EST15A	KV	LTR
C2E15AE16ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 15 -> Est. 16 (#2)	2	C2E15AE16ALT2	EST15A	MVAR	LTR
C2E15AE16ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 15 -> Est. 16 (#2)	2	C2E15AE16ALT2	EST15A	MW	LTR
C2E10AE07ALT1KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2E07AE10ALT1	EST10A	KV	LTR
C2E10AE07ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 07 (#1)	2	C2E07AE10ALT1	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE07ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 07 (#1)	2	C2E07AE10ALT1	EST10A	MW	LTR
C2E10AE07ALT2KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 07 (#2)	0,2	C2E07AE10ALT2	EST10A	KV	LTR
C2E10AE07ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 07 (#2)	2	C2E07AE10ALT2	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE07ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 07 (#2)	2	C2E07AE10ALT2	EST10A	MW	LTR
C2E10AE13ALT1KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 13 (#1)	0,2	C2E10AE13ALT1	EST10A	KV	LTR
C2E10AE13ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 13 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE13ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 13 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST10A	MW	LTR
C2E10AE13ALT2KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 13 (#2)	0,2	C2E10AE13ALT2	EST10A	KV	LTR
C2E10AE13ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 13 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE13ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 13 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST10A	MW	LTR
C2E10ARB1MMR	Reator de Barra: Est. 10 (#1)	2	C2E10ARB1M	EST10A	MVAR	REA
C2E10ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 10 (#1A)	2	C2E10ARL1A	EST10A	MVAR	REA
C2E10ARL2AMR	Reator de Linha: Est. 10 (#2A)	2	C2E10ARL2A	EST10A	MVAR	REA
C2E10ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 10 - Secao A	0,2	C2E10ASBA	EST10A	KV	SBA
C2E10ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 10 - Secao B	0,2	C2E10ASBB	EST10A	KV	SBA
C2E13AE10ALT1KV	Tensao na LT: Est. 13 -> Est. 10 (#1)	0,2	C2E10AE13ALT1	EST13A	KV	LTR
C2E13AE10ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 13 -> Est. 10 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST13A	MVAR	LTR
C2E13AE10ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 13 -> Est. 10 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST13A	MW	LTR
C2E13AE10ALT2KV	Tensao na LT: Est. 13 -> Est. 10 (#2)	0,2	C2E10AE13ALT2	EST13A	KV	LTR
C2E13AE10ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 13 -> Est. 10 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST13A	MVAR	LTR
C2E13AE10ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 13 -> Est. 10 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST13A	MW	LTR
C2E13ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 13 (#1A)	2	C2E13ARL1A	EST13A	MVAR	REA
C2E13ARL2AMR	Reator de Linha: Est. 13 (#2A)	2	C2E13ARL2A	EST13A	MVAR	REA

C2E15AE16ALT1MWH_S	Ene. Ativa Form: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MWH_S	LTR
C2E15AE16ALT1MVARH_E	Ene. Relativa Rec: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MVARH_E	LTR
C2E15AE16ALT1MVARH_S	Ene. Relativa Forç: Est. 15 -> Est. 16 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	MVARH_S	LTR
C2E15AE16ALT1FPOT	Fator de Potencia: Est. 03	2	C2E15AE16ALT1	EST15A	FPOT	LTR
C2E15AE16ALT2KV	Tensao na LT: Est. 15 -> Est. 16 (#2)	0,2	C2E15AE16ALT2	EST15A	KV	LTR
C2E15AE16ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 15 -> Est. 16 (#2)	2	C2E15AE16ALT2	EST15A	MVAR	LTR
C2E15AE16ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 15 -> Est. 16 (#2)	2	C2E15AE16ALT2	EST15A	MW	LTR
C2E10AE07ALT1KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 07 (#1)	0,2	C2E07AE10ALT1	EST10A	KV	LTR
C2E10AE07ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 07 (#1)	2	C2E07AE10ALT1	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE07ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 07 (#1)	2	C2E07AE10ALT1	EST10A	MW	LTR
C2E10AE07ALT2KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 07 (#2)	0,2	C2E07AE10ALT2	EST10A	KV	LTR
C2E10AE07ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 07 (#2)	2	C2E07AE10ALT2	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE07ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 07 (#2)	2	C2E07AE10ALT2	EST10A	MW	LTR
C2E10AE13ALT1KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 13 (#1)	0,2	C2E10AE13ALT1	EST10A	KV	LTR
C2E10AE13ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 13 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE13ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 13 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST10A	MW	LTR
C2E10AE13ALT2KV	Tensao na LT: Est. 10 -> Est. 13 (#2)	0,2	C2E10AE13ALT2	EST10A	KV	LTR
C2E10AE13ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 10 -> Est. 13 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST10A	MVAR	LTR
C2E10AE13ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 10 -> Est. 13 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST10A	MW	LTR
C2E10ARB1MMR	Reator de Barra: Est. 10 (#1)	2	C2E10ARB1M	EST10A	MVAR	REA
C2E10ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 10 (#1A)	2	C2E10ARL1A	EST10A	MVAR	REA
C2E10ARL2AMR	Reator de Linha: Est. 10 (#2A)	2	C2E10ARL2A	EST10A	MVAR	REA
C2E10ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 10 - Secao A	0,2	C2E10ASBA	EST10A	KV	SBA
C2E10ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 10 - Secao B	0,2	C2E10ASBB	EST10A	KV	SBA
C2E13AE10ALT1KV	Tensao na LT: Est. 13 -> Est. 10 (#1)	0,2	C2E10AE13ALT1	EST13A	KV	LTR
C2E13AE10ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 13 -> Est. 10 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST13A	MVAR	LTR
C2E13AE10ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 13 -> Est. 10 (#1)	2	C2E10AE13ALT1	EST13A	MW	LTR
C2E13AE10ALT2KV	Tensao na LT: Est. 13 -> Est. 10 (#2)	0,2	C2E10AE13ALT2	EST13A	KV	LTR
C2E13AE10ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 13 -> Est. 10 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST13A	MVAR	LTR
C2E13AE10ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 13 -> Est. 10 (#2)	2	C2E10AE13ALT2	EST13A	MW	LTR
C2E13ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 13 (#1A)	2	C2E13ARL1A	EST13A	MVAR	REA
C2E13ARL2AMR	Reator de Linha: Est. 13 (#2A)	2	C2E13ARL2A	EST13A	MVAR	REA

C2E13ASBAKV	Tensão de Barra - Estação 13 - Secao A	0,2	C2E13ASBA	EST13A	KV	SBA
C2E13ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 13 - Secao B	0,2	C2E13ASBB	EST13A	KV	SBA
C2E14ASBAKV	Tensão de Barra - Estação 14 - Secao A	0,2	C2E14ASBA	EST14A	KV	SBA
C2E14ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 14 - Secao B	0,2	C2E14ASBB	EST14A	KV	SBA
C2E28AE29ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 28 -> Est. 29 (#1)	2	C2E28AE29ALT1	EST28A	MVAR	LTR
C2E28AE29ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 28 -> Est. 29 (#1)	2	C2E28AE29ALT1	EST28A	MW	LTR
C2E28AE29ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 28 -> Est. 29 (#2)	2	C2E28AE29ALT2	EST28A	MVAR	LTR
C2E28AE29ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 28 -> Est. 29 (#2)	2	C2E28AE29ALT2	EST28A	MW	LTR
C2E28AE29ALT3MR	Fluxo Reativo: Est. 28 -> Est. 29 (#3)	2	C2E28AE29ALT3	EST28A	MVAR	LTR
C2E28AE29ALT3MW	Fluxo Ativo: Est. 28 -> Est. 29 (#3)	2	C2E28AE29ALT3	EST28A	MW	LTR
C2E28AE29ALT4MR	Fluxo Reativo: Est. 28 -> Est. 29 (#4)	2	C2E28AE29ALT4	EST28A	MVAR	LTR
C2E28AE29ALT4MW	Fluxo Ativo: Est. 28 -> Est. 29 (#4)	2	C2E28AE29ALT4	EST28A	MW	LTR
C2E28AE30ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 28 -> Est. 30 (#1)	2	C2E28AE30ALT1	EST28A	MVAR	LTR
C2E28AE30ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 28 -> Est. 30 (#1)	2	C2E28AE30ALT1	EST28A	MW	LTR
C2E28ASBAKV	Tensão de Barra - Estação 28 - Secao A	0,2	C2E28ASBA	EST28A	KV	SBA
C2E28ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 28 - Secao B	0,2	C2E28ASBB	EST28A	KV	SBA
C2S05E13ATR21KV	Tensão no Trafo: Est. 13 -> Est. 14 (#1)	0,2	C2S05TR21	EST13A	KV	TR2
C2S05E13ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/500: Est. 13(#1)	2	C2S05TR21	EST13A	MVAR	TR2
C2S05E13ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/500: Est. 13 (#1)	2	C2S05TR21	EST13A	MW	TR2
C2S05E13ATR21TAP	Tap no Trafo: Est. 13 -> Est. 14 (#1)	0,2	C2S05TR21	EST14A	TAP	TR2
C2S05E13ATR22KV	Tensão no Trafo: Est. 13 -> Est. 14 (#2)	0,2	C2S05TR22	EST13A	KV	TR2
C2S05E13ATR22MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/500: Est. 13(#2)	2	C2S05TR22	EST13A	MVAR	TR2
C2S05E13ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/500: Est. 13 (#2)	2	C2S05TR22	EST13A	MW	TR2
C2S05E13ATR22TAP	Tap no Trafo: Est. 13 -> Est. 14 (#2)	0,2	C2S05TR22	EST14A	TAP	TR2
C2S05E13ATR23KV	Tensão no Trafo: Est. 13 -> Est. 28 (#1)	0,2	C2S05TR23	EST13A	KV	TR2
C2S05E13ATR23MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/345: Est. 13(#1)	2	C2S05TR23	EST13A	MVAR	TR2
C2S05E13ATR23MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/345: Est. 13 (#1)	2	C2S05TR23	EST13A	MW	TR2
C2S05E13ATR23TAP	Tap no Trafo: Est. 13 -> Est. 28 (#1)	0,2	C2S05TR23	EST28A	TAP	TR2
C2S05E13ATR31KV	Tensão no Trafo: Est. 13 -> Est. 28 (#2)	0,2	C2S05TR31	EST13A	KV	TR3
C2S05E13ATR31MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/345: Est. 13(#2)	2	C2S05TR31	EST13A	MVAR	TR3
C2S05E13ATR31MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/345: Est. 13 (#2)	2	C2S05TR31	EST13A	MW	TR3
C2S05E13ATR31TAP	Tap no Trafo: Est. 13 -> Est. 28 (#2)	0,2	C2S05TR31	EST28A	TAP	TR3

C2S05E14ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/500: Est. 14(#1)	2	C2S05TR21	EST14A	MVAR	TR2
C2S05E14ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/500: Est. 14 (#1)	2	C2S05TR21	EST14A	MW	TR2
C2S05E14ATR22MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/500: Est. 14(#2)	2	C2S05TR22	EST14A	MVAR	TR2
C2S05E14ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/500: Est. 14 (#2)	2	C2S05TR22	EST14A	MW	TR2
C2S05E28ATR23MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/345: Est. 28(#1)	2	C2S05TR23	EST28A	MVAR	TR2
C2S05E28ATR23MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/345: Est. 28 (#1)	2	C2S05TR23	EST28A	MW	TR2
C2S05E28ATR31MR	Fluxo Reativo no Trafo 750/345: Est. 28(#2)	2	C2S05TR31	EST28A	MVAR	TR3
C2S05E28ATR31MW	Fluxo Ativo no Trafo 750/345: Est. 28 (#2)	2	C2S05TR31	EST28A	MW	TR3
C2E14AE24ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 14 -> Est. 24 (#1)	2	C3E14AE24ALT1	EST14A	MVAR	LTR
C2E14AE24ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 14 -> Est. 24 (#1)	2	C3E14AE24ALT1	EST14A	MW	LTR
C2E14AE24ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 14 -> Est. 24 (#2)	2	C3E14AE24ALT2	EST14A	MVAR	LTR
C2E14AE24ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 14 -> Est. 24 (#2)	2	C3E14AE24ALT2	EST14A	MW	LTR
C4E30AE28ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 30 -> Est. 28 (#1)	2	C2E28AE30ALT1	EST30A	MVAR	LTR
C4E30AE28ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 30 -> Est. 28 (#1)	2	C2E28AE30ALT1	EST30A	MW	LTR
C4E16AE15ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 16 -> Est. 15 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST16A	MVAR	LTR
C4E16AE15ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 16 -> Est. 15 (#1)	2	C2E15AE16ALT1	EST16A	MW	LTR
C4E16AE15ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 16 -> Est. 15 (#2)	2	C2E15AE16ALT2	EST16A	MVAR	LTR
C4E16AE15ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 16 -> Est. 15 (#2)	2	C2E15AE16ALT2	EST16A	MW	LTR
C4E16AE17ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 16 -> Est. 17 (#1)	2	C4E16AE17ALT1	EST16A	MVAR	LTR
C4E16AE17ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 16 -> Est. 17 (#1)	2	C4E16AE17ALT1	EST16A	MW	LTR
C4E16AE19ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 16 -> Est. 19 (#1)	2	C4E16AE19ALT1	EST16A	MVAR	LTR
C4E16AE19ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 16 -> Est. 19 (#1)	2	C4E16AE19ALT1	EST16A	MW	LTR
C4E16ARB1AMR	Reator de Barra: Est. 16 (#1A)	2	C4E16ARB1A	EST16A	MVAR	REA
C4E16ARB1BMR	Reator de Barra: Est. 16 (#1B)	2	C4E16ARB1B	EST16A	MVAR	REA
C4E16ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 16 - Secao A	0,2	C4E16ASBA	EST16A	KV	SBA
C4E16ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 16 - Secao B	0,2	C4E16ASBB	EST16A	KV	SBA
C4E30ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 30 - Secao A	0,2	C4E30ASBA	EST30A	KV	SBA
C4E30ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 30 - Secao B	0,2	C4E30ASBB	EST30A	KV	SBA
C4S06E16ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo 500/345: Est. 16	2	C4S06TR21	EST16A	MVAR	TR2
C4S06E16ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo 500/345: Est. 16	2	C4S06TR21	EST16A	MW	TR2
C4S06E30ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo 500/345: Est. 30	2	C4S06TR21	EST30A	MVAR	TR2
C4S06E30ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo 500/345: Est. 30	2	C4S06TR21	EST30A	MW	TR2

C4E19AE16ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 16 -> Est. 19 (#1)	2	C4E16AE19ALT1	EST19A	MVAR	LTR
C4E19AE16ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 16 -> Est. 19 (#1)	2	C4E16AE19ALT1	EST19A	MW	LTR
C4E19AE18ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 19 -> Est. 18 (#1)	2	C4E18AE19ALT1	EST19A	MVAR	LTR
C4E19AE18ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 19 -> Est. 18 (#1)	2	C4E18AE19ALT1	EST19A	MW	LTR
C4E19AE20ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 19 -> Est. 20 (#1)	2	C4E19AE20ALT1	EST19A	MVAR	LTR
C4E19AE20ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 19 -> Est. 20 (#1)	2	C4E19AE20ALT1	EST19A	MW	LTR
C4E19AE20ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 19 -> Est. 20 (#2)	2	C4E19AE20ALT2	EST19A	MVAR	LTR
C4E19AE20ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 19 -> Est. 20 (#2)	2	C4E19AE20ALT2	EST19A	MW	LTR
C4E19AE22ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 19 -> Est. 22 (#1)	2	C4E19AE22ALT1	EST19A	MVAR	LTR
C4E19AE22ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 19 -> Est. 22 (#1)	2	C4E19AE22ALT1	EST19A	MW	LTR
C4E19APQ1MR	Carga Reativa: Est. 19 (#1)	2	C4E19APQ1	EST19A	MVAR	CAR
C4E19APQ1MW	Carga Ativa: Est. 19 (#1)	2	C4E19APQ1	EST19A	MW	CAR
C4E19APQ2MR	Carga Reativa: Est. 19 (#2)	2	C4E19APQ2	EST19A	MVAR	CAR
C4E19APQ2MW	Carga Ativa: Est. 19 (#2)	2	C4E19APQ2	EST19A	MW	CAR
C4E19APQ3MR	Carga Reativa: Est. 19 (#3)	2	C4E19APQ3	EST19A	MVAR	CAR
C4E19APQ3MW	Carga Ativa: Est. 19 (#3)	2	C4E19APQ3	EST19A	MW	CAR
C4E19APQ4MR	Carga Ativa: Est. 19 (#4)	2	C4E19APQ4	EST19A	MVAR	CAR
C4E19APQ4MW	Carga Ativa: Est. 19 (#4)	2	C4E19APQ4	EST19A	MW	CAR
C4E19ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 19 - Secao A	0,2	C4E19ASBA	EST19A	KV	SBA
C4E19ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 19 - Secao B	0,2	C4E19ASBB	EST19A	KV	SBA
C4E22AE19ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 22 -> Est. 19 (#1)	2	C4E19AE22ALT1	EST22A	MVAR	LTR
C4E22AE19ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 22 -> Est. 19 (#1)	2	C4E19AE22ALT1	EST22A	MW	LTR
C4E22AE21ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 22 -> Est. 21 (#1)	2	C4E21AE22ALT1	EST22A	MVAR	LTR
C4E22AE21ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 22 -> Est. 21 (#1)	2	C4E21AE22ALT1	EST22A	MW	LTR
C4E22AE23ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 22 -> Est. 23 (#1)	2	C4E22AE23ALT1	EST22A	MVAR	LTR
C4E22AE23ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 22 -> Est. 23 (#1)	2	C4E22AE23ALT1	EST22A	MW	LTR
C4E22APQ1MR	Carga Reativa: Est. 22	2	C4E22APQ1	EST22A	MVAR	CAR
C4E22APQ1MW	Carga Ativa: Est. 22	2	C4E22APQ1	EST22A	MW	CAR
C4E22ARB1AMR	Reator de Barra: Est. 22 (#1)	2	C4E22ARB1A	EST22A	MVAR	REA
C4E22ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 22 (#1A)	2	C4E22ARL1A	EST22A	MVAR	REA
C4E22ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 22 - Secao A	0,2	C4E22ASBA	EST22A	KV	SBA
C4E22ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 22 - Secao B	0,2	C4E22ASBB	EST22A	KV	SBA

C4E23AE21ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 23 -> Est. 21 (#1)	2	C4E21AE23ALT1	EST23A	MVAR	LTR
C4E23AE21ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 23 -> Est. 21 (#1)	2	C4E21AE23ALT1	EST23A	MW	LTR
C4E23AE22ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 23 -> Est. 22 (#1)	2	C4E22AE23ALT1	EST23A	MVAR	LTR
C4E23AE22ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 23 -> Est. 22 (#1)	2	C4E22AE23ALT1	EST23A	MW	LTR
C4E23APQ1MR	Carga Reativa: Est. 23 (#1)	2	C4E23APQ1	EST23A	MVAR	CAR
C4E23APQ1MW	Carga Ativa: Est. 23 (#1)	2	C4E23APQ1	EST23A	MW	CAR
C4E23APQ2MR	Carga Reativa: Est. 23 (#2)	2	C4E23APQ2	EST23A	MVAR	CAR
C4E23APQ2MW	Carga Ativa: Est. 23 (#2)	2	C4E23APQ2	EST23A	MW	CAR
C4E23APQ3MR	Carga Reativa: Est. 23 (#3)	2	C4E23APQ3	EST23A	MVAR	CAR
C4E23APQ3MW	Carga Ativa: Est. 23 (#3)	2	C4E23APQ3	EST23A	MW	CAR
C4E23ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 23 (#1A)	2	C4E23ARL1A	EST23A	MVAR	REA
C4E23ARL2AMR	Reator de Linha: Est. 23 (#2A)	2	C4E23ARL2A	EST23A	MVAR	REA
C4E23ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 23 - Secao A	0,2	C4E23ASBA	EST23A	KV	SBA
C4E23ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 23 - Secao B	0,2	C4E23ASBB	EST23A	KV	SBA
C2E27ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 27 - Secao A	0,2	C2E27ASBA	EST27A	KV	SBA
C2E27ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 27 - Secao B	0,2	C2E27ASBB	EST27A	KV	SBA
C2E29AE28ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 29 -> Est. 28 (#1)	2	C2E28AE29ALT1	EST29A	MVAR	LTR
C2E29AE28ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 29 -> Est. 28 (#1)	2	C2E28AE29ALT1	EST29A	MW	LTR
C2E29AE28ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 29 -> Est. 28 (#2)	2	C2E28AE29ALT2	EST29A	MVAR	LTR
C2E29AE28ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 29 -> Est. 28 (#2)	2	C2E28AE29ALT2	EST29A	MW	LTR
C2E29AE28ALT3MR	Fluxo Reativo: Est. 29 -> Est. 28 (#3)	2	C2E28AE29ALT3	EST29A	MVAR	LTR
C2E29AE28ALT3MW	Fluxo Ativo: Est. 29 -> Est. 28 (#3)	2	C2E28AE29ALT3	EST29A	MW	LTR
C2E29AE28ALT4MR	Fluxo Reativo: Est. 29 -> Est. 28 (#4)	2	C2E28AE29ALT4	EST29A	MVAR	LTR
C2E29AE28ALT4MW	Fluxo Ativo: Est. 29 -> Est. 28 (#4)	2	C2E28AE29ALT4	EST29A	MW	LTR
C2E29APQ1MR	Carga Reativa: Est. 29 (#1)	2	C2E29APQ1	EST29A	MVAR	CAR
C2E29APQ1MW	Carga Ativa: Est. 29 (#1)	2	C2E29APQ1	EST29A	MW	CAR
C2E29APQ1AMP_A	Corrente Fase A: Est. 29 (#1)	2	C2E29APQ1	EST29A	AMP_A	CAR
C2E29APQ1AMP_B	Corrente Fase B: Est. 29 (#1)	2	C2E29APQ1	EST29A	AMP_B	CAR
C2E29APQ1AMP_C	Corrente Fase C: Est. 29 (#1)	2	C2E29APQ1	EST29A	AMP_C	CAR
C2E29APQ2MR	Carga Ativa: Est. 29 (#2)	2	C2E29APQ2	EST29A	MVAR	CAR
C2E29APQ2MW	Carga Ativa: Est. 29 (#2)	2	C2E29APQ2	EST29A	MW	CAR
C2E29APQ2AMP_A	Corrente Fase A: Est. 29 (#2)	2	C2E29APQ2	EST29A	AMP_A	CAR

C2E29APQ2AMP_B	Correte Fase B: Est. 29 (#2)	2	C2E29APQ2	EST29A	AMP_B	CAR
C2E29APQ2AMP_C	Correte Fase C: Est. 29 (#2)	2	C2E29APQ2	EST29A	AMP_C	CAR
C2E29APQ3MR	Carga Ativa: Est. 29 (#3)	2	C2E29APQ3	EST29A	MVAR	CAR
C2E29APQ3MW	Carga Ativa: Est. 29 (#3)	2	C2E29APQ3	EST29A	MW	CAR
C2E29APQ4MR	Carga Ativa: Est. 29 (#4)	2	C2E29APQ4	EST29A	MVAR	CAR
C2E29APQ4MW	Carga Ativa: Est. 29 (#4)	2	C2E29APQ4	EST29A	MW	CAR
C2E29ASBAKV	Tensão de Barra - Estação 29 - Secção A	0,2	C2E29ASBA	EST29A	KV	SBA
C2E29ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 29 - Secção B	0,2	C2E29ASBB	EST29A	KV	SBA
C2S14E27ATR21MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 27 (#1)	2	C2S14TR21	EST27A	MVAR	TR2
C2S14E27ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 27 (#1)	2	C2S14TR21	EST27A	MW	TR2
C2S14E27ATR22MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 27 (#2)	2	C2S14TR22	EST27A	MVAR	TR2
C2S14E27ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 27 (#2)	2	C2S14TR22	EST27A	MW	TR2
C2S14E29ATR21MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 29 (#1)	2	C2S14TR21	EST29A	MVAR	TR2
C2S14E29ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 29 (#1)	2	C2S14TR21	EST29A	MW	TR2
C2S14E29ATR22MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 29 (#2)	2	C2S14TR22	EST29A	MVAR	TR2
C2S14E29ATR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 29 (#2)	2	C2S14TR22	EST29A	MW	TR2
C2E27AE24ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 27 -> Est. 24 (#1)	2	C3E24AE27ALT1	EST27A	MVAR	LTR
C2E27AE24ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 27 -> Est. 24 (#1)	2	C3E24AE27ALT1	EST27A	MW	LTR
C3E24AE14ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 24 -> Est. 14 (#1)	2	C3E14AE24ALT1	EST24A	MVAR	LTR
C3E24AE14ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 24 -> Est. 14 (#1)	2	C3E14AE24ALT1	EST24A	MW	LTR
C3E24AE14ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 24 -> Est. 14 (#2)	2	C3E14AE24ALT2	EST24A	MVAR	LTR
C3E24AE14ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 24 -> Est. 14 (#2)	2	C3E14AE24ALT2	EST24A	MW	LTR
C3E24AE25ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 24 -> Est. 25 (#1)	2	C3E24AE25ALT1	EST24A	MVAR	LTR
C3E24AE25ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 24 -> Est. 25 (#1)	2	C3E24AE25ALT1	EST24A	MW	LTR
C3E24AE25ALT2MR	Fluxo Relativo: Est. 24 -> Est. 25 (#2)	2	C3E24AE25ALT2	EST24A	MVAR	LTR
C3E24AE25ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 24 -> Est. 25 (#2)	2	C3E24AE25ALT2	EST24A	MW	LTR
C3E24AE27ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 24 -> Est. 27 (#1)	2	C3E24AE27ALT1	EST24A	MVAR	LTR
C3E24AE27ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 24 -> Est. 27 (#1)	2	C3E24AE27ALT1	EST24A	MW	LTR
C3E24ASBA1KV	Tensão de Barra - Estação 24 - Secção A1	0,2	C3E24ASBA1	EST24A	KV	SBA
C3E24ASBA2KV	Tensão de Barra - Estação 24 - Secção A2	0,2	C3E24ASBA2	EST24A	KV	SBA
C3E24ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 24 - Secção B	0,2	C3E24ASBB	EST24A	KV	SBA
C3E25AE24ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 25 -> Est. 24 (#1)	2	C3E24AE25ALT1	EST25A	MVAR	LTR

C3E25AE24ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 25 -> Est. 24 (#1)	2	C3E24AE25ALT1	EST25A	MW	LTR
C3E25AE24ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 25 -> Est. 24 (#2)	2	C3E24AE25ALT2	EST25A	MVAR	LTR
C3E25AE24ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 25 -> Est. 24 (#2)	2	C3E24AE25ALT2	EST25A	MW	LTR
C3E25AE26ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 25 -> Est. 26 (#1)	2	C3E25AE26ALT1	EST25A	MVAR	LTR
C3E25AE26ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 25 -> Est. 26 (#1)	2	C3E25AE26ALT1	EST25A	MW	LTR
C3E25AE26ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 25 -> Est. 26 (#2)	2	C3E25AE26ALT2	EST25A	MVAR	LTR
C3E25AE26ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 25 -> Est. 26 (#2)	2	C3E25AE26ALT2	EST25A	MW	LTR
C3E25APQ1MR	Carga Reativa: Est. 25 (#1)	2	C3E25APQ1	EST25A	MVAR	CAR
C3E25APQ1MW	Carga Ativa: Est. 25 (#1)	2	C3E25APQ1	EST25A	MW	CAR
C3E25APQ2MR	Carga Reativa: Est. 25 (#2)	2	C3E25APQ2	EST25A	MVAR	CAR
C3E25APQ2MW	Carga Ativa: Est. 25 (#2)	2	C3E25APQ2	EST25A	MW	CAR
C3E25APQ3MR	Carga Reativa: Est. 25 (#3)	2	C3E25APQ3	EST25A	MVAR	CAR
C3E25APQ3MW	Carga Ativa: Est. 25 (#3)	2	C3E25APQ3	EST25A	MW	CAR
C3E25APQ4MR	Carga Reativa: Est. 25 (#4)	2	C3E25APQ4	EST25A	MVAR	CAR
C3E25APQ4MW	Carga Ativa: Est. 25 (#4)	2	C3E25APQ4	EST25A	MW	CAR
C3E25ASBA1KV	Tensão de Barra - Estação 25 - Secção A1	0,2	C3E25ASBA1	EST25A	KV	SBA
C3E25ASBA2KV	Tensão de Barra - Estação 25 - Secção A2	0,2	C3E25ASBA2	EST25A	KV	SBA
C3E25ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 25 - Secção B	0,2	C3E25ASBB	EST25A	KV	SBA
C2E01ASBKV	Tensão Terminal - Usina 01 - Unidade 01	0,2	C2E01ASB	EST01A	KV	SBA
C2E01AUGFR	Frequência - Usina 01 - Unidade 01	0,2	C2U01UG1	EST01A	FREQ	UGE
C2E01AUGMR	Geração Reativa - Usina 01 - Unidade 01	2	C2U01UG1	EST01A	MVAR	UGE
C2E01AUGMW	Geração Ativa - Usina 01 - Unidade 01	2	C2U01UG1	EST01A	MW	UGE
C2E01BSBKV	Tensão Terminal - Usina 01 - Unidade 02	0,2	C2E01BSB	EST01B	KV	SBA
C2E01BUGFR	Frequência - Usina 01 - Unidade 02	0,2	C2U01UG2	EST01B	FREQ	UGE
C2E01BUGMR	Geração Reativa - Usina 01 - Unidade 02	2	C2U01UG2	EST01B	MVAR	UGE
C2E01BUGMW	Geração Ativa - Usina 01 - Unidade 02	2	C2U01UG2	EST01B	MW	UGE
C2E01CSBKV	Tensão Terminal - Usina 01 - Unidade 03	0,2	C2E01CSB	EST01C	KV	SBA
C2E01CUGFR	Frequência - Usina 01 - Unidade 03	0,2	C2U01UG3	EST01C	FREQ	UGE
C2E01CUGMR	Geração Reativa - Usina 01 - Unidade 03	2	C2U01UG3	EST01C	MVAR	UGE
C2E01CUGMW	Geração Ativa - Usina 01 - Unidade 03	2	C2U01UG3	EST01C	MW	UGE
C2E01DSBKV	Tensão Terminal - Usina 01 - Unidade 04	0,2	C2E01DSB	EST01D	KV	SBA
C2E01DUGFR	Frequência - Usina 01 - Unidade 04	0,2	C2U01UG4	EST01D	FREQ	UGE

C2E01DUGMR	Geracao Reativa - Usina 01 - Unidade 04	2	C2U01UG4	EST01D	MVAR	UGE
C2E01DUGMW	Geracao Ativa - Usina 01 - Unidade 04	2	C2U01UG4	EST01D	MW	UGE
C2E01ESBKV	Tensao Terminal - Usina 01 - Unidade 05	0,2	C2E01ESB	EST01E	KV	SBA
C2E01EUGFR	Frequencia - Usina 01 - Unidade 05	0,2	C2U01UG5	EST01E	FREQ	UGE
C2E01EUGMR	Geracao Reativa - Usina 01 - Unidade 05	2	C2U01UG5	EST01E	MVAR	UGE
C2E01EUGMW	Geracao Ativa - Usina 01 - Unidade 05	2	C2U01UG5	EST01E	MW	UGE
C2E01FSBKV	Tensao Terminal - Usina 01 - Unidade 06	0,2	C2E01FSB	EST01F	KV	SBA
C2E01FUGFR	Frequencia - Usina 01 - Unidade 06	0,2	C2U01UG6	EST01F	FREQ	UGE
C2E01FUGMR	Geracao Reativa - Usina 01 - Unidade 06	2	C2U01UG6	EST01F	MVAR	UGE
C2E01FUGMW	Geracao Ativa - Usina 01 - Unidade 06	2	C2U01UG6	EST01F	MW	UGE
C2E02ASBAKV	Tensao de Barra - Usina 01 - Secao A	0,2	C2E02ASBA	EST02A	KV	SBA
C2E02ASBBKV	Tensao de Barra - Usina 01 - Secao B	0,2	C2E02ASBB	EST02A	KV	SBA
C2U01E01ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 01 A	2	C2U01TR21	EST01A	MVAR	TR2
C2U01E01ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 01 A	2	C2U01TR21	EST01A	MW	TR2
C2U01E01BTR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 01 B	2	C2U01TR22	EST01B	MVAR	TR2
C2U01E01BTR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 01 B	2	C2U01TR22	EST01B	MW	TR2
C2U01E01CTR23MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 01 C	2	C2U01TR23	EST01C	MVAR	TR2
C2U01E01CTR23MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 01 C	2	C2U01TR23	EST01C	MW	TR2
C2U01E01DTR24MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 01 D	2	C2U01TR24	EST01D	MVAR	TR2
C2U01E01DTR24MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 01 D	2	C2U01TR24	EST01D	MW	TR2
C2U01E01ETR25MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 01 E	2	C2U01TR25	EST01E	MVAR	TR2
C2U01E01ETR25MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 01 E	2	C2U01TR25	EST01E	MW	TR2
C2U01E01FTR26MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 01 F	2	C2U01TR26	EST01F	MVAR	TR2
C2U01E01FTR26MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 01 F	2	C2U01TR26	EST01F	MW	TR2
C2E02AE03ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 02 -> Est. 03 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST02A	MVAR	LTR
C2E02AE03ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 02 -> Est. 03 (#1)	2	C2E02AE03ALT1	EST02A	MW	LTR
C2E02AE03BLT1MR	Fluxo Reativo: Est. 02 -> Est. 03 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST02A	MVAR	LTR
C2E02AE03BLT1MW	Fluxo Ativo: Est. 02 -> Est. 03 (#2)	2	C2E02AE03BLT1	EST02A	MW	LTR
C2E02AE03CLT1MR	Fluxo Reativo: Est. 02 -> Est. 03 (#3)	2	C2E02AE03CLT1	EST02A	MVAR	LTR
C2E02AE03CLT1MW	Fluxo Ativo: Est. 02 -> Est. 03 (#3)	2	C2E02AE03CLT1	EST02A	MW	LTR
C2E02AE03DLT1MR	Fluxo Reativo: Est. 02 -> Est. 03 (#4)	2	C2E02AE03DLT1	EST02A	MVAR	LTR
C2E02AE03DLT1MW	Fluxo Ativo: Est. 02 -> Est. 03 (#4)	2	C2E02AE03DLT1	EST02A	MW	LTR

C4E17AE16ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 17 -> Est. 16 (#1)	2	C4E16AE17ALT1	EST17A	MVAR	LTR
C4E17AE16ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 17 -> Est. 16 (#1)	2	C4E16AE17ALT1	EST17A	MW	LTR
C4E17AE18ALT1MR1	Fluxo Relativo: Est. 17 -> Est. 18 (#1)	2	C4E17AE18ALT1	EST17A	MVAR	LTR
C4E17AE18ALT1MR2	Fluxo Relativo: Est. 17 -> Est. 18 (#1)	2	C4E17AE18ALT1	EST17A	MVAR	LTR
C4E17AE18ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 17 -> Est. 18 (#1)	2	C4E17AE18ALT1	EST17A	MW	LTR
C4E17AE21ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 17 -> Est. 21 (#1)	2	C4E17AE21ALT1	EST17A	MVAR	LTR
C4E17AE21ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 17 -> Est. 21 (#1)	2	C4E17AE21ALT1	EST17A	MW	LTR
C4E17APQ1MR	Carga Reativa: Est. 17	2	C4E17APQ1	EST17A	MVAR	CAR
C4E17APQ1MW	Carga Ativa: Est. 17	2	C4E17APQ1	EST17A	MW	CAR
C4E17ASBAKV	Tensão de Barra - Estação 17 - Secção A	0,2	C4E17ASBA	EST17A	KV	SBA
C4E17ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 17 - Secção B	0,2	C4E17ASBB	EST17A	KV	SBA
C4E31ASBKV	Tensão Terminal - Usina 07 - Unidade 01	0,2	C4E31ASB	EST31A	KV	SBA
C4E31AUGFR	Frequência - Usina 07 - Unidade 01	0,2	C4U07UG1	EST31A	FREQ	UGE
C4E31AUGMR	Geracao Reativa - Usina 07 - Unidade 01	2	C4U07UG1	EST31A	MVAR	UGE
C4E31AUGMW	Geracao Ativa - Usina 07 - Unidade 01	2	C4U07UG1	EST31A	MW	UGE
C4E31BSBKV	Tensão Terminal - Usina 07 - Unidade 02	0,2	C4E31BSB	EST31B	KV	SBA
C4E31BUGFR	Frequência - Usina 07 - Unidade 02	0,2	C4U07UG2	EST31B	FREQ	UGE
C4E31BUGMR	Geracao Reativa - Usina 07 - Unidade 02	2	C4U07UG2	EST31B	MVAR	UGE
C4E31BUGMW	Geracao Ativa - Usina 07 - Unidade 02	2	C4U07UG2	EST31B	MW	UGE
C4E31CSBKV	Tensão Terminal - Usina 07 - Unidade 03	0,2	C4E31CSB	EST31C	KV	SBA
C4E31CUGFR	Frequência - Usina 07 - Unidade 03	0,2	C4U07UG3	EST31C	FREQ	UGE
C4E31CUGMR	Geracao Reativa - Usina 07 - Unidade 03	2	C4U07UG3	EST31C	MVAR	UGE
C4E31CUGMW	Geracao Ativa - Usina 07 - Unidade 03	2	C4U07UG3	EST31C	MW	UGE
C4E31DSBKV	Tensão Terminal - Usina 07 - Unidade 04	0,2	C4E31DSB	EST31D	KV	SBA
C4E31DUGFR	Frequência - Usina 07 - Unidade 04	0,2	C4U07UG4	EST31D	FREQ	UGE
C4E31DUGMR	Geracao Reativa - Usina 07 - Unidade 04	2	C4U07UG4	EST31D	MVAR	UGE
C4E31DUGMW	Geracao Ativa - Usina 07 - Unidade 04	2	C4U07UG4	EST31D	MW	UGE
C4S07E31ATR31MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 31 A	2	C4S07TR31	EST31A	MVAR	TR3
C4S07E31ATR31MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 31 A	2	C4S07TR31	EST31A	MW	TR3
C4S07E31BTR31MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 31 B	2	C4S07TR31	EST31B	MVAR	TR3
C4S07E31BTR31MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 31 B	2	C4S07TR31	EST31B	MW	TR3
C4S07E31CTR32MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 31 C	2	C4S07TR32	EST31C	MVAR	TR3

C4S07E31CTR32MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 32 C	2	C4S07TR32	EST31C	MW	TR3
C4S07E31DTR32MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 31 D	2	C4S07TR32	EST31D	MVAR	TR3
C4S07E31DTR32MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 32 D	2	C4S07TR32	EST31D	MW	TR3
C4E18AE17ALT1MR1	Fluxo Relativo: Est. 18 -> Est. 17 (#1)	2	C4E17AE18ALT1	EST18A	MVAR	LTR
C4E18AE17ALT1MR2	Fluxo Relativo: Est. 18 -> Est. 17 (#1)	2	C4E17AE18ALT1	EST18A	MVAR	LTR
C4E18AE17ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 18 -> Est. 17 (#1)	2	C4E17AE18ALT1	EST18A	MW	LTR
C4E18AE19ALT1MR	Fluxo Relativo: Est. 18 -> Est. 19 (#1)	2	C4E18AE19ALT1	EST18A	MVAR	LTR
C4E18AE19ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 18 -> Est. 19 (#1)	2	C4E18AE19ALT1	EST18A	MW	LTR
C4E18ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 18 - Secao A	0,2	C4E18ASBA	EST18A	KV	SBA
C4E18ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 18 - Secao B	0,2	C4E18ASBB	EST18A	KV	SBA
C4E32ASBKV	Tensao Terminal - Usina 08 - Unidade 01	0,2	C4E32ASB	EST32A	KV	SBA
C4E32AUGFR	Frequencia - Usina 08 - Unidade 01	0,2	C4U08UG1	EST32A	FREQ	UGE
C4E32AUGMR	Geracao Reativa - Usina 08 - Unidade 01	2	C4U08UG1	EST32A	MVAR	UGE
C4E32AUGMW	Geracao Ativa - Usina 08 - Unidade 01	2	C4U08UG1	EST32A	MW	UGE
C4E32BSBKV	Tensao Terminal - Usina 08 - Unidade 02	0,2	C4E32BSB	EST32B	KV	SBA
C4E32BUGFR	Frequencia - Usina 08 - Unidade 02	0,2	C4U08UG2	EST32B	FREQ	UGE
C4E32BUGMR	Geracao Reativa - Usina 08 - Unidade 02	2	C4U08UG2	EST32B	MVAR	UGE
C4E32BUGMW	Geracao Ativa - Usina 08 - Unidade 02	2	C4U08UG2	EST32B	MW	UGE
C4E32CSBKV	Tensao Terminal - Usina 08 - Unidade 03	0,2	C4E32CSB	EST32C	KV	SBA
C4E32CUGFR	Frequencia - Usina 08 - Unidade 03	0,2	C4U08UG3	EST32C	FREQ	UGE
C4E32CUGMR	Geracao Reativa - Usina 08 - Unidade 03	2	C4U08UG3	EST32C	MVAR	UGE
C4E32CUGMW	Geracao Ativa - Usina 08 - Unidade 03	2	C4U08UG3	EST32C	MW	UGE
C4E32DSBKV	Tensao Terminal - Usina 08 - Unidade 04	0,2	C4E32DSB	EST32D	KV	SBA
C4E32DUGFR	Frequencia - Usina 08 - Unidade 04	0,2	C4U08UG4	EST32D	FREQ	UGE
C4E32DUGMR	Geracao Reativa - Usina 08 - Unidade 04	2	C4U08UG4	EST32D	MVAR	UGE
C4E32DUGMW	Geracao Ativa - Usina 08 - Unidade 04	2	C4U08UG4	EST32D	MW	UGE
C4S08E32ATR21MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 32 A	2	C4S08TR21	EST32A	MVAR	TR2
C4S08E32ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 32 A	2	C4S08TR21	EST32A	MW	TR2
C4S08E32BTR22MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 32 B	2	C4S08TR22	EST32B	MVAR	TR2
C4S08E32BTR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 32 B	2	C4S08TR22	EST32B	MW	TR2
C4S08E32CTR23MR	Fluxo Relativo no Trafo: Est. 32 C	2	C4S08TR23	EST32C	MVAR	TR2
C4S08E32CTR23MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 32 C	2	C4S08TR23	EST32C	MW	TR2

C4S08E32DTR24MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 32 D	2	C4S08TR24	EST32D	MVAR	TR2
C4S08E32DTR24MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 32 D	2	C4S08TR24	EST32D	MW	TR2
C4E20AE19ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 20 -> Est. 19 (#1)	2	C4E19AE20ALT1	EST20A	MVAR	LTR
C4E20AE19ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 20 -> Est. 19 (#1)	2	C4E19AE20ALT1	EST20A	MW	LTR
C4E20AE19ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 20 -> Est. 19 (#2)	2	C4E19AE20ALT2	EST20A	MVAR	LTR
C4E20AE19ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 20 -> Est. 19 (#2)	2	C4E19AE20ALT2	EST20A	MW	LTR
C4E20ASBAKV	Tensão de Barra - Estação 20 - Secção A	0,2	C4E20ASBA	EST20A	KV	SBA
C4E20ASBBKV	Tensão de Barra - Estação 20 - Secção B	0,2	C4E20ASBB	EST20A	KV	SBA
C4E33ASBKV	Tensão Terminal - Usina 10 - Unidade 01	0,2	C4E33ASB	EST33A	KV	SBA
C4E33AUGFR	Frequencia - Usina 10 - Unidade 01	0,2	C4U10UG1	EST33A	FREQ	UGE
C4E33AUGMR	Geracao Reativa - Usina 10 - Unidade 01	2	C4U10UG1	EST33A	MVAR	UGE
C4E33AUGMW	Geracao Ativa - Usina 10 - Unidade 01	2	C4U10UG1	EST33A	MW	UGE
C4E33BSBKV	Tensão Terminal - Usina 10 - Unidade 02	0,2	C4E33BSB	EST33B	KV	SBA
C4E33BUGFR	Frequencia - Usina 10 - Unidade 02	0,2	C4U10UG2	EST33B	FREQ	UGE
C4E33BUGMR	Geracao Reativa - Usina 10 - Unidade 02	2	C4U10UG2	EST33B	MVAR	UGE
C4E33BUGMW	Geracao Ativa - Usina 10 - Unidade 02	2	C4U10UG2	EST33B	MW	UGE
C4E33CSBKV	Tensão Terminal - Usina 10 - Unidade 03	0,2	C4E33CSB	EST33C	KV	SBA
C4E33CUGFR	Frequencia - Usina 10 - Unidade 03	0,2	C4U10UG3	EST33C	FREQ	UGE
C4E33CUGMR	Geracao Reativa - Usina 10 - Unidade 03	2	C4U10UG3	EST33C	MVAR	UGE
C4E33CUGMW	Geracao Ativa - Usina 10 - Unidade 03	2	C4U10UG3	EST33C	MW	UGE
C4E33DSBKV	Tensão Terminal - Usina 10 - Unidade 04	0,2	C4E33DSB	EST33D	KV	SBA
C4E33DUGFR	Frequencia - Usina 10 - Unidade 04	0,2	C4U10UG4	EST33D	FREQ	UGE
C4E33DUGMR	Geracao Reativa - Usina 10 - Unidade 04	2	C4U10UG4	EST33D	MVAR	UGE
C4E33DUGMW	Geracao Ativa - Usina 10 - Unidade 04	2	C4U10UG4	EST33D	MW	UGE
C4S10E33ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 33 A	2	C4S10TR21	EST33A	MVAR	TR2
C4S10E33ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 33 A	2	C4S10TR21	EST33A	MW	TR2
C4S10E33BTR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 33 B	2	C4S10TR22	EST33B	MVAR	TR2
C4S10E33BTR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 33 B	2	C4S10TR22	EST33B	MW	TR2
C4S10E33CTR23MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 33 C	2	C4S10TR23	EST33C	MVAR	TR2
C4S10E33CTR23MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 33 C	2	C4S10TR23	EST33C	MW	TR2
C4S10E33DTR24MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 33 D	2	C4S10TR24	EST33D	MVAR	TR2
C4S10E33DTR24MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 33 D	2	C4S10TR24	EST33D	MW	TR2

C1U17E36ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 36 A	2	C1U17TR21	EST36A	MVAR	TR2
C1U17E36ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 36 A	2	C1U17TR21	EST36A	MW	TR2
C1U17E36BTR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 36 B	2	C1U17TR22	EST36B	MVAR	TR2
C1U17E36BTR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 36 B	2	C1U17TR22	EST36B	MW	TR2
C1U17E36CTR23MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 36 C	2	C1U17TR23	EST36C	MVAR	TR2
C1U17E36CTR23MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 36 C	2	C1U17TR23	EST36C	MW	TR2
C1U17E36DTR24MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 36 D	2	C1U17TR24	EST36D	MVAR	TR2
C1U17E36DTR24MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 36 D	2	C1U17TR24	EST36D	MW	TR2
C1U17E36ETR25MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 36 E	2	C1U17TR25	EST36E	MVAR	TR2
C1U17E36ETR25MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 36 E	2	C1U17TR25	EST36E	MW	TR2
C1U17E36FTR26MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 36 F	2	C1U17TR26	EST36F	MVAR	TR2
C1U17E36FTR26MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 36 F	2	C1U17TR26	EST36F	MW	TR2
C4E21AE17ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 21 -> Est. 17 (#1)	2	C4E17AE21ALT1	EST21A	MVAR	LTR
C4E21AE17ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 21 -> Est. 17 (#1)	2	C4E17AE21ALT1	EST21A	MW	LTR
C4E21AE22ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 21 -> Est. 22 (#1)	2	C4E21AE22ALT1	EST21A	MVAR	LTR
C4E21AE22ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 21 -> Est. 22 (#1)	2	C4E21AE22ALT1	EST21A	MW	LTR
C4E21AE23ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 21 -> Est. 23 (#1)	2	C4E21AE23ALT1	EST21A	MVAR	LTR
C4E21AE23ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 21 -> Est. 23 (#1)	2	C4E21AE23ALT1	EST21A	MW	LTR
C4E21APQ1MR	Carga Reativa: Est. 21	2	C4E21APQ1	EST21A	MVAR	CAR
C4E21APQ1MW	Carga Ativa: Est. 21	2	C4E21APQ1	EST21A	MW	CAR
C4E21ARB1BMR	Reator de Barra: Est. 21 (#1)	2	C4E21ARB1B	EST21A	MVAR	REA
C4E21ARL1AMR	Reator de Linha: Est. 21 (#1A)	2	C4E21ARL1A	EST21A	MVAR	REA
C4E21ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 21 - Secao A	0,2	C4E21ASBA	EST21A	KV	SBA
C4E21ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 21 - Secao B	0,2	C4E21ASBB	EST21A	KV	SBA
C4E34ASBKV	Tensao Terminal - Usina 11 - Unidade 01	0,2	C4E34ASB	EST34A	KV	SBA
C4E34AUGFR	Freguengia - Usina 11 - Unidade 01	0,2	C4U11UG1	EST34A	FREQ	UGE
C4E34AUGMR	Geracao Reativa - Usina 11 - Unidade 01	2	C4U11UG1	EST34A	MVAR	UGE
C4E34AUGMW	Geracao Ativa - Usina 11 - Unidade 01	2	C4U11UG1	EST34A	MW	UGE
C4E34BSBKV	Tensao Terminal - Usina 11 - Unidade 02	0,2	C4E34BSB	EST34B	KV	SBA
C4E34BUGFR	Freguengia - Usina 11 - Unidade 02	0,2	C4U11UG2	EST34B	FREQ	UGE
C4E34BUGMR	Geracao Reativa - Usina 11 - Unidade 02	2	C4U11UG2	EST34B	MVAR	UGE
C4E34BUGMW	Geracao Ativa - Usina 11 - Unidade 02	2	C4U11UG2	EST34B	MW	UGE

C4E34CSBKV	Tensao Terminal - Usina 11 - Unidade 03	0,2	C4E34CSB	EST34C	KV	SBA
C4E34CUGFR	Frequencia - Usina 11 - Unidade 03	0,2	C4U11UG3	EST34C	FREQ	UGE
C4E34CUGMR	Geracao Reativa - Usina 11 - Unidade 03	2	C4U11UG3	EST34C	MVAR	UGE
C4E34CUGMW	Geracao Ativa - Usina 11 - Unidade 03	2	C4U11UG3	EST34C	MW	UGE
C4E34DSBKV	Tensao Terminal - Usina 11 - Unidade 04	0,2	C4E34DSB	EST34D	KV	SBA
C4E34DUGFR	Frequencia - Usina 11 - Unidade 04	0,2	C4U11UG4	EST34D	FREQ	UGE
C4E34DUGMR	Geracao Reativa - Usina 11 - Unidade 04	2	C4U11UG4	EST34D	MVAR	UGE
C4E34DUGMW	Geracao Ativa - Usina 11 - Unidade 04	2	C4U11UG4	EST34D	MW	UGE
C4E34ESBKV	Tensao Terminal - Usina 11 - Unidade 05	0,2	C4E34ESB	EST34E	KV	SBA
C4E34EUGFR	Frequencia - Usina 11 - Unidade 05	0,2	C4U11UG5	EST34E	FREQ	UGE
C4E34EUGMR	Geracao Reativa - Usina 11 - Unidade 05	2	C4U11UG5	EST34E	MVAR	UGE
C4E34EUGMW	Geracao Ativa - Usina 11 - Unidade 05	2	C4U11UG5	EST34E	MW	UGE
C4S11E34ATR21MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 34 A	2	C4S11TR21	EST34A	MVAR	TR2
C4S11E34ATR21MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 34 A	2	C4S11TR21	EST34A	MW	TR2
C4S11E34BTR22MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 34 B	2	C4S11TR22	EST34B	MVAR	TR2
C4S11E34BTR22MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 34 B	2	C4S11TR22	EST34B	MW	TR2
C4S11E34CTR23MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 34 C	2	C4S11TR23	EST34C	MVAR	TR2
C4S11E34CTR23MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 34 C	2	C4S11TR23	EST34C	MW	TR2
C4S11E34DTR24MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 34 D	2	C4S11TR24	EST34D	MVAR	TR2
C4S11E34DTR24MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 34 D	2	C4S11TR24	EST34D	MW	TR2
C4S11E34ETR25MR	Fluxo Reativo no Trafo: Est. 34 E	2	C4S11TR25	EST34E	MVAR	TR2
C4S11E34ETR25MW	Fluxo Ativo no Trafo: Est. 34 E	2	C4S11TR25	EST34E	MW	TR2
C1E26AE25ALT1MR	Fluxo Reativo: Est. 26 -> Est. 25 (#1)	2	C3E25AE26ALT1	EST26A	MVAR	LTR
C1E26AE25ALT1MW	Fluxo Ativo: Est. 26 -> Est. 25 (#1)	2	C3E25AE26ALT1	EST26A	MW	LTR
C1E26AE25ALT2MR	Fluxo Reativo: Est. 26 -> Est. 25 (#2)	2	C3E25AE26ALT2	EST26A	MVAR	LTR
C1E26AE25ALT2MW	Fluxo Ativo: Est. 26 -> Est. 25 (#2)	2	C3E25AE26ALT2	EST26A	MW	LTR
C1E26ASBAKV	Tensao de Barra - Estacao 26 - Secao A	0,2	C1E26ASBA	EST26A	KV	SBA
C1E26ASBBKV	Tensao de Barra - Estacao 26 - Secao B	0,2	C1E26ASBB	EST26A	KV	SBA
C1E36ASBKV	Tensao Terminal - Usina 17 - Unidade 01	0,2	C1E36ASB	EST36A	KV	SBA
C1E36AUGFR	Frequencia - Usina 17 - Unidade 01	0,2	C1U17UG1	EST36A	FREQ	UGE
C1E36AUGMR	Geracao Reativa - Usina 17 - Unidade 01	2	C1U17UG1	EST36A	MVAR	UGE
C1E36AUGMW	Geracao Ativa - Usina 17 - Unidade 01	2	C1U17UG1	EST36A	MW	UGE

C1E36BSBKV	Tensao Terminal - Usina 17 - Unidade 02	0,2	C1E36BSB	EST36B	KV	SBA
C1E36BUGFR	Frequencia - Usina 17 - Unidade 02	0,2	C1U17UG2	EST36B	FREQ	UGE
C1E36BUGMR	Geracao Relativa - Usina 17 - Unidade 02	2	C1U17UG2	EST36B	MVAR	UGE
C1E36BUGMW	Geracao Ativa - Usina 17 - Unidade 02	2	C1U17UG2	EST36B	MW	UGE
C1E36CSBKV	Tensao Terminal - Usina 17 - Unidade 03	0,2	C1E36CSB	EST36C	KV	SBA
C1E36CUGFR	Frequencia - Usina 17 - Unidade 03	0,2	C1U17UG3	EST36C	FREQ	UGE
C1E36CUGMR	Geracao Relativa - Usina 17 - Unidade 03	2	C1U17UG3	EST36C	MVAR	UGE
C1E36CUGMW	Geracao Ativa - Usina 17 - Unidade 03	2	C1U17UG3	EST36C	MW	UGE
C1E36DSBKV	Tensao Terminal - Usina 17 - Unidade 04	0,2	C1E36DSB	EST36D	KV	SBA
C1E36DUGFR	Frequencia - Usina 17 - Unidade 04	0,2	C1U17UG4	EST36D	FREQ	UGE
C1E36DUGMR	Geracao Relativa - Usina 17 - Unidade 04	2	C1U17UG4	EST36D	MVAR	UGE
C1E36DUGMW	Geracao Ativa - Usina 17 - Unidade 04	2	C1U17UG4	EST36D	MW	UGE
C1E36ESBKV	Tensao Terminal - Usina 17 - Unidade 05	0,2	C1E36ESB	EST36E	KV	SBA
C1E36EUGFR	Frequencia - Usina 17 - Unidade 05	0,2	C1U17UG5	EST36E	FREQ	UGE
C1E36EUGMR	Geracao Relativa - Usina 17 - Unidade 05	2	C1U17UG5	EST36E	MVAR	UGE
C1E36EUGMW	Geracao Ativa - Usina 17 - Unidade 05	2	C1U17UG5	EST36E	MW	UGE
C1E36FSBKV	Tensao Terminal - Usina 17 - Unidade 06	0,2	C1E36FSB	EST36F	KV	SBA
C1E36FUGFR	Frequencia - Usina 17 - Unidade 06	0,2	C1U17UG6	EST36F	FREQ	UGE
C1E36FUGMR	Geracao Relativa - Usina 17 - Unidade 06	2	C1U17UG6	EST36F	MVAR	UGE
C1E36FUGMW	Geracao Ativa - Usina 17 - Unidade 06	2	C1U17UG6	EST36F	MW	UGE

LEGENDA:

ID - Identificador da medida na base de dados
NOME - Nome do ponto de medição analógica
DPE - Desvio padrão do erro da medida
EQP - Equipamento associado à medida analógica
EST - Estação a qual pertence o equipamento
TIPO - Tipo da grandeza medida
TPEQP - Tipo do equipamento onde se localiza a medida