

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO  
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS  
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**METODOLOGIA DE ANÁLISE PARA  
UM MERCADO COMPETITIVO DA  
POTÊNCIA REATIVA**

MARCOS JULIO RIDER FLORES

São Luís - MA, Brasil

Fevereiro 2002

# **METODOLOGIA DE ANÁLISE PARA UM MERCADO COMPETITIVO DA POTÊNCIA REATIVA**

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação  
em Engenharia de Eletricidade da UFMA como parte dos requisitos para  
obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Por

**MARCOS JULIO RIDER FLORES**

Fevereiro, 2002

# **METODOLOGIA DE ANÁLISE PARA UM MERCADO COMPETITIVO DA POTÊNCIA REATIVA**

MARCOS JULIO RIDER FLORES

DISSERTAÇÃO APROVADA EM 22 / 02 / 02

Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas  
UFMA  
(Orientador)

Prof. Dr. Ariovaldo Verandio Garcia  
UNICAMP  
(Membro da Banca Examinadora)

Prof. Dr. José Wanderley Marangon Lima  
EFEI  
(Membro da Banca Examinadora)

# **METODOLOGIA DE ANÁLISE PARA UM MERCADO COMPETITIVO DA POTÊNCIA REATIVA**

MESTRADO

**Área de Concentração:** SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

MARCOS JULIO RIDER FLORES

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

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

Aos meus pais, Marcos e Olinda.

Mãe, Velho, eu vou lá !

# AGRADECIMENTOS

Gostaria de expressar minha imensa gratidão a todos aqueles que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho.

Aos meus pais Marcos Alejandro Rider Belleza e Olinda Inés Flores Calderón, pela criação, o incentivo, o exemplo de determinação e todo o apoio no decorrer deste caminho. Minha eterna gratidão.

Aos meus colegas de curso, especialmente para o Deusdete, Manfred, Anselmo, Júlio, Leopoldo, Esmeraldo e Sandoval e os alunos de iniciação científica: Irlandino, Osvaldo e Ricardo, pela amizade e os bons momentos.

Aos professores Osvaldo Ronald Saavedra Mendez, Maria da Guia da Silva e José Onoda Pessanha pela amizade.

Ao CNPq (Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico) pelo suporte.

Ao Professor Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas pela orientação, amizade, a paciência, o apoio, e as críticas e sugestões no desenvolvimento desta dissertação, muito obrigado.

# RESUMO

Neste trabalho é proposta uma metodologia flexível para o cálculo dos custos marginais da potência ativa e reativa em mercados elétricos competitivos. Na formulação adotou-se um modelo estático dos geradores síncronos com considerações não lineares dos limites de potência reativa. O custo total de produção da potência reativa é considerado como um modelo não linear que representa uma perda econômica quando a potência ativa não é gerada, esse custo é denominado custo de oportunidade. O custo de produção de potência reativa dos compensadores estáticos também é incluída na formulação. A metodologia proposta permite determinar custos marginais de potência ativa e reativa sendo que estes últimos tendem a incentivar a participação dos agentes do mercado elétrico no mercado da potência reativa. Os custos marginais da potência ativa e reativa são calculados com um programa computacional de fluxo de potência ótimo que inclui uma técnica de programação quadrática seqüencial (PQS) que é um método de otimização não linear que usa uma aproximação da matriz Hessiana atualizada de maneira similar ao método de otimização BFGS (Broyden - Fletcher - Goldfarb - Shanno) de segunda ordem. A metodologia proposta foi implementada num programa computacional interativo e gráfico em ambiente Windows e denominado AMDREA, codificado em linguagem C++ com técnicas de programação orientada a objetos. Os sistemas de teste IEEE de 30 barras, IEEE de 118 barras e mais um sistema elétrico real da região sul-sudeste brasileiro foram utilizados para realizar estudos de simulação aplicando a metodologia proposta. A análise dos resultados obtidos com os sistemas de teste indica que os custos marginais de potência ativa e reativa fornecem sinais econômicos que podem incentivar investimentos de potência reativa por parte dos distribuidores e grandes consumidores. Esses resultados diferem com outros resultados reportados na literatura correspondente em que os custos de produção de potência reativa não são relevantes.

# ABSTRACT

In this work a flexible methodology for computation of active and reactive power marginal costs in competitive electrical markets is proposed. In the formulation is adopted a static model of the synchronous generators which it considers the non-linearity of the reactive power limits. The total reactive power production cost is considered as a non-linear model that represent the economic loss when an active power is not generated, that cost is referred as the opportunity cost. The reactive power production cost of the static compensators is also included in the formulation. The proposed methodology may calculate the active and reactive power marginal costs, the last ones incentive the agents of the electrical market to participate in a reactive power market. Those marginal costs are computed with a optimal power flow computer program that includes a sequential quadratic programming (SQP) which is a non-linear optimization method that uses na approximation of the Hessian matrix updated in a similar manner to the BGFS (Broyden - Fletcher –Goldfarb – Shanno) second order optimization method. A computer program, AMDREA, that takes in account the proposed methodology, has been coded in C++ and with object oriented programming techniques. The test systems IEEE 30-bus, IEEE 118-bus and a power system in the southern-south-east Brazilian region has been used to perform several simulations using the proposed methodology. Analysis of the test systems results indicate that the active and reactive power marginal costs supply economic signals that may incentive investments in reactive power by the distributors and big consumers. These results oppose with other results reported in the literature in which is considered that the reactive power productions costs are not relevant.



# SUMÁRIO

<b>LISTA DE TABELAS .....</b>	<b>vii</b>
<b>LISTA DE FIGURAS .....</b>	<b>ix</b>
<b>LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS .....</b>	<b>xii</b>
<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 Generalidades .....	1
1.2 Uma Visão dos Mercados Elétricos.....	5
1.3 Formulação do Problema.....	7
1.4 Objetivos.....	8
1.5 Justificativa e Metodologia.....	8
1.6 Estrutura do Trabalho .....	9
<b>2. O PROBLEMA DA POTÊNCIA REATIVA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.....</b>	<b>11</b>
2.1 Introdução .....	11
2.2 Métodos de Geração de Potência Reativa .....	12
2.2.1 Geradores Síncronos .....	15
2.2.2 Cargas .....	15
2.2.3 Compensação Síncrona.....	16

2.2.4	Compensação Estática .....	16
2.2.5	Compensação SVS e SVC .....	17
2.2.6	Compensação Ideal .....	17
2.3	Quem é o Responsável pelo Fornecimento da Potência Reativa ?.....	19
2.4	Necessidade de Potência Reativa .....	20
2.5	Modelagem Técnico - Econômica dos Principais Equipamentos Produtores de Potência Reativa .....	21
2.5.1	O Modelo do Gerador Síncrono.....	23
2.5.2	O Compensador Estático .....	29

### **3. METODOLOGIA PROPOSTA DO MERCADO ELÉTRICO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA..... 31**

3.1	Introdução .....	31
3.2	Variáveis de controle e variáveis dependentes .....	32
3.3	Função Objetivo .....	33
3.4	Restrições de Igualdade .....	33
3.5	Limites da Geração de Potência Ativa .....	34
3.6	Limites da Geração de Potência Reativa .....	34
3.7	Limites de Tensão nas Barras .....	35
3.8	Capacidade dos Compensadores Estáticos .....	35
3.9	Limites da Variação de Tap.....	36
3.10	Capacidade do Sistema de Transmissão .....	36
3.10	Custos Marginais Ativos e Reativos.....	36
3.11	Modelo do Mercado da Potência Ativa e Reativa .....	39

<b>4. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E ANÁLISE DE RESULTADOS.....</b>	<b>41</b>
4.1 Introdução .....	41
4.2 Resultados Obtidos com o Sistema IEEE de 30 barras .....	42
4.3 Resultados Obtidos com o Sistema IEEE de 118 barras .....	50
4.4 Resultados Obtidos com o Sistema Sul-Sudeste Brasileiro.....	53
4.5 Análise dos Resultados .....	58
4.6 Comparação de Metodologias .....	60
<b>5. CONCLUSÕES .....</b>	<b>67</b>
5.1 Conclusões.....	67
5.2 Trabalhos Futuros .....	69
<b>APÊNDICES.....</b>	<b>70</b>
<b>A. PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQUENCIAL.....</b>	<b>71</b>
A.1 Introdução .....	71
A.2 Programação Quadrática Sequencial .....	72
A.2.1 Atualização da Matriz Hessiana da Função Lagrangiana.....	73
A.2.2 Solução da Programação Quadrática .....	74
A.2.3 Busca Linear e a Função Mérito .....	78
A.3 Exemplo numérico.....	79

<b>B. O PROGRAMA COMPUTACIONAL AMDREA.....</b>	<b>82</b>
B.1 Características e requerimentos do programa.....	82
B.2 Manual de Uso.....	84
<b>C. ARQUIVO DE DADOS PARA UM SISTEMA TESTE .....</b>	<b>88</b>
C.1 Nomenclatura.....	88
C.2 Sistema IEEE-30.....	90
C.3 Sistema IEEE-118.....	93
C.4 Sistema Equivalente Sul-Sudesde Brasileiro.....	101
<b>D. PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTA DISSERTAÇÃO .....</b>	<b>104</b>
<b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>109</b>

# LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1	Conseqüências de um manejo deficiente da potência reativa nos sistemas elétricos de potência.....	12
Tabela 2.2	Vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de equipamentos de compensação reativa para o sistema de transmissão .....	18
Tabela 2.3	Características de um compensador de potência reativa ideal. ....	19
Tabela 2.4	Requerimentos de potência reativa para a compensação com diversos fatores de potência.....	21
Tabela 3.1	Variáveis de controle e variáveis dependentes utilizadas na metodologia proposta. ....	32
Tabela 4.1	Sistema IEEE-30 - Resultados obtidos para as três condições de carga. ..	43
Tabela 4.2	Sistema IEEE30 – Condição de operação dos geradores para o caso base. ....	46
Tabela 4.3	Sistema IEEE-118 – Resultados obtidos para as três condições de carga. ....	50
Tabela 4.4	Sistema IEEE118 – Ponto de operação dos geradores para o caso base. ...	52
Tabela 4.5	Sistema SSUL – Resultados obtidos para o caso base. ....	55
Tabela 4.6	Sistema SSUL – Ponto de operação dos geradores para o caso Base. ....	57
Tabela 4.7	Sistema IEEE-30 - resultados obtidos para as diferentes metodologias para no caso Base. ....	61

Tabela 4.8	Sistema IEEE-30 – Resultados obtidos para as diferentes metodologias com a instalação de um compensador estático.....	63
Tabela A.1	Evolução do problema de otimização não linear da expressão (A.22) utilizando o método SQP.....	80

# LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1	Circuito equivalente da transmissão de potência e seu respectivo diagrama fasorial.....	13
Figura 2.1	Diagrama fasorial em estado permanente da máquina síncrona de pólos salientes. ....	24
Figura 2.2	Diagrama de capacidade de geração de um gerador síncrono. ....	27
Figura 2.3	Curva de capacidade de um gerador síncrono, mostrando a inclusão do custo de perda de oportunidade da potência ativa.....	28
Figura 3.1	Organização do mercado de potência ativa e reativa .....	39
Figura 4.1	Diagrama unifilar do sistema de teste IEEE-30.....	42
Figura 4.2	Sistema IEEE-30 – Perfil das magnitudes de tensão. ....	44
Figura 4.3	Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência ativa. ....	44
Figura 4.4	Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência reativa. ....	45
Figura 4.5	Sistema IEEE30 – Condição de operação dos geradores.....	45
Figura 4.6	Sistema IEEE30 – Perfil das magnitudes de tensão vs. variação do fator de carga.....	46
Figura 4.7	Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência ativa vs. variação do fator de carga.....	47
Figura 4.8	Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência reativa vs. fator de carga. ....	47

Figura 4.9	Sistema IEEE30 – Geração de potência ativa vs. variação do fator de carga. ....	48
Figura 4.10	Sistema IEEE30 – Geração de potência reativa vs. variação do fator de carga. ....	48
Figura 4.11	Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência ativa vs. investimento de um compensador capacitivo na barra 26. ....	49
Figura 4.12	Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência reativa vs. investimento de um compensador capacitivo na barra 26. ....	49
Figura 4.13	Sistema IEEE-118 – Perfil das magnitudes de tensão. ....	51
Figura 4.14	Sistema IEEE-118 – Custos marginais da potência ativa. ....	51
Figura 4.15	Sistema IEEE-118 – Custos marginais de potência reativa. ....	52
Figura 4.16	Sistema IEEE118 – Condição de operação dos geradores na sua respectiva curva de capacidade. ....	53
Figura 4.17	Sistema SSUL – Diagrama unifilar do sistema sul-sudeste. ....	54
Figura 4.18	Sistema SSUL – Perfil das magnitudes de tensão do caso base. ....	55
Figura 4.19	Sistema SSUL – Custos marginais da potência ativa. ....	56
Figura 4.20	Sistema SSUL – Custos marginais de potência reativa. ....	56
Figura 4.21	Sistema SSUL – Condição de operação dos geradores na sua respectiva curva de capacidade. ....	57
Figura 4.22	Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência ativa considerando as diferentes metodologias. ....	62
Figura 4.23	Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência reativa considerando as diferentes metodologias. ....	62



Figura 4.24	Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência ativa pelo investimento de um compensador estático nas diferentes metodologias. ....	64
Figura 4.25	Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência reativa pelo investimento de um compensador estático nas diferentes metodologias. ....	64
Figura A.1	Solução do problema no lineal da expressão (4.22) utilizando o método PQS. ....	81
Figura B.1	Janela de trabalho do programa computacional AMDREA.....	86
Figura B.1	Alguns resultados gráficos do programa computacional AMDREA.....	87

# ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

SEE	Sistemas de Energia Elétrica.
NERC	North American Electric Reliability Council.
FERC	Federal Energy Regulatory Commission.
FPO	Fluxo de Potência Ótimo.
OIS	Operador Independente do Sistema.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayoritario Eléctrico S.A.
PQS	Programação Quadrática Sequencial.
BFGS	Broyden - Fletcher - Goldfarb – Shanno.
AMDREA	Análise do Mercado Desregulamentado de potência Reativa E Ativa.
RAT	Regulador Automático de Tensão
SVS	Static VAr Systems.
SVC	Static VAr Compensator.
$\cos\phi$	Fator de potência da carga.
ca	Corrente alterna.
$d$	Eixos direto.
$q$	Eixo de quadratura.

$\overline{E}_{qi}$	Vetor da Tensão Interna (induzida) do gerador $i$ .
$\overline{V}_{ti}$	Vetor da Tensão Terminal do gerador $i$ .
$\delta'_i$	Ângulo entre a tensão terminal e o eixo de quadratura $q$ do gerador $i$ .
$X_{di}$	Reatâncias síncrona do eixo direto do gerador $i$ .
$X_{qi}$	Reatâncias síncrona do eixo de quadratura do gerador $i$ .
$r_i$	Resistência de Armadura do gerador $i$ .
$I_{ai}$	Corrente de Armadura do gerador $i$ .
$I_{adi}$	Componente retangular no eixo direto da corrente de armadura do gerador $i$ .
$I_{aqi}$	Componente retangular no eixo de quadratura da corrente de armadura do gerador $i$ .
$S_{Gi}$	Geração de Potência Aparente do gerador $i$ .
$P_{Gi}$	Geração de Potência Ativa do gerador $i$ .
$Q_{Gi}$	Geração de Potência Reativa do gerador $i$ .
$E_{qi}$	Magnitude da Tensão Interna (Induzida) do gerador $i$ .
$V_{ti}$	Magnitude da Tensão Terminal do gerador $i$ .
$X_i$	Reatâncias síncrona do gerador síncrono de rotor cilíndrico $i$ .
$I_{ai}^{\max}$	Máxima Corrente de Armadura do gerador $i$ .

$Q_{Gi,armadura}^{max/min}$	Máxima e mínima geração de potência reativa do gerador $i$ , com respeito à máxima corrente de armadura.
$P_{Gi,armadura}^{max/min}$	Máxima geração de potência ativa dependente da máxima corrente de armadura do gerador $i$ .
$E_{qi}^{max}$	Máxima Corrente do Rotor (Campo) do gerador $i$ .
$Q_{Gi,campo}^{max}$	Máxima geração de potência reativa dependente da máxima tensão interna do gerador $i$ .
$P_{Gi,campo}^{max}$	Máxima geração de potência reativa dependente da máxima tensão interna do gerador $i$ .
$I_{fdi}$	Corrente do Campo do do gerador $i$ .
$\delta_i'^{max}$	Máximo ângulo entre a tensão terminal e o eixo de quadratura $q$ do gerador $i$ .
$Q_{Gi,sub-excitação}^{min}$	Mínima geração de potência reativa do gerador $i$ dependente da máxima tensão interna.
$P_{Gi,sub-excitação}^{min}$	Máxima geração de potência ativa do gerador $i$ dependente da máxima tensão interna.
$P_{Gi}^{max}$	Máxima geração de potência ativa de um gerador síncrono de rotor cilíndrico $i$
$P_{Gi}^{Q,max}$	Máxima quantidade de potência ativa que um gerador $i$ pode fornecer ao mercado elétrico considerando os limites da curva de capacidade.

$n_g$	Número total de geradores.
$n_{sh}$	Número de shunt (capacitivo o indutivo).
$C_i(P_{Gi})$	Custos da geração de potência ativa do gerador $i$ .
$C_i(Q_{Gi})$	Custos da geração de potência reativa do gerador $i$ .
$Q_{Ci}$	Potência reativa (capacitiva o indutiva) do compensador estático $i$ .
$C_{Ci}(Q_{Ci})$	Custo de geração de potência reativa do compensador $i$ .
$P_{Di}$	Potência da ativa da carga na barra $i$ .
$Q_{Di}$	Potência da reativa da carga na barra $i$ .
$V_i$	Amplitude da tensão da barra $i$ .
$\delta_i$	Ângulo da tensão da barra $i$ .
$Y_{ij}$	Elemento $ij$ da matriz admitância.
$\theta_{ij}$	Ângulo de fase do elemento $Y_{ij}$ ,
$n_b$	Número de barras.
$CM_{g_{Pi}}$	Custos marginais de proporcionar potência ativa barra $i$ .
$CM_{g_{Qi}}$	Custos marginais de proporcionar potência reativa barra $i$ .
$P_{Gi}^{\min}$	Capacidade mínima de geração de potência ativa do gerador $i$ .
$V_i^{\min}$	Limites mínimo da magnitude da tensão na barra $i$ .
$V_i^{\max}$	Limites máximo da magnitude da tensão na barra $i$ .

$QSh_i^{\max}$	Capacidade máxima de geração de potência reativa do compensador estático $i$ .
$QSh_i^{\min}$	Capacidade mínima de geração de potência reativa do compensador estático $i$ .
$Tap_i^{\max}$	Capacidades máxima do variação de tap do transformador $i$ .
$Tap_i^{\min}$	Capacidades mínima do variação de tap do transformador $i$ .
$S_{ij}^{\max}$	Máxima capacidade de transferência da potência aparente do ramo $i$ .
$ S_{ij}^{\text{from}} $	Transferência da potência aparente do ramo $i$ , saída.
$ S_{ij}^{\text{to}} $	Transferência da potência aparente do ramo $i$ , chegada.
$\lambda$	Multiplicador de Lagrange para o limite de geração de potência ativa.
$\mu$	Multiplicador de Lagrange para o limite de geração de potência reativa.
$v$	Multiplicador de Lagrange para o limite da magnitude de tensão.
$\sigma$	Multiplicador de Lagrange para o limite da capacidade dos shunt.
$\tau$	Multiplicador de Lagrange para o limite da capacidade dos taps.

$\eta$	Multiplicador de Lagrange para o limite da capacidade da capacidade dos fluxos de potência aparente.
PL	Programação linear
PQ	Programação quadrática.
PNL	Programação não linear.
UFMA	Universidade Federal do Maranhão.
IEEE-30	Sistemas padrão IEEE 30 barras.
IEEE-118	Sistemas padrão IEEE 118 barras.
SSUL	Sistemas equivalente da região sul e sudeste brasileiro.
$\overline{CMg}_P$	Custos marginais médios das potências ativa.
$\overline{CMg}_Q$	Custos marginais médios das potências reativa.
KT	Equações de Kuhn-Tucker.
POG	Problema de otimização geral.
H	Matriz Hessiana da função Lagrangian

# Capítulo 1

## INTRODUÇÃO

### 1.1 Generalidades

Nos últimos anos os sistemas de energia elétrica (SEE) no mundo, e também na América do Sul, têm experimentado mudanças importantes nas suas estruturas. Os SEE estão passando de um ambiente regulamentado e baseado em uma estrutura verticalizada com concessionárias centralizadas, para um ambiente desregulamentado e descentralizado baseado nos princípios econômicos dos mercados de livre acesso (*open access markets*). É evidente que nesse novo ambiente os mercados elétricos são competitivos. Levando em conta isso, considera-se necessário analisar as metodologias de cálculo e os aspectos técnico-econômicos dos pagamentos e cargos pelo serviço de eletricidade dentro desse ambiente competitivo de forma a assegurar a viabilidade técnica e econômica dos SEE. [ILIC981][TORR99][RUDN96][HAMM99][PAUC01a][RIDE00][MARA96][MARA98]

Um maior esforço tem sido direcionado para desenvolver metodologias apropriadas para determinar a remuneração da potência ativa dos geradores. Apesar que os investimentos na geração e os custos de combustíveis representam os custos mais importantes do sistema [WOOD96], existem outros serviços com custos menores na geração e que devem ser realizados afim de manter a confiabilidade do sistema e atingir os níveis de segurança requeridos. Esses serviços são os denominados serviços auxiliares. O North American Electric Reliability Council (NERC) define os serviços auxiliares como serviços necessários que afetam a transferência de eletricidade entre os agentes vendedores e consumidores dos SEE. Esses serviços asseguram que as tensões e a frequência se encontrem dentro dos limites impostos em todo o sistema interligado.



A Federal Energy Regulatory Commission (FERC) no documento No. 888, no ano 1996, especifica seis serviços auxiliares para manter a integridade, qualidade e a segurança do serviço elétrico. Os seis serviços constituem o serviço de controle do sistema, serviço de controle de tensão e produção da potência reativa, serviço de regulação, serviço de operação da reserva girante, serviço de operação da reserva suplementar e o serviço desbalanceado da energia [TREH01]. Esses tipos de serviços auxiliares encontram-se integralmente relacionados com os aspectos da produção de eletricidade, da transmissão e da distribuição. Atualmente o operador central de um SEE coordena as diversas fontes de geração disponíveis e a sua remuneração. Relacionado com a remuneração dos geradores, está o pagamento pelos serviços auxiliares, que geralmente é uma parte representativa, mas as vezes desprezível, da remuneração total.

À medida que os SEE crescem, a colocação dispersa das fontes de geração de potência ativa, assim como as características próprias das linhas longas, trazem diversos problemas de regulação de tensão e que tem incidência sobre a capacidade de transmissão e no incremento das perdas do sistema. Dada a relação muito estreita entre o equilíbrio de potência reativa e as tensões do sistema, e considerando que a maioria dos sistemas elétricos de potência não tem instalada uma suficiente compensação de potência reativa por parte dos distribuidores, a operação dos SEE compromete a qualidade do serviço e o comportamento estático e dinâmico do sistema. Em muitos sistemas de energia elétrica, especialmente da América do Sul, os geradores indicam que para manter os níveis de tensão do sistema em valores aceitáveis, estão obrigados a operar em faixas fora do despacho econômico, visto que o sistema de potência necessita operar plantas térmicas mais caras - apesar de contar com suficiente geração hidráulica - que se encontram mais próximas dos grandes consumidores. [ETEC98][ETEC97]

De acordo com os princípios econômicos dos mercados elétricos desregulamentados de livre acesso, o objetivo global dos SEE é satisfazer a demanda do serviço elétrico com o menor custo possível garantindo adequados níveis de confiabilidade, qualidade e segurança do serviço [BILL88][LEIT91]. Para cumprir o objetivo, é necessário um tratamento eficiente do serviço de controle de tensão e produção da potência reativa.

Infelizmente, fixar o preço da potência reativa recebeu pouca atenção. Uma razão para esta negligência é a dificuldade inerente em compreender o significado da potência reativa, especialmente pelos economistas [BAUG91]. Na maioria dos SEE, ainda existe um déficit de geração de potência reativa para melhorar o perfil das tensões no sistemas elétricos, devido ao pouco incentivo econômico que apresentam as atuais tarifas para o serviço de controle de tensão e produção da potência reativa que dá o marco regulatório, e que não é atrativo para os agentes do mercado investir na compensação reativa. O FERS's NOPR indica que uma tarifa fixa para a remuneração da potência reativa não é suficiente para prover um sinal correto do preço da potência reativa [FERC95], assim como também, Berg et al. [BERG90] mostram que é inadequado e insuficiente a existência de uma política de preços de potência reativa baseado em penalidades por fator de potência pela pouca transparência na adjudicação de contratos (se eles são confidenciais) e também não é útil quando existe um poder do mercado (caso mais usual), Berg sugere que, dado o alto custo do investimento adicional para as companhias do SEE, o preço deve ser derivado a partir dos princípios econômicos baseados na teoria marginal.

Com a ajuda da teoria marginal dada em [SCHW00], muitas aplicações foram desenvolvidas para o cálculo do custo marginal da potência reativa. A primeira publicação foi feita por Baughman em [BAUG91], que desenvolve uma nova formulação de um fluxo de potência ótimo (FPO) considerando a equação de balanço da potência reativa para o cálculo em tempo real do custo marginal da potência ativa e reativa; nas referências [BAUA97][BAUB97] se apresentam outros trabalhos do autor na mesma área. Um FPO desacoplado modificado é proposto por El-Keib em [KEIB97], obtendo dois subproblemas, um ativo e um reativo; nessa proposta o objetivo do subproblema da potência reativa é minimizar o custo das perdas ativas e o custo marginal da potência reativa pode ser calculado. O custo de investimento de novos equipamentos para a compensação da potência reativa é incluído na função objetivo proposta por Chattopadhyay *et.al.* [CHAT95] para o cálculo do custo marginal da potência reativa utilizando uma versão modificada de um programa de planejamento de potência reativa. Algumas aplicações para o cálculo das taxas do pedágio ativo e reativo utilizando a teoria marginal é reportada por Li e David em [LI94].

Os resultados apresentados nos trabalhos anteriormente citados descrevem que a teoria marginal oferece incentivos a todos os consumidores para reduzir seu consumo de potência reativa, devido os preços serem sinais locais que variam de um nó ao outro na rede do SEE. Mas estes preços representam uma pequena porção do verdadeiro custo reativo requerido, devido a formulação desenvolvida pelos autores. Esses resultados indicam, para os modelos adotados, que o custo marginal da potência reativa é tipicamente menor que o 1% do custo marginal da potência ativa, em SEE bem desenhados ou na análise sem restrições [HAO97]. Na prática o custo real da potência reativa é superior àquele 1%. Essa pequena porcentagem, 1%, é considerada desprezível e portanto deixa de ser atraente a realização de investimentos em fontes de compensação de potência reativa por parte dos agentes do mercado.

Hao e Papalexopoulos na referência [HAO97] descrevem o uso do serviço da potência reativa e concluem que os custos marginais da potência reativa dependem fortemente das restrições da rede e que o custo de produção de potência reativa deve ser incluído na formulação do cálculo dos custos marginais de potência reativa, para a aplicação da teoria marginal. A modelagem do custo de produção de potência reativa não é fácil, devido a: (i) os diferentes equipamentos de geração de potência reativa, (ii) a característica geográfica local da potência reativa e (iii) a relação entre a tensão e a potência reativa [MILL82].

Algumas aplicações utilizando um tipo de custo de produção de potência reativa têm sido desenvolvidas. Dandachi *et.al.* [DAND96], supõem uma função linear ou quadrática para modelar o custo da potência reativa de cada gerador no problema da minimização da produção da potência reativa total. Choi *et.al.* na referência [CHOI98] investigam o comportamento dos custos marginais de potência ativa e reativa com a maximização do benefício social visto que o custo de produção da potência reativa é minimizado. Por outro lado Gil *et.al.* [GIL00] discutem o custo para a geração da potência reativa em função das perdas técnicas de gerar potência reativa no gerador. Moon *et.al.* em [MOO01] analisam a curva de duração do consumo da potência reativa da carga para gerar uma expressão para o custo da potência reativa. Um método para a simulação e análise da potência reativa baseado em pagamentos da capacidade e energia

reativa da potência é apresentado em [AHME00] e é proposta a terminologia de capacidade e utilização da potência reativa. Apesar do número de trabalhos realizados e dos resultados apresentados na literatura, a definição da curva do custo de produção da potência reativa e uma metodologia para obtê-la ainda continua sendo um tema em aberto.

## **1.2 Uma Visão dos Mercados Elétricos**

Os SEE vêm adotando gradualmente as novas normas legais impulsionadas pela globalização [TORR99]. Nesse sentido países como Inglaterra, Estados Unidos, entre outros, foram os pioneiros em adotar uma estrutura horizontal em substituição do anterior esquema de monopólio com uma estrutura vertical. Na América do Sul, Chile em 1982 foi o primeiro país a reformar seu setor elétrico mediante a privatização das suas concessionárias de eletricidade dando por resultado a desregulamentação do seu sistema de energia elétrica [RUDN96] [RUDN98][NASC98]. Depois do Chile, Argentina e Peru em 1992 foram os seguintes países em reformular seu setor elétrico [HAMM99] [RIDE00]. Já no caso do Brasil em 1996 começou a privatização de parte do seu setor elétrico e o processo de desverticalização ainda está em andamento. Um resumo das metodologias adotadas para o controle de tensão e produção da potência reativa nos principais mercados elétricos do mundo se apresentam a seguir [CRGS00] [DOÑA01].

### *Mercado Elétrico da Califórnia*

Neste mercado o controle de tensão e produção da potência reativa é responsabilidade do Operador Independente do Sistema (OIS), os geradores devem manter níveis de tensão dentro de limites prefixados e com um fator de potência de 0.90 para a geração de reativos e de 0.95 para a absorção de reativos. Os geradores não são remunerados se o ponto de operação do gerador fica dentro dos limites obrigatórios. Existem outros contratos de vendas de potência reativa adicional a longo prazo (Reliability Must Run). Em operação em tempo real se o OIS requer potência reativa adicional esta é solicitada aos geradores e a compensação é feita utilizando tarifas predefinidas por o OIS e os geradores. Existem penalizações quando os geradores não respeitam os limites obrigatórios e quando não fornecem a potência reativa adicional.

### *Mercado Elétrico da Inglaterra*

No mercado elétrico da Inglaterra o controle de tensão e produção da potência reativa é remunerado tanto pela capacidade (MVar) como pela energia (MVar-h) de potência reativa. Os integrantes do mercado de potência reativa são os geradores com uma capacidade maior de 50 MW e com um fator de potência de 0.85 para a geração de reativos e de 0.95 para a absorção de reativos. A monitorização de potência reativa é feita a cada 30 minutos (MVar-h). Só os geradores participam no mercado, mas não os equipamentos de compensação de potência reativa no sistema de transmissão (compensadores shunt, SVC's, etc.). No mercado existem diferentes tipos de mecanismos de pagamento. Atualmente se tem as Tarifas Estabelecidas e Mercado de Ofertas. Nas Tarifas Estabelecidas existem pagamentos por capacidade baseados em tarifas zonais estabelecidas segundo a necessidade de geração ou absorção de potência reativa e também um pagamento nacional pela utilização de energia de potência reativa. No Mercado de Ofertas o OIS solicita as ofertas do serviço de potência reativa dos geradores a cada seis meses, as ofertas são para pelo menos um ano, para capacidade e energia, e pode ser complexa, com diferentes traços de quantidades e preços. As ofertas se adjudicam segundo as necessidades de potência reativa e os preços de ofertas.

### *Mercado Elétrico da Suécia*

No mercado elétrico da Suécia o controle de tensão e produção da potência reativa é obrigatório e não é remunerado, os geradores hidráulicos devem ter uma capacidade de geração de potência reativa (MVar) até 1/3 da capacidade máxima da potência ativa (MW) e uma capacidade de absorção de potência reativa (MVar) até 1/6 da capacidade máxima da potência ativa (MW). Por outro lado, os geradores térmicos e nucleares devem ter uma capacidade de geração de potência reativa (MVar) até 1/3 da capacidade máxima da potência ativa (MW) e uma capacidade de absorção de potência reativa (MVar) nula.

### *Mercado Eléctrico da Noruega*

Neste mercado elétrico o controle de tensão e produção da potência reativa também é obrigatório e não remunerado, exceto quando a geração de potência reativa requerida pelo sistema excede a capacidade de geração de potência reativa (MVar) de 2/5 da capacidade máxima da potência ativa (MW) ou uma capacidade de absorção de potência reativa (MVar) de 1/5 da capacidade máxima da potência ativa (MW), neste caso o pagamento é fixado em US\$ 2.38/MVar-h.

### *Mercado Eléctrico da Argentina*

No mercado elétrico argentino, o controle de tensão e produção da potência reativa é responsabilidade do OIS, a *Compañia Administradora del Mercado Mayoritario Eléctrico S.A.* (CAMMESA). Os geradores devem manter níveis de tensão nas barras do sistema fixados em um valor dado pela CAMMESA e prover até o 90% do limite de potência reativa segundo a curva de capacidade P-Q de cada gerador. As concessionárias de transmissão tem que manter a variação de tensão dentro do 3% do valor nominal para o sistema de 500 kV e 5% para sistemas de 220 kV e 132 kV. As concessionárias de distribuição devem alcançar um acordo com as concessionárias de transmissão sobre qual deve ser o seu fator de potência. Existem diversas penalidades segundo o tipo de descumprimento.

## **1.3 Formulação do Problema**

Os geradores síncronos são considerados não só as principais fontes de potência reativa, também têm a grande responsabilidade de manter um adequado perfil de tensões em todo o SEE e uma frequência constante [ARRI91][BERG00][GRAI94]. Em um mercado elétrico competitivo os geradores podem fornecer a compensação de potência reativa se são remunerados pelo serviço mediante a perda de oportunidade na comercialização da sua potência ativa [ILIC99]. Baseado neste conceito, uma formulação flexível para o cálculo do custo de produção de potência reativa pode ser desenvolvida [ILIC99][LAMO99] e ainda formular-se uma metodologia para o cálculo dos custos marginais ativos e reativos.

Uma modelagem detalhada do gerador síncrono é necessário para o cálculo do custo de produção da potência reativa. As restrições na capacidade de geração, dada pela curva de capacidade do gerador, têm um papel importante no cálculo do custo de produção da potência reativa. [ILIC99][LAMO99][BHAT01]

## **1.4 Objetivos**

Desenvolver uma metodologia computacional para a quantificação do custo do serviço de controle de tensão e produção da potência reativa no SEE sob a filosofia dos mercados elétricos competitivos.

Implementar e aplicar a metodologia proposta a sistemas de potência de teste e reais tais como os sistemas elétricos no Brasil.

Aprofundar no conhecimento e desenvolvimento de técnicas de análise envolvendo as características estáticas e dinâmicas na problemática dos serviços auxiliares com ênfase no custo da potência ativa e reativa.

Aplicar técnicas convencionais de otimização e técnicas emergentes como a inteligência artificial para resolver problemas relacionados com os modernos sistemas elétricos desregulamentados e os mercados elétricos competitivos.

Desenvolver ferramentas computacionais interativas e gráficas para a análise de mercados elétricos competitivos.

## **1.5 Justificativa e Metodologia**

Dentro dos mercados elétricos competitivos tem uma grande importância o tema dos serviços auxiliares, sendo um dos tópicos fundamentais a discussão do custo econômico de incorporar eficientemente esses serviços no quadro regulatório.

Atualmente existe um interesse crescente no desenvolvimento de metodologias para a determinação e quantificação dos diversos serviços auxiliares. Na atualidade existem vários sistemas elétricos de potência, por exemplo os sistemas na América do

Sul, que não têm um adequado manejo para o pagamento pelos serviços auxiliares. A medida que cresce o serviço de energia elétrica devido ao aumento de carga, expansão do sistema de transmissão e interligação com outros sistemas, é necessário que dentro dos aspectos regulatórios possam estar incluídas metodologias adequadas para a quantificação dos serviços auxiliares. Um dos serviços auxiliares dos sistemas de energia elétrica que está sendo considerado como um dos mais importantes, é o custo do serviço de potência reativa e controle de tensão.

Neste trabalho formula-se uma metodologia para o cálculo dos custos marginais da potência reativa considerando um mercado elétrico competitivo. Também é proposta uma formulação para o cálculo do custo de produção de potência reativa mediante um modelo não linear representando a perda de oportunidade na comercialização de potência ativa. Um modelo detalhado dos limites de corrente de armadura, corrente campo e de sub-excitação dos geradores síncronos do rotor cilíndrico é considerado na formulação da máquina síncrona.

A metodologia proposta para o cálculo dos custos marginais tem como objetivo dar sinais econômicas para incentivar aos geradores do mercado elétrico a participar de um novo mercado de potência ativa e reativa. A metodologia também pretende incentivar aos distribuidores e grandes consumidores a investir em compensação reativa no sistema.

Os custos marginais de potência ativa e reativa são calculados mediante um fluxo de potência ótimo, o qual utiliza uma técnica de programação quadrática seqüencial (PQS) com uma aproximação da matriz Hessiana pelo método de otimização não linear de segunda ordem BFGS (Broyden - Fletcher - Goldfarb - Shanno) [RAO96][SHER93].

## **1.6 Estrutura do Trabalho**

Este trabalho está organizado da seguinte forma:

No Capítulo 2, é apresentado um breve resumo da origem da problemática da potência reativa, assim como as características dos diferentes tipos de compensação de potência reativa, vantagens e desvantagens. Também são apresentadas os aspectos



relevantes na modelagem elétrica e econômica dos elementos mais comuns da produção de potência reativa, por exemplo, o gerador síncrono e os compensadores estáticos, procurando uma metodologia para o cálculo do custo da produção da potência reativa.

No Capítulo 3 apresenta-se uma metodologia para o cálculo dos custos marginais de potência ativa e reativa no SEE, a qual tem como objetivo determinar sinais econômicos para incentivar aos geradores a participar dentro de um mercado de potência ativa e reativa.

No Capítulo 4 reportam-se os resultados dos testes realizados utilizando o software AMDREA (Análise do Mercado Desregulamentado de potência Reativa E Ativa) o qual foi desenvolvido levando em conta a metodologia proposta, como parte do presente trabalho. Os sistemas de teste adotados são: IEEE de 30 barras, IEEE de 118 barras e um sistema equivalente reduzido do sistema Sul-Sudeste brasileiro composto de 36 barras. A metodologia proposta também é comparada com outras duas metodologias propostas na literatura para o cálculo dos custos marginais de potência ativa e reativa.

Finalmente, no Capítulo 5, as conclusões e considerações finais deste trabalho.

## Capítulo 2

# O PROBLEMA DA POTÊNCIA REATIVA NOS SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

### 2.1 Introdução

Em um sistema elétrico de potência procura-se que: a tensão e a frequência de cada barra deve ser constante, não deve ter harmônicos e apresentar um fator de potência próximo de um nos consumidores. Em especial, deveria cumprir-se que essas exigências fossem independentes do tipo e tamanho dos consumidores.

A partir do fator de potência das cargas, pode-se ter uma noção da qualidade do suporte de energia elétrica em termos de quão perto se encontra o fator de potência de 1.0. E no caso de sistemas trifásicos o balanço das correntes e tensões de fase são também um importante reflexo da qualidade do serviço.

Por outro lado, os fluxos de potência ativa e reativa devem ser cuidadosamente controlados para que o SEE se mantenha dentro dos limites aceitáveis de tensão. De forma particular, os fluxos de potência reativa podem dar origem a uma mudança substancial nas tensões no sistema de transmissão, porque o OIS deverá tratar de manter balanceado o nível de reativos entre os geradores e os centros de consumo. Ao contrário da frequência do sistema, a qual é considerada constante através dos distintos setores de um sistema interligado, as tensões registradas em pontos distintos do SEE formam um perfil de tensões, o qual está relacionado unicamente com o consumo predominante de potência ativa e reativa em cada ponto.

Se houver déficit de potência reativa, o sistema de potência tenderá a apresentar um perfil baixo de tensões chegando ao extremo de ter problemas de estabilidade de tensão e ter um grande incremento no nível de perdas. No caso do SEE ter excesso de potência reativa, os barramentos podem apresentar perigosas altas tensões que inclusive chegariam a comprometer o isolamento dos equipamentos.

Para disponibilizar, na fase da operação do sistema de energia elétrica, de equipamentos adequados para o controle da potência reativa, tanto em localização como em dimensionamento, é necessário fazer estudos de planejamento da expansão da rede elétrica com suficiente antecedência. Esses estudos devem estar coordenados com a expansão da geração, transmissão e distribuição, e com os projetos de redução de perdas e manejo da demanda, para conseguir assim a melhor eficiência possível desde o ponto de vista técnico, econômico e financeiro.

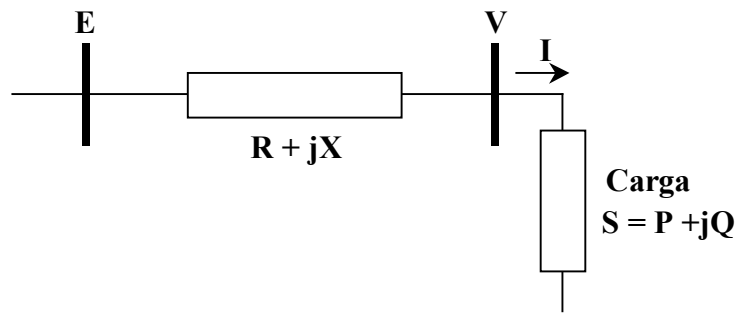
## 2.2 Métodos de Geração de Potência Reativa

Um deficiente manejo da potência reativa nos sistemas elétricos de potência origina as conseqüências apresentadas na Tabela 2.1

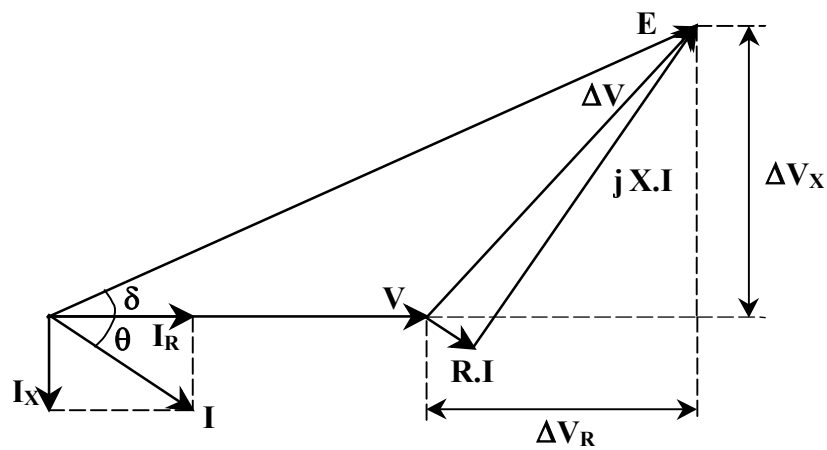
<b>Conseqüências</b>
Aumento das perdas técnicas de potência ativa.
Sub-tensões ou sobretensões e em conseqüência falta de qualidade da energia elétrica.
Pode ocasionar instabilidade de tensão e o conseqüente colapso do sistema.
Necessidade de uma capacidade adicional de geração, transmissão e distribuição.
Aumento dos custos operacionais pela necessidade de operar plantas com maior custo de produção com a finalidade de compensar a insuficiente potência reativa.

Tabela 2.1 Conseqüências de um manejo deficiente da potência reativa nos sistemas elétricos de potência

A regulação da tensão é definida como a razão entre a magnitude da tensão e a variação da corrente de carga. Isto é causado pela queda da tensão no suporte da corrente de carga devido a sua impedância. O sistema elétrico pode ser representado por um circuito equivalente Thevenin, como se apresenta na Figura 1.1.a.



(a) Circuito de transmissão da potência através de uma impedância



(b) Diagrama fasorial correspondente

Figura 1.1 Circuito equivalente da transmissão de potência e seu respectivo diagrama fasorial.

Na ausência de um compensador estático, a variação da tensão causada pela corrente de carga,  $I$ , é apresentada na figura 1.1.b.

Da Figura 1.1.b pode-se escrever:

$$\bar{E} = \bar{V} + \bar{\Delta V} \quad (2.1)$$

$$E^2 = (V + \Delta V_R)^2 + \Delta V_X^2 \quad (2.2)$$

De onde:

$$E^2 = (V + RI \cos \theta + XI \sin \theta)^2 + (XI \cos \theta - RI \sin \theta)^2 \quad (2.3)$$

Lembrando:

$$\begin{aligned} P &= VI \cos \theta \\ Q &= VI \sin \theta \end{aligned} \quad (2.4)$$

Onde

$$E^2 = \left(V + \frac{RP}{V} + \frac{XQ}{V}\right)^2 + \left(\frac{XP}{V} - \frac{RQ}{V}\right)^2 \quad (2.5)$$

Por analogia entre as equações (2.5) e (2.2), resulta:

$$\begin{aligned} \Delta V_R &= \frac{RP}{V} + \frac{XQ}{V} \\ \Delta V_X &= \frac{XP}{V} - \frac{RQ}{V} \end{aligned} \quad (2.6)$$

Para transmitir potência reativa de um ponto a outro é preciso ter uma diferença de tensão entre o nó emissor e o receptor. O fato de transmitir grandes quantidades de potência reativa resulta em um aumento das perdas de potência ativa e inclusive origina tensões muito baixas, tudo isso compromete a qualidade da energia e a segurança e confiabilidade na operação do sistema de potência. O ideal é não transmitir potência reativa, mas é impossível na prática.

A potência reativa, ao contrario da potência ativa, não requer ser transmitida em sua totalidade, sendo mais eficiente produzi-la no mesmo local onde ela vai ser consumida [FETEA00].

A seguir se apresentam as características dos principais equipamentos de geração e consumo de potência reativa. [GUER96]

### **2.2.1 Geradores Síncronos**

Os geradores elétricos síncronos estão entre os principais produtores de potência reativa nos sistemas de energia elétrica, esses geradores têm a capacidade de gerar ou consumir potência reativa. Assim por exemplo, um dos controladores do SEE, o regulador de tensão (RAT) tem a grande capacidade de, além de regular a tensão, produzir potência reativa capacitiva ou indutiva segundo a necessidade do sistema de potência. Por exemplo, os grupos térmicos têm a grande habilidade de absorver potência reativa até 35% de sua capacidade nominal de potência ativa, se for necessário. Por outro lado, os grupos hidráulicos absorvem potência reativa até um 7% de sua capacidade nominal, ou seja, muito menos que os grupos térmicos. Mas esse tipo de controle de tensão realizado pelo RAT está limitado a alguns pontos particulares do sistema elétrico, especificamente naquelas que se encontram próximas de um gerador.

A regulação de tensão mediante os geradores síncronos pode ser ineficiente ou insuficiente para aqueles barras do sistema que se encontram longe de um gerador, dado que os limites reais de variação de sua potência reativa pode resultar insuficiente para ter alguma efeito importante no estado do sistema. Portanto, unicamente o gerador síncrono não seria capaz de resolver o problema das variações de tensão no sistema.

### **2.2.2 Cargas**

Para os sistemas de distribuição, o consumo de potência reativa pelos alimentadores em média tensão e pelas linhas de distribuição em baixa tensão não é muito importante. Entretanto, o efeito capacitivo é menor e os alimentadores são em mínimo superiores ao das linhas de transmissão em alta tensão

As cargas são os principais consumidores de potência reativa. Essas cargas podem ser do tipo residencial ou industrial, ou também um sistema de compensação de potência reativa instalado em uma subestação de distribuição.

As cargas podem diferenciar-se umas das outras por meio de seu fator de potência. Esse fator depende diretamente do tipo de equipamento elétrico, por exemplo, um motor elétrico produz campos magnéticos os quais implicam absorção de potência reativa. Essa absorção é penalizada economicamente nos SEE mediante um pagamento dependente do fator de potência da carga quando ultrapassa um valor de fator de potência pré-definido em contrato. Para neutralizar esta absorção, cada consumidor tem a possibilidade de conectar, por exemplo, um banco de condensadores estáticos, de tal forma a gerar potência reativa durante a operação de seus motores.

### **2.2.3 Compensação Síncrona**

A compensação síncrona consiste no uso de geradores síncronos especialmente desenhados, os quais, uma vez que chegaram a sua velocidade de operação e foram sincronizados ao sistema de potência, podem produzir potência reativa sem gerar potência ativa. Nesta forma de operação a geração de potência reativa é realizada com rapidez, em contrapartida a compensação síncrona não é muito econômica. Uma desvantagem da compensação síncrona é que o investimento inicial e o custo de manutenção são elevados, por essa razão é pouco usado nos sistemas elétricos modernos.

### **2.2.4 Compensação Estática**

O equipamento de compensação estática é usualmente instalado em lugares próximos dos consumidores, para desta forma ter um controle direto do consumo reativo. Dentre os meios de compensação estática se encontram os capacitores e os reatores. O equipamento de compensação estática pode-se conectar em paralelo ou em série. Os compensadores estáticos conectados em paralelo são usados primordialmente para fornecer potência reativa no sistema, por outro lado, os compensadores estáticos em série se usam basicamente para reduzir a impedância da linha e aumentar a capacidade de transmissão.

Os reatores em paralelo são utilizados geralmente fora do horário de máxima demanda, de forma a consumir a potência reativa exigida para manter as tensões dentro de limites considerados seguros.

Na prática os capacitores ou os reatores podem ser divididos em seções paralelas que são acionadas separadamente, obtendo-se variações discretas de acordo com os requerimentos de potência reativa do sistema. Na maioria dos casos os compensadores estáticos se conectam ao enrolamento terciário dos transformadores de potência ou diretamente nas barras de distribuição.

### **2.2.5 Compensação SVS e SVC**

Os SVS (Static VAR Systems) apresentam vantagem de velocidade e dinâmica de regulação, assim como viabilidade de instalação em zonas distantes dos centros de produção. Esses equipamentos se conectam em série com os condutores da linha e se utilizam para reduzir a reatância indutiva entre o ponto de suporte elétrico e a carga, quando seu comportamento é capacitivo.

Os SVC (Static VAR Compensator) são similares aos condensadores síncronos, usados para prover ou absorver potência reativa. Seus elementos não tem partes rolantes, só tem partes estáticas. Esta é composta de reatores e capacitores em paralelo.

### **2.2.6 Compensação Ideal**

Um compensador ideal se poderia definir como um mecanismo capaz de ser conectado em um ponto do sistema (por exemplo em paralelo da carga) e cumprir as três funções seguintes:

- Melhorar o fator de potência (próximo do unitário);
- Eliminar (ou reduzir a níveis aceitáveis) as variações das tensões; e
- Balancear as correntes e tensões de fase.



Um resumo das vantagens e desvantagens dos principais equipamentos de compensação estática de potência reativa utilizada nos SEE se apresentam na Tabela 2.2. [MILL82]

<b>Equipamento de compensação</b>	<b>Vantagens</b>	<b>Desvantagens</b>
Shunt indutivo	Princípio simples. Fácil instalação.	Valores fixos.
Shunt capacitivo	Princípio simples. Fácil instalação.	Valores fixos. Transitórios por comutação.
Compensador Síncrono	Capacidade útil para sobrecarga. Completamente controlável. Baixos harmônicos.	Alto requerimento de manutenção. Resposta de controle lenta . Funcionamento sensível da localização. Requer investimentos elevados.
Capacitor série	Princípio simples. Funcionamento sensível da localização.	Requer proteção para sobretensões . Filtro de sub-harmônicos.
SVC	Resposta de controle rápida. Completamente controlável. Podem ser rapidamente reparados .	Gera harmônicos. Funcionamento sensível a localização.

Tabela 2.2 Vantagens e desvantagens dos diferentes tipos de equipamentos de compensação reativa para o sistema de transmissão

O compensador ideal não deveria eliminar as distorções harmônicas existentes nas correntes ou tensões do suporte de energia (esta função corresponde aos filtros de harmônicos), mas também, não deveria gerá-las.

Uma propriedade importante do compensador ideal é que tem a capacidade de responder às três funções instantaneamente. O conceito de resposta instantânea requer a definição de fator de potência e do desequilíbrio instantâneo por fase.

O compensador de potência reativa ideal não deveria consumir potência reativa, pois não é um gerador de perdas. As principais características de um compensador ideal apresentam-se na Tabela 2.3.

<b>Compensador Ideal</b>
Gerar uma quantidade controlável e variável da potência de acordo aos requerimentos de carga e sem retardo.
Apresentar uma característica de tensão constante nos terminais.
Ser capaz de operar independentemente nas três fases.

Tabela 2.3 Características de um compensador de potência reativa ideal.

### **2.3 Quem é o Responsável pelo Fornecimento da Potência Reativa ?**

O sistema elétrico de potência está composto por vários participantes ou agentes, seja geradores, transmissores, distribuidores ou consumidores finais, e cada um deles tem uma responsabilidade na qualidade do serviço. Por outro lado, na literatura existem algumas referências que indicam que é possível estabelecer aproximadamente a responsabilidade que tem cada agente.

Se uma unidade geradora está sendo utilizada para a regulação de tensão (autorizado pelo OIS), pode-se dizer que é a responsável pela qualidade da eletricidade no ponto de interligação com a rede de transmissão e dentro da região de influência do gerador em questão. [GUER96]

Para o transformador o consumo de potência reativa é considerado constante dentro dos limites de operação do equipamento. O transformador não é considerado como um método optativo de respaldo ao sistema de potência em termos de potência reativa, senão como uma parte do sistema, como uma constante a mais do sistema de transmissão da mesma maneira que as linhas de transmissão. Os transformadores são usados para controlar outros parâmetros de qualidade da corrente elétrica, por exemplo, segundo a possibilidade da variação de taps que disponha.

Em geral, toda carga tem a sua própria característica de demanda de potência reativa, a qual pode ser variável dentro de uma faixa de variação. Em algumas cargas essa faixa de variação é bem mais ampla que para outras. Em todos os casos, a variação na demanda de potência reativa causa variação da tensão no ponto de venda de energia, o qual interfere com a operação eficiente do resto das cargas interligadas nesse ponto. Uma forma de regulação do consumo de potência reativa é feita mediante uma tarifação que incentive a co-geração das concessionárias distribuidoras e eventualmente também consiga incentivar aos grandes consumidores. Segundo isso a regulação do controle da tensão e produção de potência reativa é um assunto importante, e às vezes crítico, para os agentes de controle do sistema de potência.

## **2.4 Necessidade de Potência Reativa**

Para poder ter uma idéia dos custos associados com o problema da geração e absorção de potência reativa, se faz necessário quantificar de alguma maneira os níveis de compensação de potência reativa de maneira de não sobre-dimensionar o sistema e suas necessidades.

A Tabela 2.4 apresenta as faixas de um compensador por unidade de potência aparente e para diversos fatores de potência. A carga pode ser parcialmente compensada, sendo que o grau de compensação reativa está determinado por uma decisão essencialmente econômica, no qual trata-se de balancear o custo de capital do compensador e o custo de obter a potência reativa do sistema de geração por uma eventual existência de multas associadas ao consumo com fator de potência abaixo de um certo limite num determinado período de tempo. [MILL82]

O compensador puramente reativo pode eliminar variações de tensão causadas pelas mudanças na potência ativa e reativa da carga. Na prática, a compensação reativa não pode manter ao mesmo tempo a tensão constante e o fator de potência unitário.

<b>Fator de Potência da Carga (<math>\cos\phi</math>)</b>	<b>Faixa de Compensação <math>Q_T</math> (por unidade da faixa de Potência Aparente da Carga)</b>
1.00	0.000
0.95	0.312
0.90	0.436
0.80	0.600
0.60	0.800
0.40	0.917
0.00	1.000

Tabela 2.4 Requerimentos de potência reativa para a compensação com diversos fatores de potência

## **2.5 Modelagem Técnico - Econômica dos Principais Equipamentos Produtores de Potência Reativa**

O manejo da potência reativa se efetua mediante: (a) o controle da tensão de geração dos geradores, (b) controle de tensão em barras de carga mediante os transformadores com tap variável sob carga, e (c) o controle dos equipamentos de compensação reativa (compensadores estáticos tanto capacitivos como indutivos). Esse manejo da potência reativa é realizado com o objetivo de conseguir um adequado ponto de funcionamento do sistema de potência, tanto no aspecto econômico (minimização de perdas, maximizar o armazenamento de energia, minimizar os custos de combustíveis, etc.) como no aspecto da qualidade da energia e segurança do SEE.

As concessionárias de transmissão bem como as geradoras têm boas razões para transmitir somente o mínimo possível de potência reativa. Ao produzir, transmitir ou distribuir potência reativa, os equipamentos de geração, transmissão e distribuição não podem ser utilizados com máxima eficiência, e além disso, o controle da tensão pode ser mais difícil.

Para quantificar o custo associado com a compensação reativa é necessário calcular o custo que tem para o gerador o fato de não trabalhar no seu ponto de operação ótimo. Uma forma válida de calcular o custo de produção da compensação reativa é quantificar a quantidade de potência ativa que se está deixando de gerar segundo o preço

em barra e o tempo de operação nestas condições. Outro problema é que, além da potência ativa que se está deixando de produzir, existem outros custos associados tais como os desgastes prematuros da máquina pelo sobreaquecimento da excitatriz, que é de difícil quantificação devido que não se pode saber com certeza a perda de vida útil que se tem nestas condições de operação a menos que o fabricante o especifique. Neste trabalho essas perdas são consideradas desprezíveis.

Já no caso da compensação estática (capacitiva e indutiva), o custo associado com a produção da potência reativa é equivalente ao custo de investimento do equipamento e a depreciação que sofrem os compensadores envolvidos ao longo de sua vida útil. Dentro do custo de investimento dos compensadores, além do custo dos capacitores estáticos, considera-se os custos das instalações, do terreno ocupado e dos elementos adicionais tais como os interruptores especiais usados para ter uma compensação que acompanhe as variações no requerimento de potência reativa do sistema. Em geral, este tipo de compensador não tem custo variável de operação, devido serem elementos estáticos e o custo não depender do fluxo de potência nem da energia. É por isso que só é considerado seu custo de investimento e de manutenção. Segundo estes custos associados se poderia obter um custo por MVAr, o que finalmente deverá absorver as responsabilidades da sua geração.

Por outro lado, a compensação reativa de um transformador teria que ser remunerado levando em conta também o desgaste de variação de tap utilizado ao longo da sua vida útil, mas esse valor é difícil de calcular-se e geralmente não se leva em conta. Na maioria dos casos o custo de compensação devido aos transformadores inclui-se dentro do custo do pedágio de transmissão.

Tanto os geradores síncronos como os compensadores estáticos são as principais fontes de produção de potência reativa, portanto, tais equipamentos serão analisados a seguir com maior detalhamento nos seus aspectos técnicos e econômicos.

### 2.5.1 O Modelo do Gerador Síncrono

A máquina síncrona que opera como gerador de corrente alternada (ca) impulsionada por uma turbina para converter a energia mecânica em energia elétrica é a principal fonte de geração de potência elétrica no mundo. A operação de um gerador síncrono depende de sua potência ativa, potência reativa e da tensão terminal, formando uma região usualmente chamada curva de capacidade (*capability curve*) do gerador [ANDE93][VAN98][LOF95]. Essa curva de capacidade descreve a região de operação sob condições estáveis e é utilizada pelos operadores das usinas geradoras com a finalidade de obter uma operação adequada do gerador síncrono.

Uma aproximação da curva de capacidade é obtida adotando limites fixos em algumas das grandezas de operação da unidade geradora. Essa curva aproximada geralmente é usada para o cálculo do fluxo de potência [ARRI91][BERG00][GRAI94][MONT83] e em alguns casos para o cálculo dos custos marginais de potência ativa e reativa [BAUG91][KEIB97][CHAT95][LI94][DAND96][CHOI98][GIL00][AHME00].

#### *Características elétricas*

Levando em conta a equação de estado permanente da máquina síncrona, mostrada na equação (2.7), pode-se representar o diagrama fasorial correspondente mostrado na Figura 2.1.

$$\bar{E}_{qi} \angle \delta_i' = \bar{V}_{ti} + r_i \bar{I}_{ai} + jX_{qi} I_{aqi} \angle \delta_i' + jX_{di} I_{adi} \angle \delta_i' \quad (2.7)$$

Em que  $d$  e  $q$  são os eixos direto e de quadratura respectivamente,  $\bar{E}_{qi}$  é o vetor da tensão interna (induzida) do gerador  $i$ ,  $\bar{V}_{ti}$  é o vetor da tensão terminal do gerador  $i$ ,  $\delta_i'$  é o ângulo entre a tensão terminal e o eixo de quadratura  $q$  do gerador  $i$ ,  $X_{di}$  e  $X_{qi}$  são as reatâncias síncrona do eixo direto e de quadratura do gerador  $i$ ,  $r_i$  é a resistência de armadura do gerador  $i$  e  $I_{ai}$  representa a corrente de armadura,  $I_{adi}$  e  $I_{aqi}$  são as componentes retangulares nos eixos direto e quadratura da corrente de armadura do gerador  $i$ . [BERG00][ANDE93][VAN98]

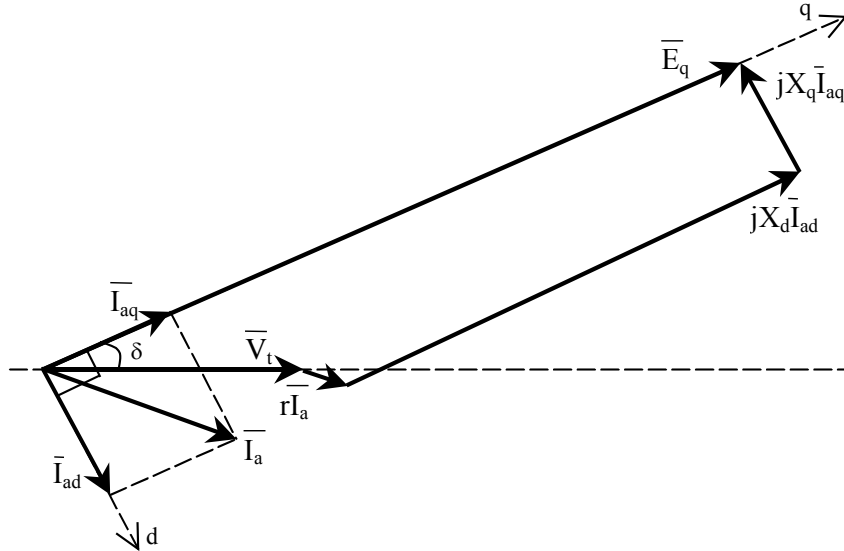


Figura 2.1 Diagrama fasorial em estado permanente da máquina síncrona de pólos salientes.

Da equação (2.7) pode-se calcular a potência ativa e reativa para o gerador síncrono  $i$ , lembrando que  $S_{Gi} = P_{Gi} + jQ_{Gi} = V_{ti} I_{ai}^*$ , como se apresenta na equação (2.8) (se a resistência de armadura  $r_i$  é desprezada). [BERG00][ANDE93][VAN98].

$$\begin{aligned}
 P_{Gi} &= \frac{V_{ti} E_{qi}}{X_{di}} \sin \delta_i' + \frac{V_{ti}^2}{2} \left( \frac{1}{X_{qi}} - \frac{1}{X_{di}} \right) \sin 2\delta_i' \\
 Q_{Gi} &= \frac{V_{ti} E_{qi}}{X_{di}} \cos \delta_i' - V_{ti}^2 \left( \frac{\cos^2 \delta_i'}{X_{di}} + \frac{\sin^2 \delta_i'}{X_{qi}} \right)
 \end{aligned}
 \tag{2.8}$$

Onde  $P_{Gi}$  e  $Q_{Gi}$  são a geração de potência ativa e reativa do gerador  $i$ ,  $E_{qi}$  é a magnitude da tensão interna (induzida) do gerador  $i$ ,  $V_{ti}$  é a magnitude da tensão terminal do gerador  $i$ . A formulação para um gerador síncrono de rotor cilíndrico  $i$  é obtida fazendo as reatâncias síncronas dos eixos  $d$  e  $q$ , iguais, ou seja,  $X_i = X_{di} = X_{qi}$ , como é mostrado na equação (2.9). [LOF95]

$$\begin{aligned}
P_{Gi} &= \frac{V_{ti} E_{qi}}{X} \sin \delta'_i \\
Q_{Gi} &= \frac{V_{ti} E_{qi}}{X} \cos \delta'_i - \frac{V_{ti}^2}{X}
\end{aligned} \tag{2.9}$$

Baseado na equação (2.9), os limites máximo e mínimo de geração de potência reativa do gerador  $i$ , tanto para um gerador síncrono de pólos salientes como de rotor cilíndrico, com respeito à máxima corrente de armadura, denotada por  $I_{ai}^{\max}$ , são mostrados na equação (2.10).

$$Q_{Gi,armadura}^{\max/\min} = \pm \sqrt{(V_{ti} I_{ai}^{\max})^2 - P_{Gi}^2} \tag{2.10}$$

Da equação (2.10) a máxima geração de potência ativa dependente da máxima corrente de armadura é dada pela equação (2.11).

$$P_{Gi,armadura}^{\max} = \sqrt{(V_{ti} I_{ai}^{\max})^2 - Q_{Gi}^2} \tag{2.11}$$

O limite máximo de corrente de campo, para um gerador síncrono de rotor cilíndrico  $i$ , pode ser deduzido da equação (2.9), para uma magnitude da tensão interna máxima correspondente à máxima corrente do rotor (campo), denotada por  $E_{qi}^{\max}$  como se indica na equação (2.12).

$$Q_{Gi,campo}^{\max} = -\frac{V_{ti}^2}{X_i} + \frac{1}{X_i} \sqrt{(V_{ti} E_{qi}^{\max})^2 - (X_i P_{Gi})^2} \tag{2.12}$$

Da equação (2.12), a máxima geração de potência ativa dependente da máxima tensão interna do gerador  $i$ , é dada pela equação (2.13).

$$P_{Gi,campo}^{\max} = \sqrt{\left(\frac{V_{ti} E_{qi}^{\max}}{X_i}\right)^2 - \left(Q_{Gi} + \frac{V_{ti}^2}{X_i}\right)^2} \tag{2.13}$$

Cabe ressaltar que no sistema em por unidade (pu),  $E_{qi}$  pode, se a saturação é desprezada, ser igual à corrente do campo  $I_{fdi}$  para o gerador  $i$ .



O limitador de sub-excitação limita o máximo  $\delta_i'$  mediante o incremento dos níveis de excitação para anular a perda de sincronismo do gerador  $i$ . Se  $\delta_i'^{\max}$  é o máximo ângulo  $\delta_i'$ , o limite mínimo de geração de potência reativa para o limitador de sub-excitação pode ser deduzido da equação (2.9) como é mostrado na equação (2.14).

$$Q_{Gi, \text{sub-excitação}}^{\min} = \frac{P_{Gi}}{\tan \delta_i'^{\max}} - \frac{V_{ti}^2}{X_i} \quad (2.14)$$

Da expressão (2.14) a máxima geração de potência ativa do gerador  $i$  dependente da máxima tensão interna é dada pela equação (2.15).

$$P_{Gi, \text{sub-excitação}}^{\min} = \left( Q_{Gi} + \frac{V_{ti}^2}{X_i} \right) \cdot \tan \delta_i'^{\max} \quad (2.15)$$

Quando o valor de  $V_{ti}$  é igual a sua tensão nominal ( $V_{Nti}$ ), para cada gerador  $i$ , a máxima corrente de armadura  $I_{ai}^{\max}$  e a máxima tensão interna  $E_{qi}^{\max}$  são 5% e 10% acima dos seus valores nominais, respectivamente. Por outro lado, o  $\delta_i'^{\max}$  normalmente se encontra entre 70° e 85°.

Para a tensão terminal nominal  $V_{Nti}$  do gerador  $i$ , o limite da máxima de corrente de armadura (ver equação 2.10) é um círculo centrado na origem e de rádio igual a  $V_{Nti} I_{ai}^{\max}$ . O limite máximo da corrente de campo corresponde a um círculo com centro no ponto ( $P_{Gi} = 0, Q_{Gi} = -V_{Nti}^2/X_i$ ) e rádio igual a  $V_{Nti} E_{qi}^{\max}/X_i$  (ver equação 2.12) e o limitador de sub-excitação é uma reta com um coeficiente angular igual a  $1/(\tan \delta_i'^{\max})$  e passa pelo centro do limite máximo da corrente de campo (ver equação 2.14). Os três gráficos formam a curva de capacidade do gerador síncrono de rotor cilíndrico, mostrado na Figura 2.2.

A máxima geração de potência ativa de um gerador síncrono de rotor cilíndrico pode ser deduzido da equação (2.11) e da Figura 2.2, como se mostra na equação (2.16).

$$P_{Gi}^{\max} = V_{Nti} I_{ai}^{\max} \quad (2.16)$$

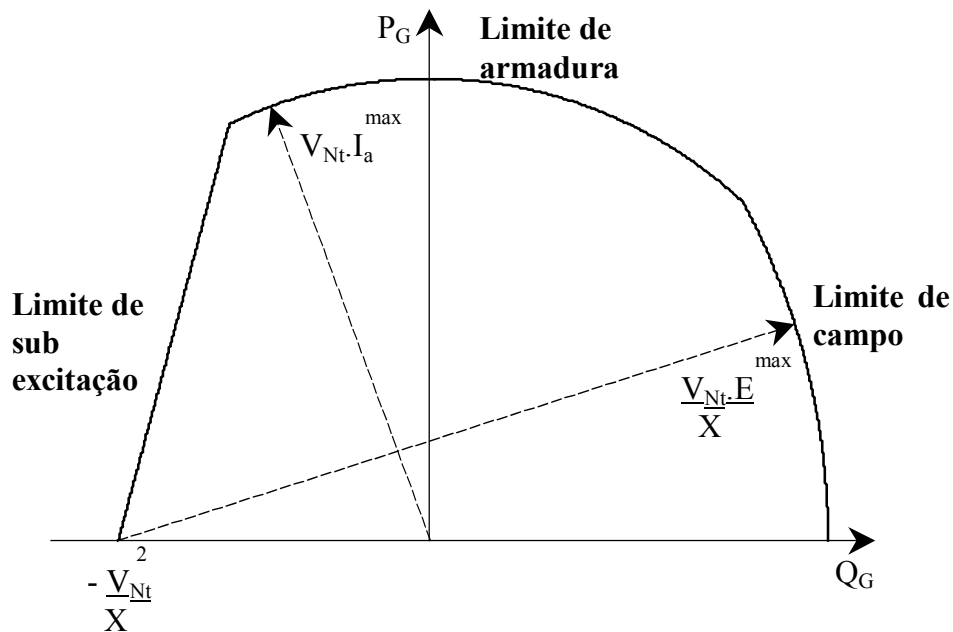


Figura 2.2 Diagrama de capacidade de geração de um gerador síncrono.

#### *Custo de produzir potência reativa*

As concessionárias de geração que participam do mercado de potência ativa são potencialmente provedores de potência reativa. O custo de produzir potência ativa é definida pelo mercado. Por outro lado, a capacidade de geração de potência ativa de um gerador síncrono de rotor cilíndrico está limitada por sua curva de capacidade (ver Figura 2.2).

Dado o ponto de operação  $(P_{Gi}, Q_{Gi})$ , dentro de uma curva de capacidade, se pode observar que a máxima quantidade de potência ativa que o gerador pode fornecer ao sistema é  $P_{Gi}^{Q, \max}$ , uma quantidade menor que  $P_{Gi}^{\max}$ , devido aos limites de operação do gerador (ver Figura 2.3).

O custo de oportunidade pelo uso de um recurso para certos propósitos é definido economicamente pelo benefício não ganho por não usá-lo da melhor maneira alternativa (*the benefit given up by not using it in the best alternative way*) [LIPS99][VILL01].

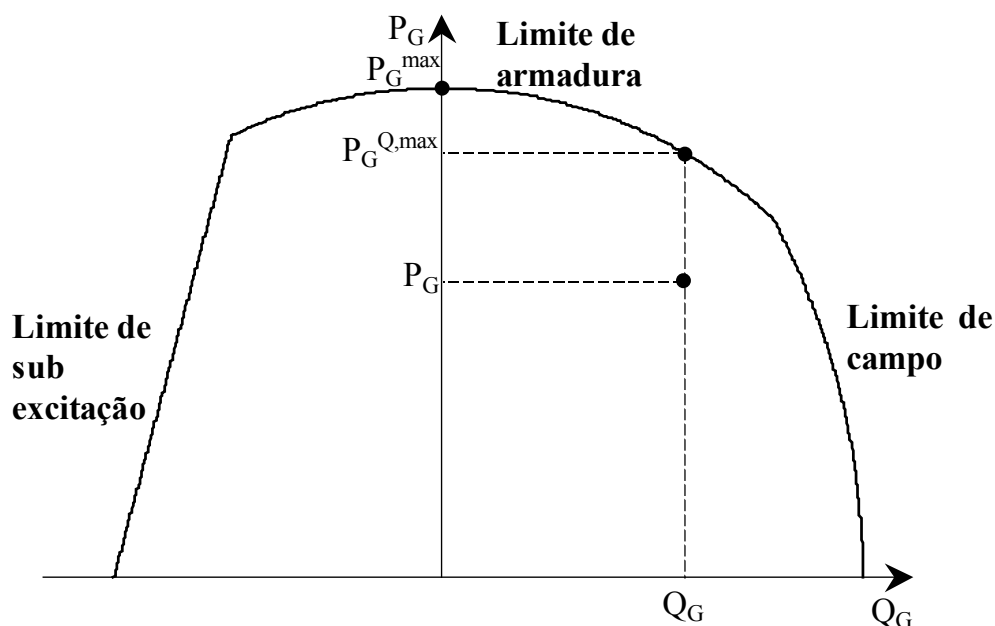


Figura 2.3 Curva de capacidade de um gerador síncrono, mostrando a inclusão do custo de perda de oportunidade da potência ativa.

Assim, quando um gerador fornece potência reativa, perde a oportunidade de negociar uma parte de sua potência ativa dentro do mercado elétrico. O custo de oportunidade é o que não recebe o produtor, de comercializar uma parte dos seus megawatt (MW), devido à necessidade de gerar potência reativa.

Lembre-se que no triângulo de potências, a potência aparente  $S$  é constante enquanto que a potência ativa  $P$  diminui com o aumento da potência reativa  $Q$ , ou seja  $P = \pm\sqrt{S^2 - Q^2}$ .

Com a metodologia proposta as empresas de geração podem aceitar comercializar sua potência reativa só se são compensadas pela perda de oportunidade de comercializar a potência ativa (correspondente àquela potência reativa gerada) no respectivo mercado de potência ativa. [ILIC99][VILL01]

Da Figura 2.3, a máxima quantidade de potência ativa que um gerador  $i$  pode fornecer ao mercado elétrico, considerando os limites da curva de capacidade, é mostrado na expressão (2.17).

$$P_{Gi}^{Q,\max} = \left( P_{Gi,\text{armadura}}^{\max} ; P_{Gi,\text{campo}}^{\max} ; P_{Gi,\text{sub-excitação}}^{\min} \right) \quad (2.17)$$

Tipicamente, o custo para produzir potência ativa é modelado usando uma função quadrática, como a equação (2.18), na qual  $a$ ,  $b$  e  $c$  são coeficientes determinados pelas respectivas concessionárias. [WOOD96]

$$C(P_G) = a + bP_G + cP_G^2 \quad (2.18)$$

Se um gerador decide participar do mercado de potência reativa, o custo associado pela produção de potência reativa, baseado na teoria do custo de oportunidade, seria dado pela equação (2.19).

$$C(Q_G) = C(P_G^{\max}) - C(P_G^{Q,\max}) \quad (2.19)$$

Quando um gerador não contribui com potência reativa ao sistema ( $Q_G = 0$ ), o custo de produção é igual a  $C(Q_G) = 0$ . Definições mais elaboradas sobre o custo de oportunidade associadas com a geração de potência reativa podem encontrar-se nas referências [ILIC99][LAMO99][BHAT01].

### 2.5.2 O Compensador Estático

O sistema de transmissão proporciona suporte de potência reativa mediante a operação de alguns recursos tais como os compensadores estáticos capacitivos e indutivos.

As aplicações práticas mais comuns dos compensadores estáticos nos sistemas elétricos de potência são:

- Manter as tensões num nível constante ou próximo.
- Melhorar a estabilidade do sistema de potência.
- Melhorar o fator de potência.
- Corrigir o desbalance de fase.

Para os compensadores estáticos o custo da operação pelo uso de seus recursos esta freqüentemente incluído dentro do pagamento pelo serviço de transmissão, pagamento este que geralmente não reflete o investimento inicial.

*Custo de produzir potência reativa*

O custo de produzir potência reativa pelos equipamentos de compensação estática tem que representar o retorno do investimento inicial, o qual é expressado mediante uma taxa de depreciação dependente do tempo de vida do equipamento [LAMO99].

Assim por exemplo, dado um compensador estático com um custo inicial de \$11,600.00/MVAr, com um tempo de vida útil de 15 anos a uma taxa de uso médio de 2/3 por dia, o custo de produção de potência reativa do equipamento de compensação reativa define-se segundo a expressão (2.20).

$$C_c(Q_c) = Q_c \cdot \frac{11600}{15 \cdot 365 \cdot 24 \cdot \frac{2}{3}} \frac{\$}{\text{MVAr}} \quad (2.20)$$

$$C_c(Q_c) = Q_c \cdot 0.1324 \frac{\$}{\text{MVAr}}$$

En que  $Q_c$  é a potência reativa gerada pelo compensador estático.

A equação (2.20) representa uma função de custo de produção linear para os equipamentos de compensação estática, com uma tangente igual a  $dC_c(Q_c)/dQ_c = 0.1324$  \$/MVAr, representando aproximadamente o impacto do investimento do compensador no preço da potência reativa.

## Capítulo 3

# METODOLOGIA PROPOSTA DO MERCADO ELÉTRICO DE POTÊNCIA ATIVA E REATIVA

### 3.1 Introdução

A operação e controle dos sistemas de potência são tarefas complexas. O controle dos SEE é realizado desde modernos centros de controle ou EMS (*Energy Management Systems*) os quais realizam diversas funções nos modos de estudo e em tempo real (*on-line*). Entre as funções mais importantes dos EMS podem ser citados: a estimação de estado, análise de contingência, fluxo de potência ótimo, etc. O FPO é um nome genérico para uma série de funções de controle, que determinam a estratégia ótima de controle, levando em conta restrições de segurança e limites operacionais do sistema. [SAAV93]

Se uma carga incrementa sua demanda de potência ativa ou reativa em uma pequena quantidade, o sistema de potência cambiará seu ponto de operação para prover a demanda adicional mantendo a condição ótima (aquela mais econômica) do sistema. Portanto, o incremento do benefício da carga deve ser igual ao incremento do custo total de produção no resto do sistema. Este incremento é conhecido como o custo marginal da potência ativa e reativa [SCHW00][BAUG91].

O papel do operador do sistema é realizar um despacho ótimo de potência ativa e reativa e calcular os custos marginais de potência ativa e reativa nas barras, considerando os equipamentos controláveis que pertencem a diferentes agentes do sistema, sejam estes de geração, transmissão ou distribuição, assim como o custo de utilizá-los. O

procedimento de solução do despacho ótimo tem que ser transparente, não discriminar nenhum agente do mercado e tem que acompanhar o avanço tecnológico.

O problema formulado pode ser resolvido com técnicas convencionais de otimização apesar de que técnicas de inteligência artificial (IA) podem ser adotadas a futuro. Diversas técnicas de IA tais como: redes neurais artificiais (*artificial neural networks*), conjuntos difusos (*fuzzy sets*), computação evolutiva (*evolutionary computation*), mineração de dados (*data mining*), entre outras, constituem áreas de pesquisa ativas na engenharia elétrica e sistemas de potência [PAUC01b] [PAUC01c] [PAUC01d] [PAUC01e] [PAUC01f] [PAUC01g] [PAUC01h] [MEND01][MANT96].

Dada a natureza do problema abordado considera-se que a sua solução pode ser obtida mediante uma técnica de otimização não-linear. Neste trabalho considera-se que o mercado de potência ativa e reativa pode ser resolvido mediante uma metodologia de otimização que usa um algoritmo de fluxo de potência ótimo não linear o qual resolve um despacho de potência ativa e reativa com restrições de igualdade e desigualdade, fornecendo assim o ponto de operação ótimo das variáveis de controle e também os custos marginais de potência ativa e reativa em cada barra.

### 3.2 Variáveis de controle e variáveis dependentes

Na metodologia proposta, as variáveis de controle e as variáveis dependentes são apresentadas na Tabela 3.1.

Variáveis de Controle	Variáveis Dependentes
Geração de potência ativa	Geração de potência reativa
Tensões nos geradores	Tensões nas cargas
Capacitores e reatores shunt	
Tap de transformadores	

Tabela 3.1 Variáveis de controle e variáveis dependentes utilizadas na metodologia proposta.

### 3.3 Função Objetivo

A metodologia proposta tem como objetivo determinar o ponto de operação ótimo enquanto minimiza o custo total de produção de potência ativa e reativa de tal forma que cumpra com os limites de segurança do sistema. A função objetivo do fluxo de potência ótimo se descreve na equação (3.1)

$$\text{Min} \sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{Gi}) + C_i(Q_{Gi})] + \sum_{i=1}^{nsh} [C_{Ci}(Q_{Ci})] \quad (3.1)$$

A função objetivo dada na equação (3.1), é uma função não linear, onde  $ng$  é o número total de geradores,  $nsh$  é o número de shunt (capacitivo ou indutivo),  $C_i(P_{Gi})$  e  $C_i(Q_{Gi})$  são os custos da geração de potência ativa e reativa, respectivamente, do gerador  $i$ . Ver as equações (2.18), (2.19).  $Q_{Ci}$  é a potência reativa (capacitiva o indutiva) do compensador estático  $i$ .  $C_{Ci}(Q_{Ci})$  é o custo de geração de potência reativa do compensador estático  $i$ . Ver a equação (2.20).

### 3.4 Restrições de Igualdade

As equações que caracterizam o problema de fluxo de potência de um SEE, em forma polar, são dadas pela expressão (3.2) que representa o balanço de potência ativa e reativa, respectivamente. [MONT83]

$$\begin{aligned} P_{Gi} - P_{Di} - \sum_{i=1}^{nb} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) &= 0 \\ Q_{Gi} - Q_{Di} + \sum_{i=1}^{nb} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) &= 0 \end{aligned} \quad (3.2)$$

Em que  $P_{Di}$ ,  $Q_{Di}$  são as potências da carga ativa e reativa na barra  $i$ , respectivamente,  $V_i$ ,  $\delta_i$  são a amplitude e ângulo da tensão da barra  $i$ .  $Y_{ij}$ , é o elemento  $ij$  da matriz admitância e  $\theta_{ij}$  o ângulo de fase do elemento  $Y_{ij}$ , e  $nb$  é o número de barras.



Na formulação do Lagrangiano os multiplicadores de Lagrange correspondentes à equação (3.2),  $CMg_{P_i}$  e  $CMg_{Q_i}$  dão os custos marginais de proporcionar potência ativa e reativa na barra  $i$  e portanto pode-se determinar os preços da potência ativa e reativa, respectivamente.

### 3.5 Limites da Geração de Potência Ativa

Estas restrições representam a máxima e mínima capacidade de geração. Quantidades de geração superiores não são possíveis devido a razões técnicas ou econômicas tal como se mostra na equação (3.3)

$$P_{Gi} \geq P_{Gi}^{\min} \quad (3.3a)$$

$$P_{Gi} \leq V_{Nti} I_{ai}^{\max} \quad (3.3b)$$

Em que  $P_{Gi}^{\min}$  e  $V_{Nti} I_{ai}^{\max}$  são a capacidade máxima e mínima de geração de potência ativa, respectivamente, do gerador  $i$ . (ver a equação 2.15 )

### 3.6 Limites da Geração de Potência Reativa

A geração de potência reativa do gerador  $i$ , tem que observar seus limites máximo e mínimo dados pelas expressões (3.4)

$$Q_{Gi} \geq -\sqrt{(V_{Nti} I_{ai}^{\max})^2 - P_{Gi}^2} \quad (3.4a)$$

$$Q_{Gi} \geq \sqrt{(V_{Nti} I_{ai}^{\max})^2 - P_{Gi}^2} \quad (3.4b)$$

$$Q_{Gi} \geq \frac{P_{Gi}}{\tan \delta_i^{\max}} - \frac{V_{Nti}^2}{X_i} \quad (3.4c)$$

$$Q_{Gi} \leq -\frac{V_{Nti}^2}{X_i} + \frac{1}{X_i} \sqrt{(V_{Nti} E_{qi}^{\max})^2 - (X_i P_{Gi})^2} \quad (3.4d)$$

Nas expressões (3.4) se descrevem os limites de corrente de armadura (equações 3.4a e 3.4b), o limite de corrente de campo (equação 3.4d) e o limite de sub-excitação (equação 3.4c) dependente da tensão terminal nominal do gerador, respectivamente.

### 3.7 Limites de Tensão nas Barras

As condições operacionais e técnicas do sistema elétrico de potência limitam as magnitudes das tensões de todas as barras dentro de um intervalo definido pelos valores máximo e mínimo de tensão, como se apresenta na expressão (3.5).

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad (3.5)$$

Nesta análise adota-se que os limites máximo e mínimo das magnitudes de tensão são  $V_i^{\min} = 0.95$  pu e  $V_i^{\max} = 1.05$  pu, que representam uma variação de  $\pm 5\%$  da magnitude da tensão nominal, a qual é igual a 1.0 pu.

Sempre que seja necessário, as fontes de potência reativa de todo o sistema são utilizadas para assegurar as tensões dentro dos limites requeridos.

### 3.8 Capacidade dos Compensadores Estáticos

A capacidade de geração de potência reativa, por meio dos compensadores shunt ou em derivação, está restrita por limites máximos e mínimos segundo a equação (3.6).

$$QSh_i^{\min} \leq QSh_i \leq QSh_i^{\max} \quad (3.6)$$

Em que  $QSh_i^{\max}$  e  $QSh_i^{\min}$  são a capacidade máxima e mínima de geração de potência reativa, respectivamente, do compensador estático  $i$ . Estes limites técnicos são dados pela respectiva concessionária de transmissão.

### 3.9 Limites da Variação de Tap

A variação de tap de um transformador está restrito por limites máximos e mínimos segundo a equação (3.7).

$$\text{Tap}_i^{\min} \leq \text{Tap}_i \leq \text{Tap}_i^{\max} \quad (3.7)$$

Em que  $\text{Tap}_i^{\max}$  e  $\text{Tap}_i^{\min}$  representam as capacidades máxima e mínima da variação de tap de um transformador  $i$ , respectivamente. Esses limites técnicos são fornecidos pela concessionária de transmissão.

### 3.10 Capacidade do Sistema de Transmissão

A capacidade de transferência do fluxo de potência aparente (MVA) está restringida pelos limites térmicos dos ramos do sistema de transmissão, como se mostra na expressão (3.8)

$$|S_i^{\text{desde}}| \leq S_i^{\max} \quad (3.8a)$$

$$|S_i^{\text{para}}| \leq S_i^{\max} \quad (3.8b)$$

Sendo  $S_i^{\max}$  a máxima capacidade de transferência da potência aparente do ramo  $i$ , tanto para o fluxo de saída como para o fluxo de entrada do ramo. Estes limites técnicos são proporcionados pelas empresas de transmissão.

### 3.10 Custos Marginais Ativos e Reativos

De acordo com a teoria marginal, os custos marginais das potências ativa e reativa na barra de carga  $i$  são definidos pelas equações (3.9) e (3.10).

$$\text{CM}_{g_{P_i}} = \frac{\partial L}{\partial P_{D_i}} \quad (3.9)$$

$$\text{CMg}_{Q_i} = \frac{\partial L}{\partial Q_{D_i}} \quad (3.10)$$

Em que  $L$  é o Lagrangiano dado pela equação (3.11), que para o problema de otimização representa o custo total para fornecer energia elétrica a todos os consumidores sujeito às restrições de operação.

$$\begin{aligned}
L(P_G, Q_G, V, \delta) = & \sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{G_i}) + C_i(Q_{G_i})] + \sum_{i=1}^{nsh} [C_{C_i}(Q_{C_i})] \\
& - \sum_i^{nb} \text{CMg}_{P_i} \left[ P_{G_i} - P_{D_i} - \sum_{i=1}^{nb} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \cos(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \\
& - \sum_i^{nb} \text{CMg}_{Q_i} \left[ Q_{G_i} - Q_{D_i} + \sum_{i=1}^{nb} |V_i| |V_j| |Y_{ij}| \sin(\theta_{ij} + \delta_j - \delta_i) \right] \\
& - \sum_i^{ng} \lambda_i^{\min} (P_{G_i} - P_{G_i}^{\min}) \\
& + \sum_i^{ng} \lambda_i^{\max} (P_{G_i} - V_i I^{\max}) \\
& - \sum_i^{ng} \mu_i^{\min \text{ armadura}} (Q_{V_i I_i^{\max G_i}} + \sqrt{(V_i I_i^{\max})^2 - P_{G_i}^2}) \\
& + \sum_i^{ng} \mu_i^{\max \text{ armadura}} (Q_{G_i} - \sqrt{(V_i I_i^{\max})^2 - P_{G_i}^2}) \\
& - \sum_i^{ng} \mu_i^{\min \text{ sub-excitação}} (Q_{G_i} - \frac{P_{G_i}}{\tan \delta_{\max, i}} + \frac{V_i^2}{X_i}) \\
& + \sum_i^{ng} \mu_i^{\max \text{ campo}} (Q_{G_i} + \frac{V_i^2}{X_i} - \frac{1}{X_i} \sqrt{(V_i E_{qi}^{\max})^2 - (X_i P_{G_i})^2}) \\
& - \sum_i^{nb} v_i^{\min} (V_i - V_i^{\min}) + \sum_i^{nb} v_i^{\max} (V_i - V_i^{\max}) \quad \dots (3.11) \\
& - \sum_i^{nsh} \sigma_i^{\min} (Q_{Sh_i} - Q_{Sh_i}^{\min}) + \sum_i^{nsh} \sigma_i^{\max} (Q_{Sh_i} - Q_{Sh_i}^{\max}) \\
& - \sum_i^{ntap} \tau_i^{\min} (\text{Tap}_i - \text{Tap}_i^{\min}) + \sum_i^{ntap} \tau_i^{\max} (\text{Tap}_i - \text{Tap}_i^{\max}) \\
& + \sum_i^{nl} \eta_i^{\text{desde}} (|S_i^{\text{desde}}| - S_i^{\max}) + \sum_i^{nl} \eta_{ij}^{\text{para}} (|S_i^{\text{para}}| - S_i^{\max})
\end{aligned}$$

Os custos marginais da potência ativa e reativa da barra  $i$  são as sensibilidades do custo de produção de potência total com respeito à variação da demanda tanto de potência ativa como reativa em cada barra, e tem como unidades \$/MWh e \$/MVar-h, respectivamente.

Uma solução eficiente e precisa para o problema de fluxo de potência ótimo, não somente é dependente da dimensão do problema, em termos do número de restrições e de variáveis de controle ou dependentes, senão também depende das características da função objetivo e das restrições.

Quando a função objetivo e as restrições são funções lineares, corresponde a um problema de programação linear (PL). A programação quadrática (PQ) se refere a minimização ou a maximização de uma função objetivo quadrática com restrições lineares. Para os problemas de PL e de PQ, estão disponíveis várias metodologias.

Os problemas de otimização mais difíceis de solucionar são os de programação não linear (PNL), no qual a função objetivo e as restrições podem ser funções não lineares. Uma solução do problema da PNL geralmente requer um procedimento iterativo para estabelecer uma direção de busca em cada iteração importante, geralmente uma solução de um problema de PL, de PQ, ou de um sub-problema sem restrições.

Um resumo das principais publicações na literatura sobre o fluxo de potência ótimo linear e não linear, assim como também do despacho econômico é apresentado na referência [HUNE91].

Para resolver o problema de fluxo de potência ótimo adotou-se a técnica de programação quadrática seqüencial (PQS) que inclui uma aproximação da matriz Hessiana com um método de otimização de segunda ordem BFGS. No Apêndice A se apresenta com mais detalhe o método de otimização PQS.

### 3.11 Modelo do Mercado da Potência Ativa e Reativa

Na Figura 3.1 se representa o intercâmbio de informação, entre os agentes do sistema de potência e o operador independente do sistema, necessário para implementar o modelo de mercado de potência ativa e reativa proposto. Os geradores e o sistema de transmissão enviam ao OIS as características técnicas e econômicas de operação, enquanto os distribuidores e grandes consumidores enviam uma estimativa do consumo de potência ativa e reativa.

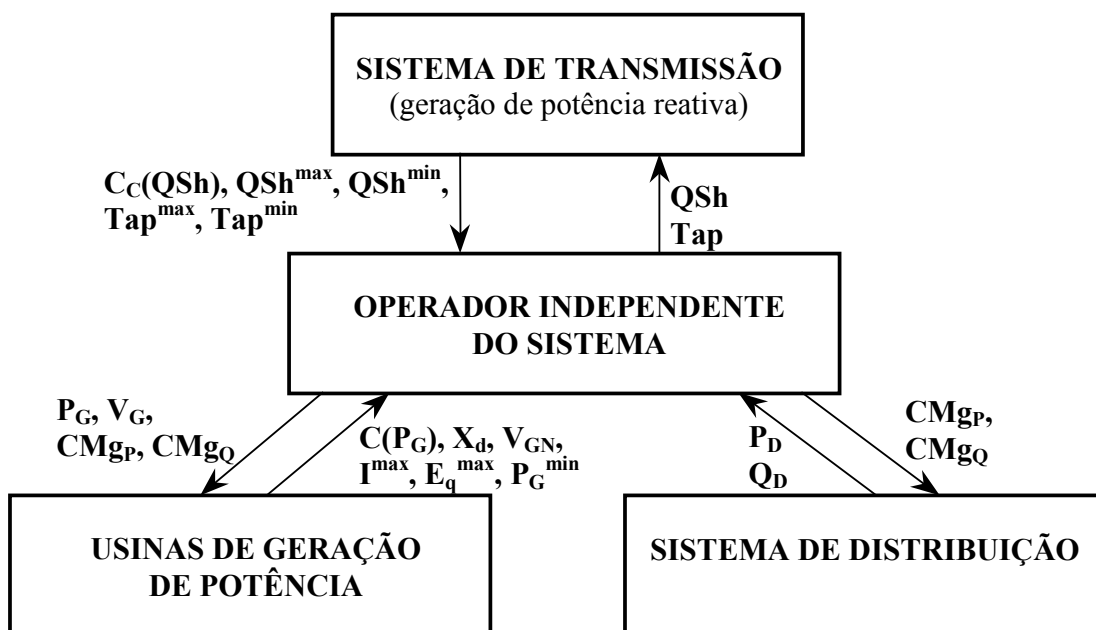


Figura 3.1 Organização do mercado de potência ativa e reativa

Logo, o OIS realiza um despacho ótimo de potência ativa e reativa considerando todas as fontes disponíveis incluindo os equipamentos que pertencem ao sistema de transmissão. A partir da solução do problema de otimização obtém-se os custos marginais de potência ativa e reativa em cada barra. O operador independente do sistema envia às concessionárias geradoras e à concessionária de transmissão os parâmetros elétricos que devem controlar, e também envia os custos marginais ativos e reativos que serão utilizados para remunerar aos geradores. [GIL00]

As injeções de potência ativa e reativa do gerador e os consumos de potência ativa e reativa serão remunerados ou carregados, respectivamente, multiplicando a quantidade da potência ativa e reativa por seu custo marginal na barra obtida pela minimização da função objetivo da expressão (3.1).

Com esse modelo de mercado de potência ativa e reativa as concessionárias distribuidoras podem gerenciar os seus consumos de potência ativa e reativa em função dos custos marginais ativos e reativos proporcionados pelo OIS.

## Capítulo 4

# APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PROPOSTA E ANÁLISE DE RESULTADOS

### 4.1 Introdução

A metodologia proposta para o mercado competitivo de potência ativa e reativa e o cálculo dos custos marginais respectivos foi implementada no programa computacional denominado AMDREA (Análise do Mercado Desregulamentado de potência Reativa E Ativa). Esse programa foi desenvolvido como parte deste trabalho e possui três versões: a) Matlab ® versão 6.1, b) Borland C++ versão 5.0, e c) Borland C++ Builder versão 5.0. O programa AMDREA está instalado nos laboratórios do Grupo de Sistemas de Potência (GSP) do Departamento de Engenharia de Eletricidade (DEE) da UFMA. Maiores detalhes do programa AMDREA são dados no apêndice B.

Os testes foram realizados utilizando computadores PC Pentium III como Pentium IV com 256 Mb de memória RAM sob sistema operacional Windows 2000. A versão Matlab do AMDREA também foi rodada numa estação de trabalho SUN Ultra 1.

Os sistemas de potência utilizados nos testes foram: sistema IEEE de 30 barras (IEEE-30), sistema IEEE de 118 barras (IEEE-118) e um equivalente do sistema sul-sudeste brasileiro (SSUL). Nos sistemas IEEE são tomadas em conta três condições de carga (caso base, mínima demanda e máxima demanda) e para o sistema SSUL foi considerado somente o caso base. A mínima e máxima demanda são definidas como sendo 0.75 e 1.25 do caso base, respectivamente.



Para a análise adota-se que a capacidade de geração de potência reativa dos capacitores e a variação de tap dos transformadores podem ajustar-se em forma contínua.

Logo é realizada uma comparação dos resultados obtidos com a metodologia proposta com mais outras duas metodologias disponíveis na literatura e que além disso são as mais usadas nos mercados elétricos internacionais.

## 4.2 Resultados Obtidos com o Sistema IEEE de 30 barras

O sistema IEEE-30 tem 30 barras, 6 geradores, 41 ramos, 4 transformadores de tap variável com taps máximo e mínimo de 1.1 e 0.9 pu e 2 compensadores estáticos nas barras 10 e 24 com uma capacidade mínima de 0 MVar e máxima de 19 e 4 MVar. Na Figura 4.1 apresenta-se o diagrama unifilar correspondente e os dados encontram-se no Apêndice C.2.

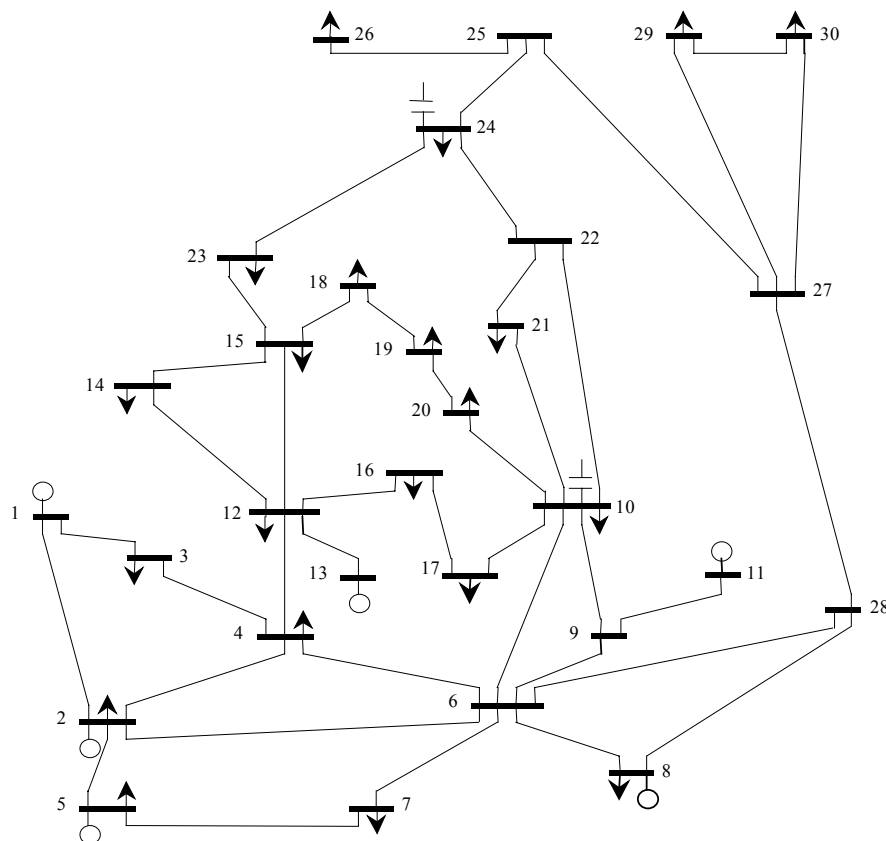


Figura 4.1 Diagrama unifilar do sistema de teste IEEE-30.

Na Tabela 4.1 tem-se os principais resultados para as três condições de carga.

<b>Grandeza</b>		<b>Caso base</b>	<b>Mínima demanda</b>	<b>Máxima demanda</b>
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{Gi})]$	(\$)	575.82	399.24	768.48
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(Q_{Gi})]$	(\$)	24.18	5.00	60.495
$\sum_{i=1}^{nsh} [C_{Ci}(Q_{Ci})]$	(\$)	3.05	3.05	3.05
$\sum_{i=1}^{ng} [P_{Gi}]$	(MW)	191.83	143.62	240.37
$\sum_{i=1}^{ng} [Q_{Gi}]$	(MVA <sub>r</sub> )	60.35	27.47	95.21
$\sum_{i=1}^{nsh} [Q_{Ci}]$	(MVA <sub>r</sub> )	23.00	23.00	23.00
$\sum_{i=1}^{nb} [P_{Di}]$	(MW)	189.20	141.90	236.50
$\sum_{i=1}^{nb} [Q_{Di}]$	(MVA <sub>r</sub> )	107.20	80.40	134.00
$\overline{CMg_p}$	(\$/MWh)	3.9856	3.5939	4.4241
$\overline{CMg_Q}$	(\$/MVA <sub>r</sub> h)	0.9002	0.4029	1.4680

Tabela 4.1 Sistema IEEE-30 - Resultados obtidos para as três condições de carga.

Em que  $\overline{CMg_p}$  e  $\overline{CMg_Q}$  são os custos marginais médios das potências ativa e reativa, respectivamente.

Os perfis das magnitudes de tensão correspondentes as três condições de carga são mostrados na Figura 4.2. Os custos marginais da potência ativa e reativa, correspondentes às três condições de carga, são mostradas nas Figuras 4.3 e 4.4.

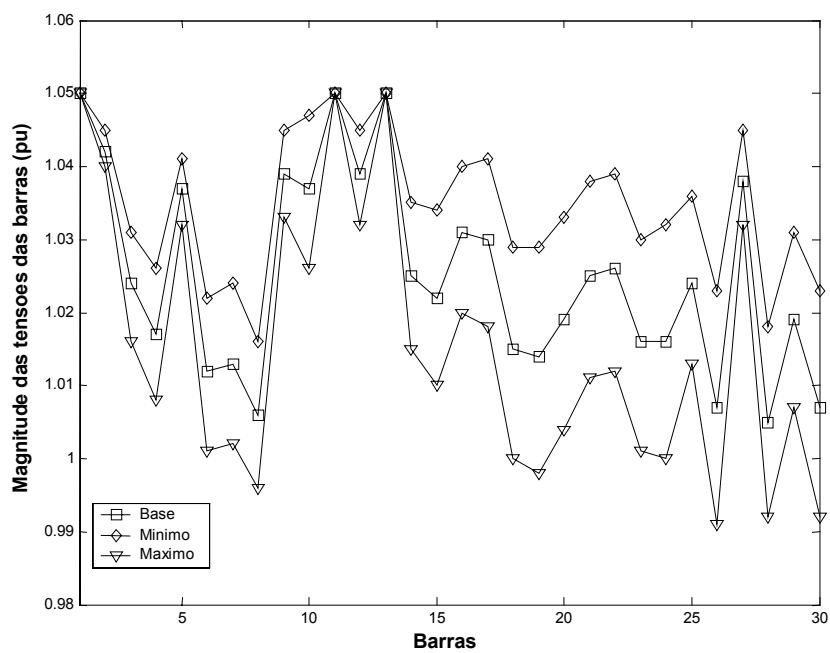


Figura 4.2 Sistema IEEE-30 – Perfil das magnitudes de tensão.

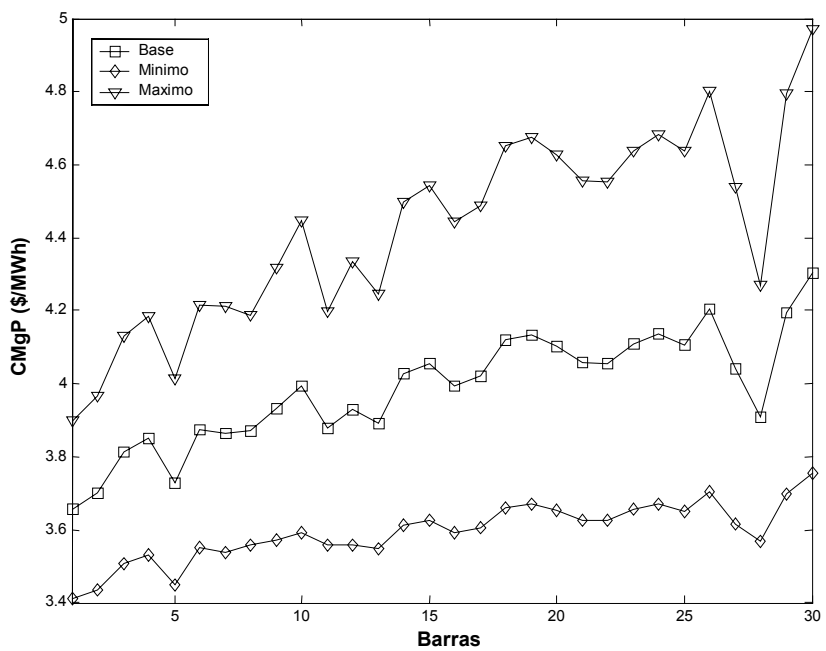


Figura 4.3 Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência ativa.

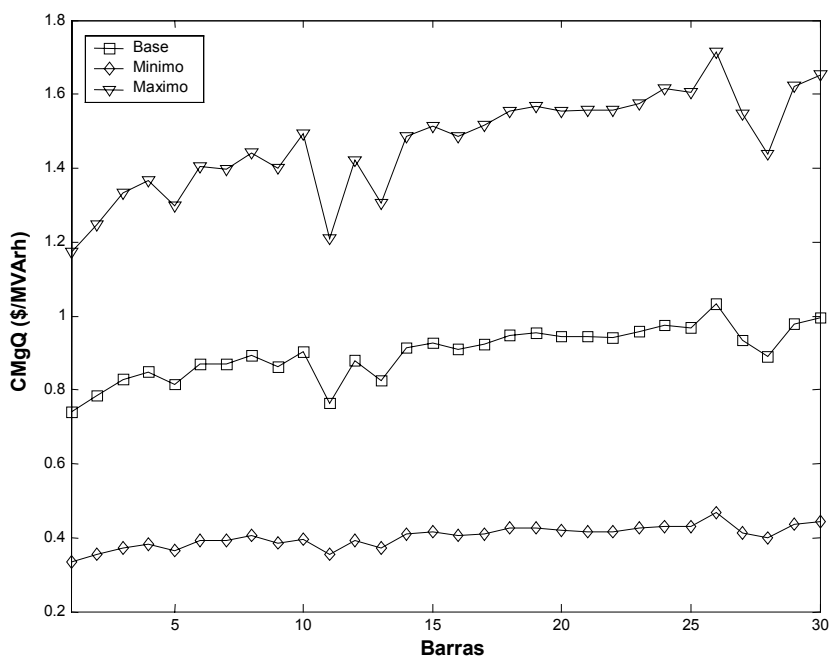


Figura 4.4 Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência reativa.

A condição de operação do caso base para os seis geradores, e as potências de geração com os custos marginais de potência ativa e reativa, mostram-se na Figura 4.5 e na Tabela 4.2, respectivamente.

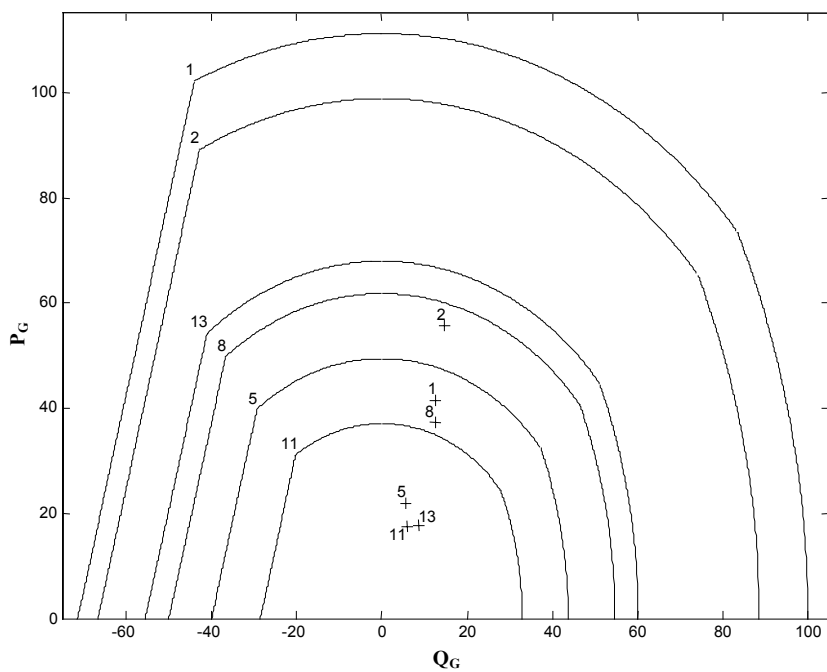


Figura 4.5 Sistema IEEE30 – Condição de operação dos geradores.

Gerador	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MW)	$V_G$ (pu)	$CM_{gP}$ (\$/MW-h)	$CM_{gQ}$ (\$/MVAr-h)
1	41.44	12.73	1.050	3.658	0.740
2	55.74	14.82	1.042	3.701	0.784
5	21.84	5.59	1.037	3.730	0.813
8	37.43	12.70	1.006	3.871	0.894
11	17.56	5.79	1.050	3.878	0.765
13	17.81	8.71	1.050	3.891	0.824

Tabela 4.2 Sistema IEEE30 – Condição de operação dos geradores para o caso base.

A influência da variação do fator de potência das cargas se analisam dentro do intervalo [0.75 - 1.0] para todos os consumidores. Na Figura 4.6 se apresentam as tensões de todas as barras quando varia o fator de potência.

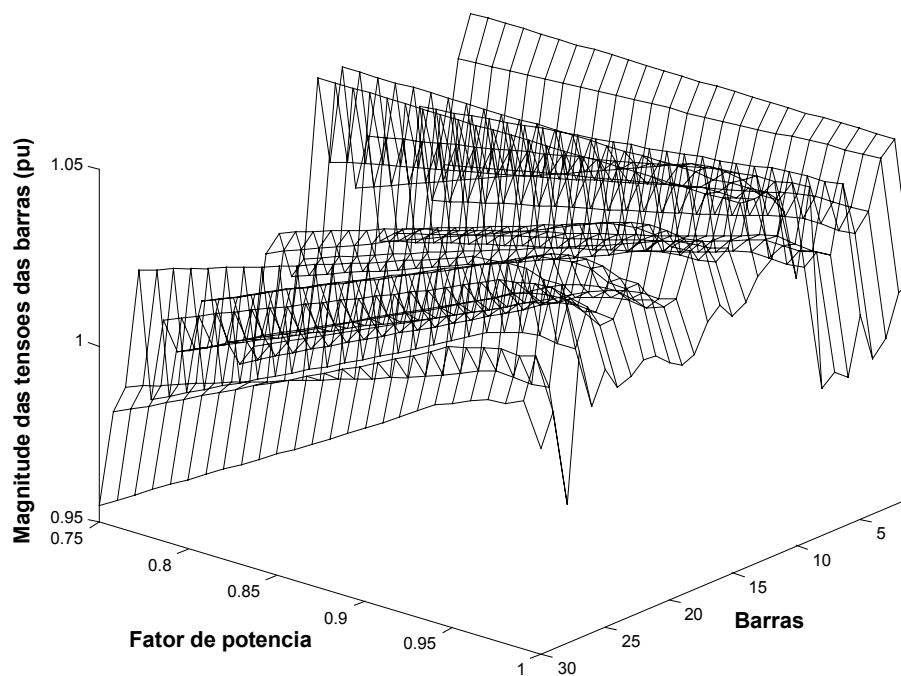


Figura 4.6 Sistema IEEE30 – Perfil das magnitudes de tensão vs. variação do fator de carga.

Nas Figuras 4.7 e 4.8 apresentam os custos marginais de potência ativa e reativa das barras do sistema e para diferentes fatores de carga. Nas Figuras 4.9 e 4.10 tem-se as potências ativa e reativa dos geradores do sistema e para diferentes fatores de carga.

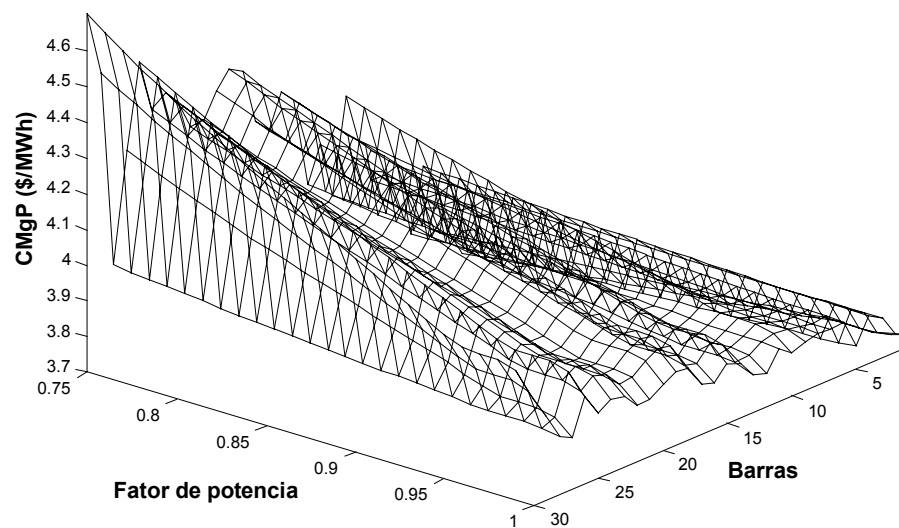


Figura 4.7 Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência ativa vs. variação do fator de carga.

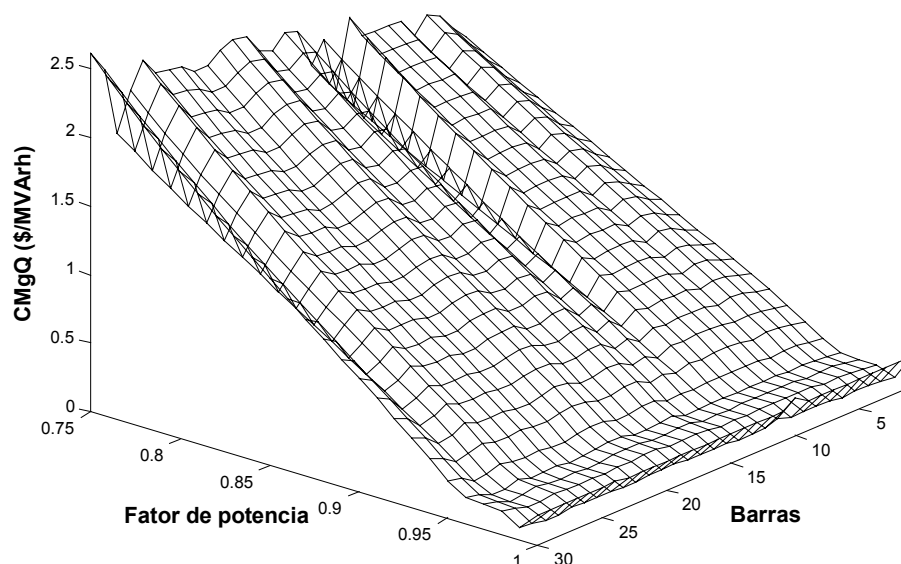


Figura 4.8 Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência reativa vs. fator de carga.

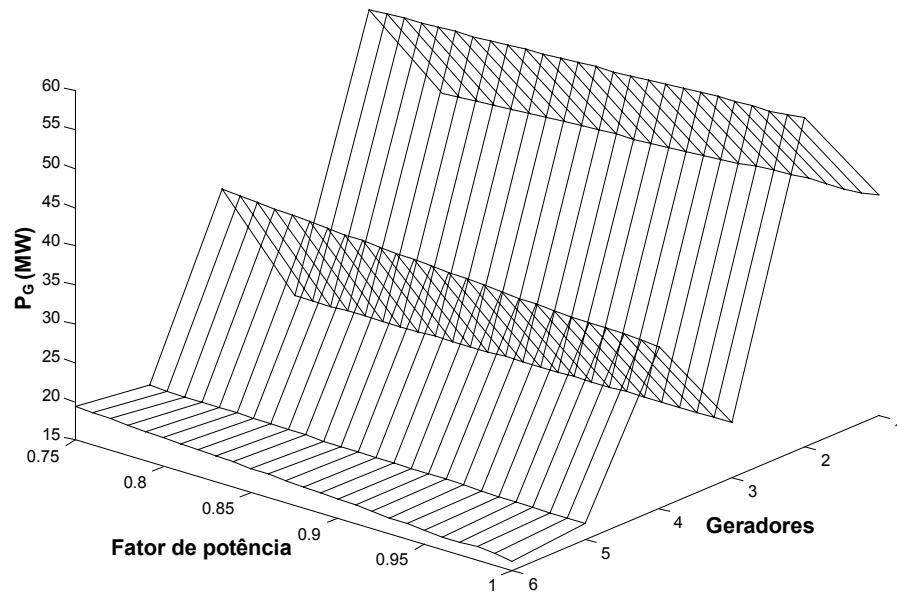


Figura 4.9 Sistema IEEE30 – Geração de potência ativa vs. variação do fator de carga.

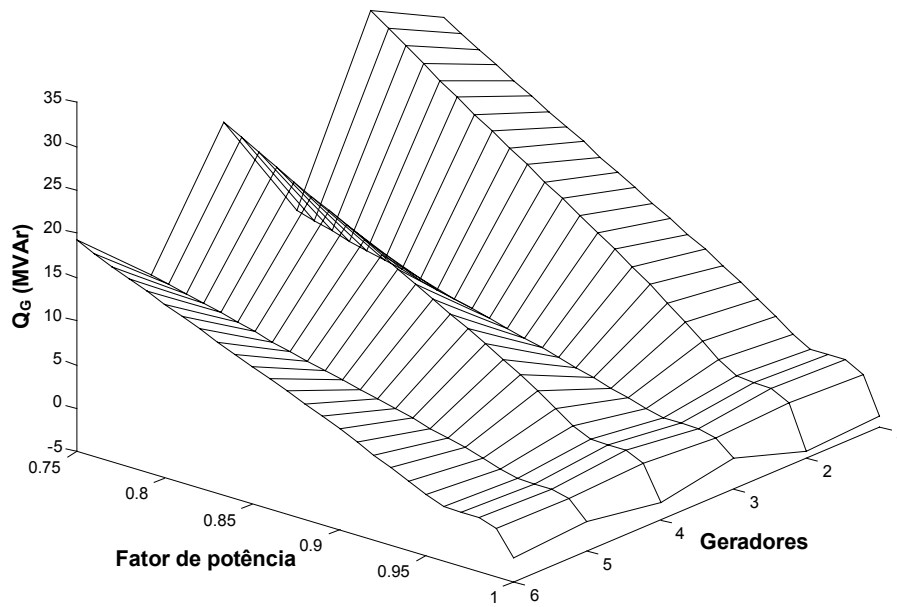


Figura 4.10 Sistema IEEE30 – Geração de potência reativa vs. variação do fator de carga.

A influência da instalação de um compensador estático nos custos marginais de potência ativa e reativa na barra 26 com diferentes capacidades máximas na faixa [0 - 14] MVar é apresentada nas Figuras 4.11 e 4.12.

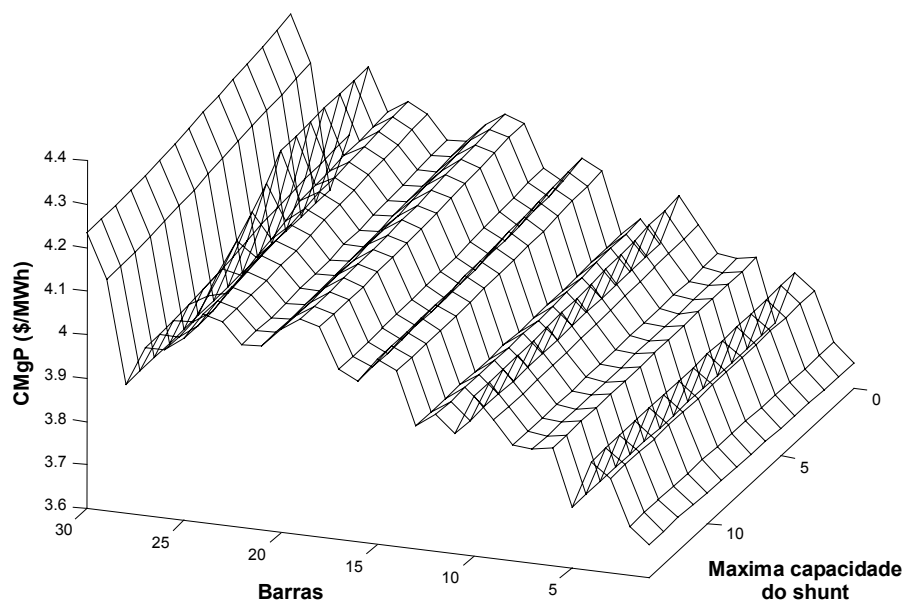


Figura 4.11 Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência ativa vs. investimento de um compensador capacitivo na barra 26.

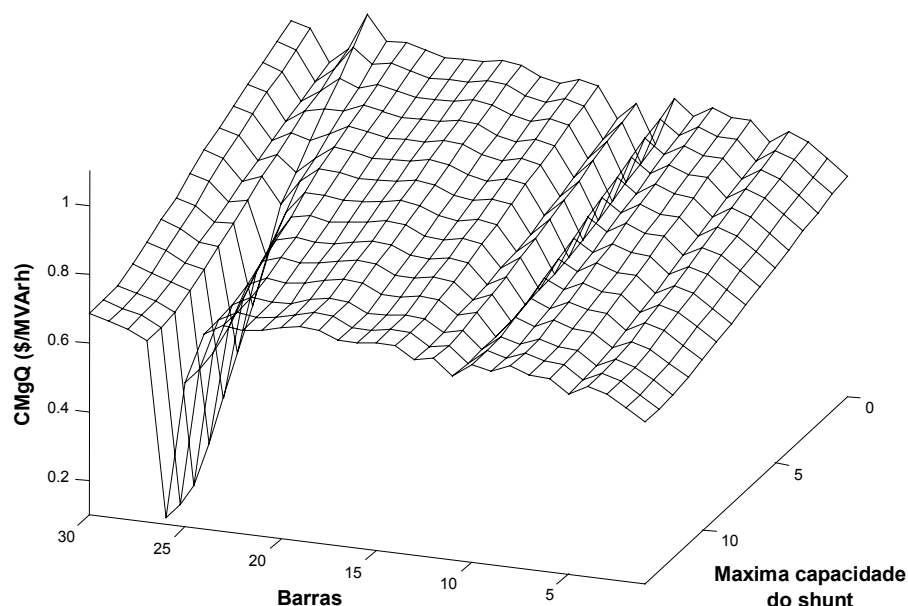


Figura 4.12 Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência reativa vs. investimento de um compensador capacitivo na barra 26.



### 4.3 Resultados Obtidos com o Sistema IEEE de 118 barras

O sistema IEEE-118 consiste de 118 barras, 54 barras de geração, 179 ramos, 9 transformadores de tap variável. 14 compensadores estáticos estão instalados em diferentes barras e tem uma capacidade máxima e mínima de 50 e  $-50$  MVar, respectivamente. Os 9 transformadores têm um como tap máxima e mínima de 1.10 e 0.90 p.u, respectivamente. ( Ver dados do sistema IEEE-118 no Apêndice C.3).

Na Tabela 4.3 apresenta-se um resumo dos principais resultados para o sistema de teste IEEE-118 e para as três condições de carga. Os perfis das magnitudes de tensão correspondentes as três condições de carga, são mostrados na Figura 4.13.

Grandeza		Caso base	Mínima demanda	Máxima demanda
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i (P_{Gi})]$	(\$)	964.42	682.44	1358.20
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i (Q_{Gi})]$	(\$)	27.11	10.27	42.17
$\sum_{i=1}^{nsh} [C_{Ci} (Q_{Ci})]$	(\$)	0.00	0.00	0.00
$\sum_{i=1}^{ng} [P_{Gi}]$	(MW)	4500.81	5545.43	3376.08
$\sum_{i=1}^{ng} [Q_{Gi}]$	(MVar)	1623.26	1962.65	968.01
$\sum_{i=1}^{nsh} [Q_{Ci}]$	(MVar)	0.00	0.00	0.00
$\sum_{i=1}^{nb} [P_{Di}]$	(MW)	4242.00	5302.50	3181.50
$\sum_{i=1}^{nb} [Q_{Di}]$	(MVar)	1438.00	1797.50	1078.50
$\overline{CMg_P}$	(\$/MWh)	0.2910	0.4232	0.2511
$\overline{CMg_Q}$	(\$/MVArh)	0.0444	0.0598	0.0255

Tabela 4.3 Sistema IEEE-118 – Resultados obtidos para as três condições de carga.

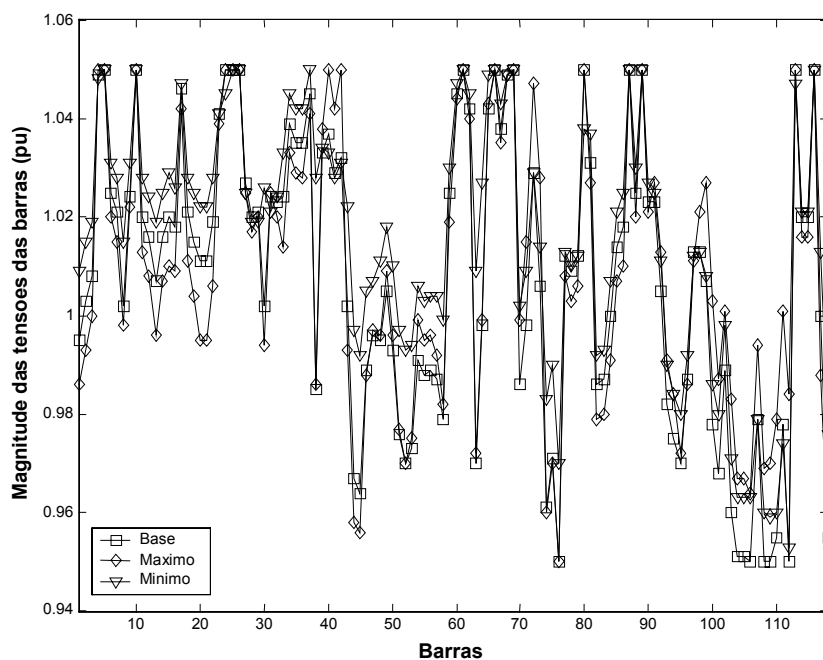


Figura 4.13 Sistema IEEE-118 – Perfil das magnitudes de tensão.

Os custos marginais da potência ativa e reativa para todas as barras e correspondente a todas as condiciones de carga, são mostradas nas Figuras 4.14 e 4.15.

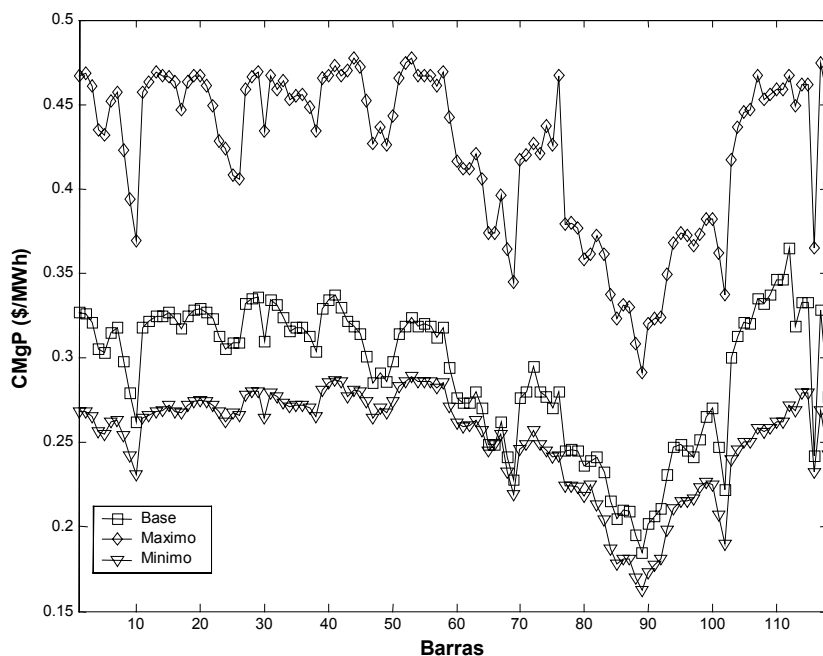


Figura 4.14 Sistema IEEE-118 – Custos marginais da potência ativa.

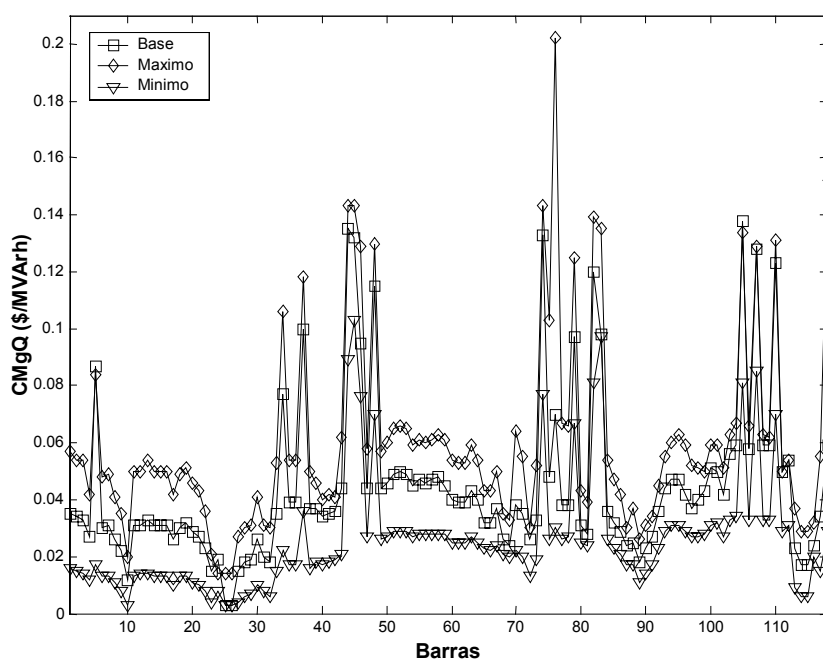


Figura 4.15 Sistema IEEE-118 – Custos marginais de potência reativa.

As potências de geração ativa e reativa, assim como os custos marginais ativos e reativa e o ponto de operação para os sete principais geradores do sistema IEEE-118, na condição de carga base, se mostra na Tabela 4.4 e na Figura 4.16.

Gerador	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MW)	$V_G$ (pu)	$CMg_P$ (\$/MW-h)	$CMg_Q$ (\$/MVAr-h)
10	678.70	30.98	1.050	0.262	0.012
26	108.18	5.53	1.050	0.309	0.003
65	560.67	78.10	1.042	0.249	0.032
66	588.43	77.54	1.050	0.249	0.032
69	989.09	105.16	1.050	0.228	0.024
80	706.66	93.08	1.050	0.236	0.031
89	706.66	86.19	1.050	0.185	0.018

Tabela 4.4 Sistema IEEE118 – Ponto de operação dos geradores para o caso base.

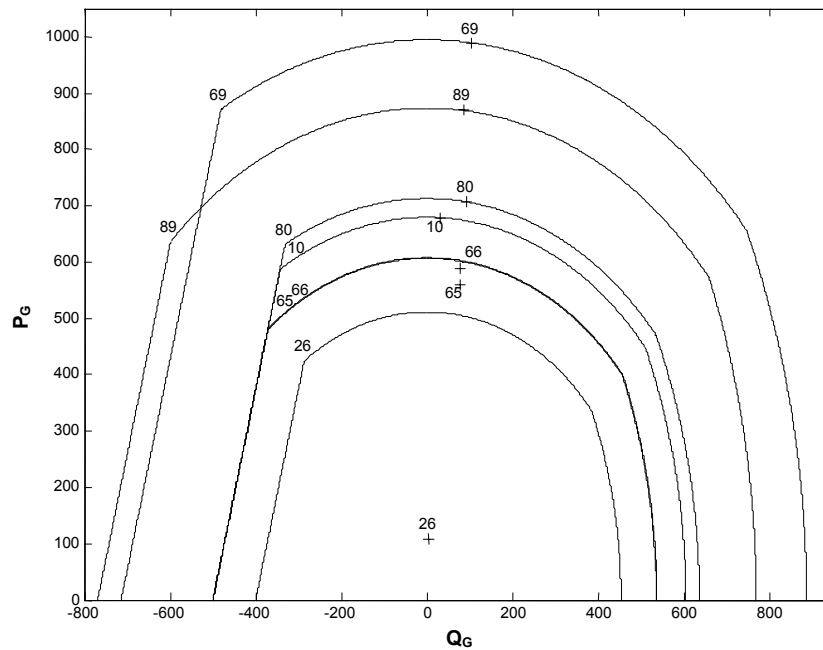


Figura 4.16 Sistema IEEE118 – Condição de operação dos geradores na sua respectiva curva de capacidade.

#### 4.4 Resultados Obtidos com o Sistema Sul-Sudeste Brasileiro

O equivalente do sistema sul-sudeste brasileiro está composto de 36 barras, 8 barras de geração, 55 ramos, 14 transformadores de tap variável, e 14 compensadores estáticos entre capacitivos e indutivos são considerados dentro deste sistema real. Pode-se notar que os equipamentos de compensação de potência reativa não estão representados na Figura 4.17 a qual representa o respectivo diagrama unifilar. Esses 14 transformadores de potência de tap variável têm como valores de taps máximo e mínimo 1.10 e 0.90 p.u, respectivamente.

A análise do sistema equivalente sul-sudeste brasileiro foi conduzida considerando somente a condição de operação do caso base. [PAUC01i]

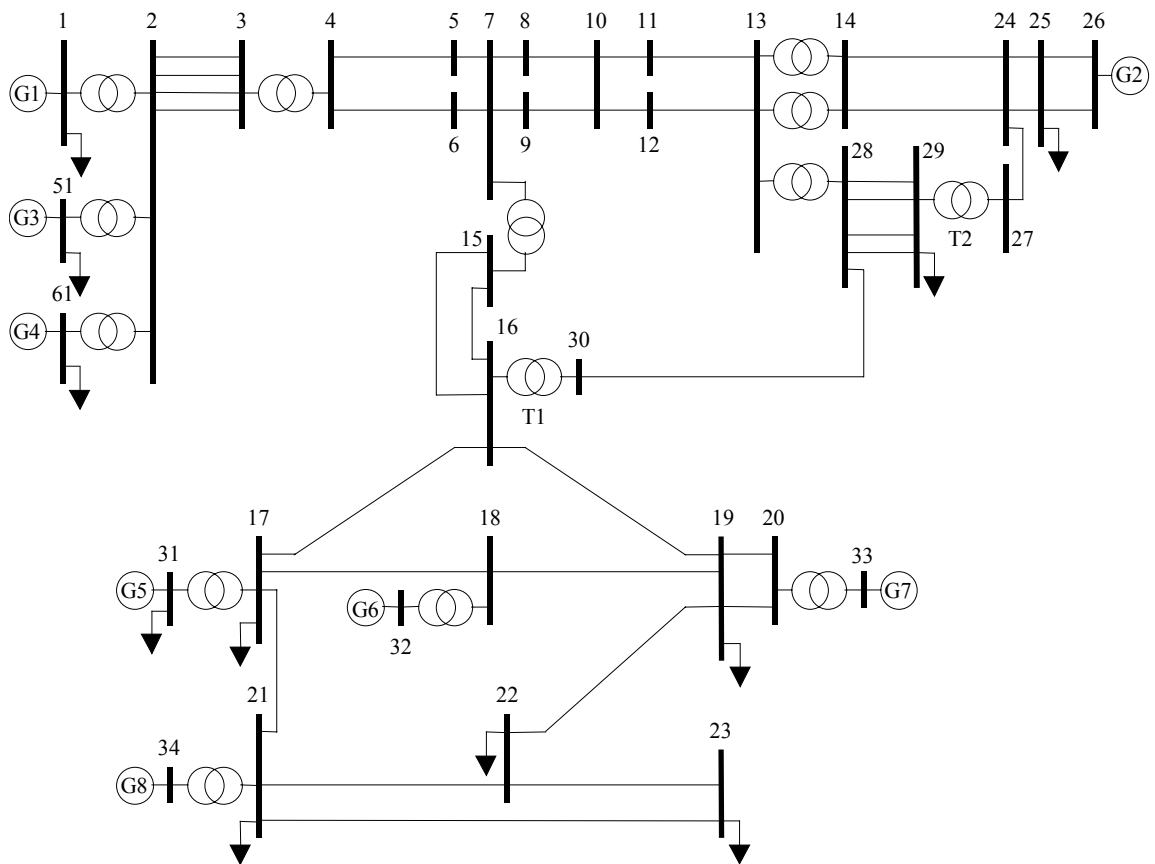


Figura 4.17 Sistema SSUL – Diagrama unifilar do sistema sul-sudeste.

Um maior detalhamento das características elétricas e econômicas do sistema equivalente do sistema de potência sul-sudeste brasileiro, utilizado neste trabalho, estão incluídos no Apêndice C.4.

Na Tabela 4.5 tem-se um resumo dos principais resultados para o sistema real SSUL e para o caso base.

O perfil das magnitudes de tensão do caso base é mostrado na Figure 4.18.

Grandeza	Caso base
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{Gi})]$	(\$) 5375.30
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(Q_{Gi})]$	(\$) 61.42
$\sum_{i=1}^{nsh} [C_{Ci}(Q_{Ci})]$	(\$) 59.11
$\sum_{i=1}^{ng} [P_{Gi}]$	(MW) 11060.49
$\sum_{i=1}^{ng} [Q_{Gi}]$	(MVA <sub>r</sub> ) -1734.75
$\sum_{i=1}^{nsh} [Q_{Ci}]$	(MVA <sub>r</sub> ) -446.44
$\sum_{i=1}^{nb} [P_{Di}]$	(MW) 10608.70
$\sum_{i=1}^{nb} [Q_{Di}]$	(MVA <sub>r</sub> ) -2241.20
$\overline{CMg_P}$	(\$/MWh) 0.5739
$\overline{CMg_Q}$	(\$/MVA <sub>r</sub> h) 0.1078

Tabela 4.5 Sistema SSUL – Resultados obtidos para o caso base.

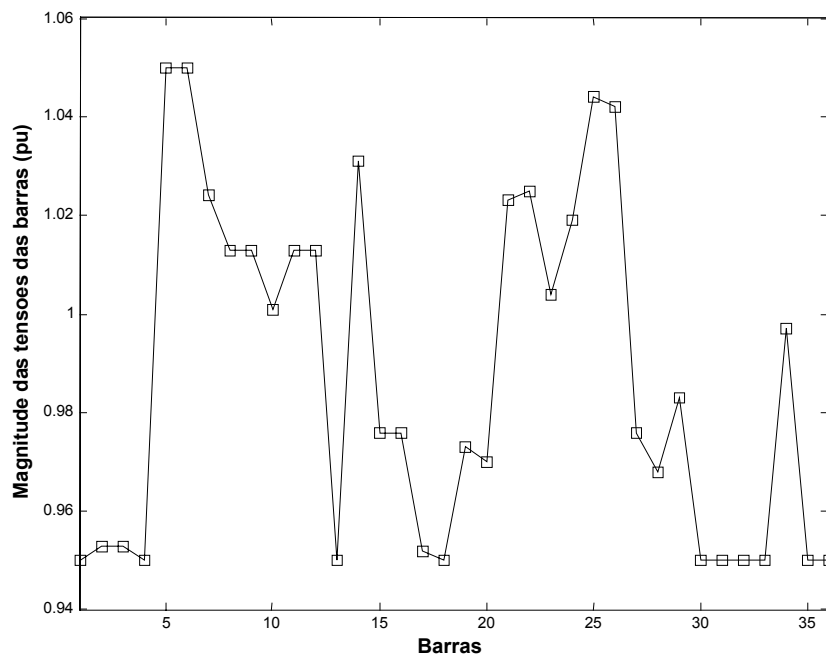


Figura 4.18 Sistema SSUL – Perfil das magnitudes de tensão do caso base.

Os custos marginais da potência ativa e reativa para todas as barras e correspondente ao caso base, são mostradas nas Figuras 4.19 e 4.20.

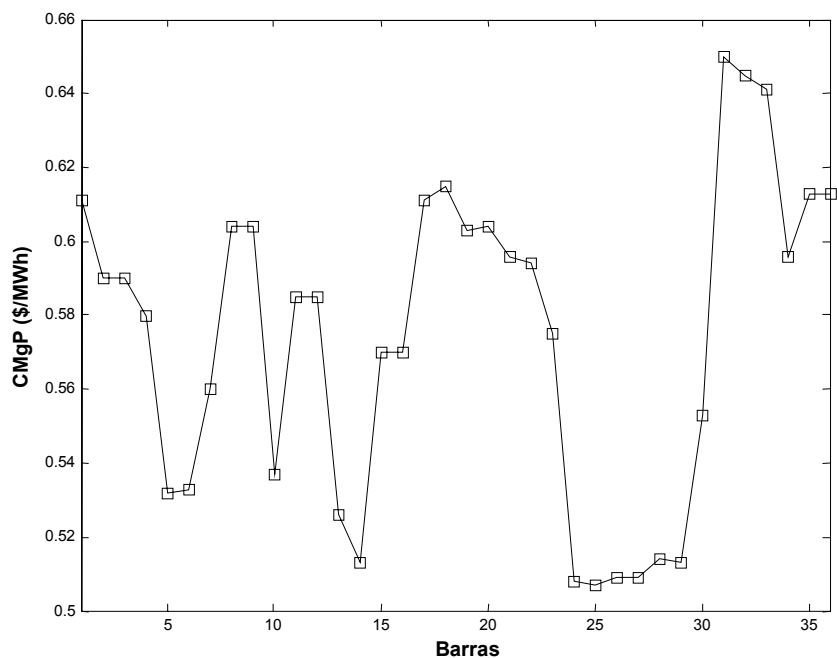


Figura 4.19 Sistema SSUL – Custos marginais da potência ativa.

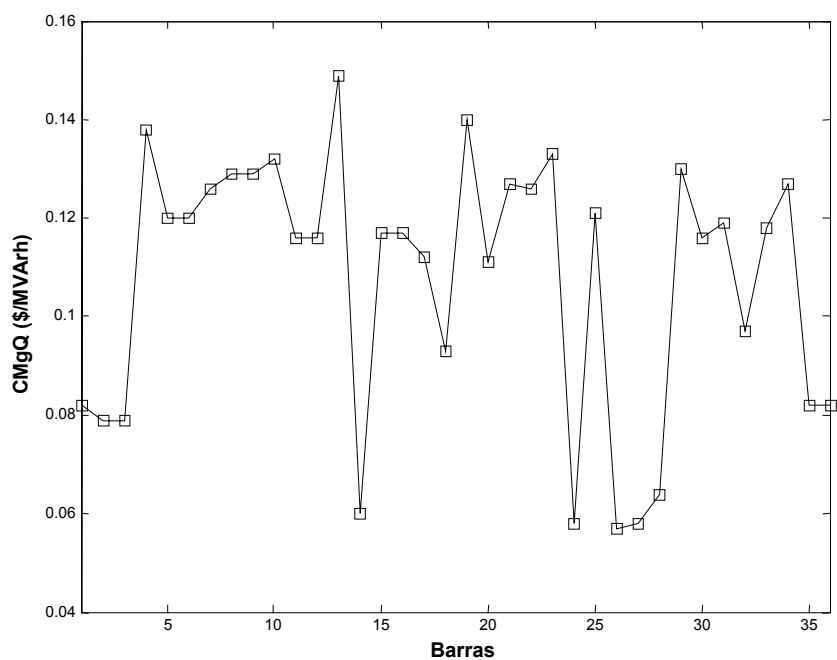


Figura 4.20 Sistema SSUL – Custos marginais de potência reativa.

As potências de geração ativa e reativa, assim como os custos marginais ativos e reativos e o ponto de operação para os sete geradores do sistema SSUL, no caso base, são mostrados na Tabela 4.6 e na Figura 4.21.

Gen	$P_G$ (MW)	$Q_G$ (MW)	$V_G$ (pu)	$CM_{gP}$ (\$/MW-h)	$CM_{gQ}$ (\$/MVAr-h)
1	1269.44	-170.23	0.950	0.611	0.082
26	2971.11	-484.41	1.042	0.509	0.057
31	1514.81	-277.37	0.950	0.650	0.119
32	1384.31	-208.99	0.950	0.645	0.097
33	1376.90	-253.30	0.950	0.641	0.118
35	1271.98	-170.10	0.950	0.613	0.082
36	1271.94	-170.35	0.950	0.613	0.082

Tabela 4.6 Sistema SSUL – Ponto de operação dos geradores para o caso Base.

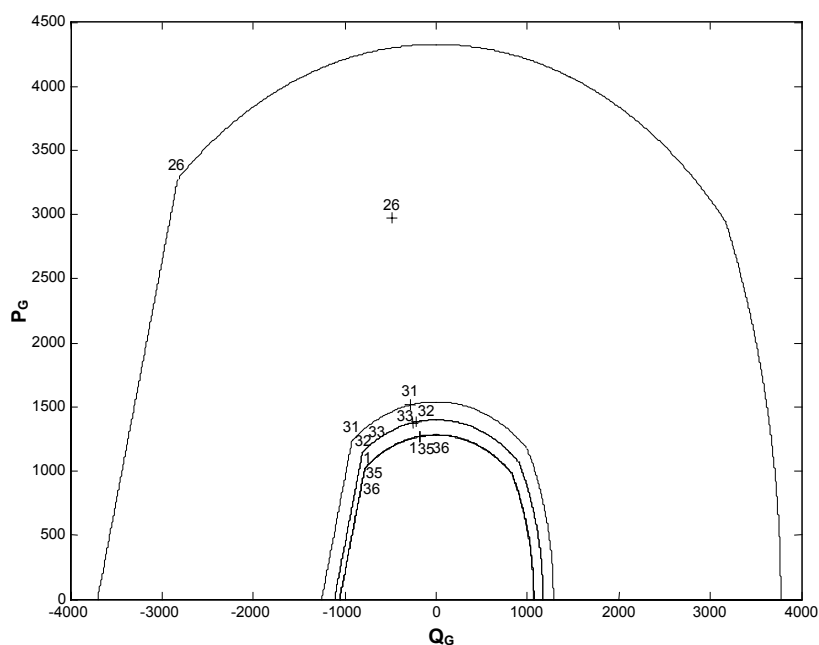


Figura 4.21 Sistema SSUL – Condição de operação dos geradores na sua respectiva curva de capacidade.



## 4.5 Análise dos Resultados

As tensões em todas as barras dos sistemas: IEEE-30, IEEE-118 e SSUL, para todas as condições de carga, se encontrarão dentro do intervalo de valores máximo e mínimo de tensão dada pela expressão (3.5), para manter a segurança do sistema de potência. (ver Figuras 4.2, 4.6, 4.13 e 4.18)

Nas figuras da condição de operação dos geradores na sua respectiva curva de capacidade, e para os diferentes sistemas analisados, nota-se que o ponto de operação se encontra dentro dos limites técnicos estabelecidos pelas restrições (3.3) e (3.4). (Ver Figuras 4.5, 4.16 e 4.21)

Na literatura estão disponíveis alguns resultados de custos marginais de potência ativa e reativa, na sua grande maioria essas publicações indicam que a razão entre o custo da potência reativa e da potência ativa é de aproximadamente 1%, isto é, um valor bastante baixo e que pode ser considerado como desprezível. Os modelos adotados para a determinação desses custos marginais são modelos que não levam em conta o custo de produção da potência reativa, em que é assumido que a produção da potência reativa tem custo zero. Nessas metodologias geralmente o custo de produção da potência reativa aparece embutido no custo de produção de potência ativa e praticamente não reflete a importância do custo de produção da potência reativa.

Já neste trabalho é adotado um modelo não-linear do custo de produção da potência reativa, sendo que a hipótese adotada é que o custo de produção de  $Q_G$  não pode ser desprezado, como normalmente é considerado na literatura.

A partir dos resultados obtidos após a aplicação da metodologia proposta aos sistemas de teste, pode-se confirmar que o custo de produção da potência reativa é significativo e não pode desprezar-se. Assim, por exemplo, no caso do sistema IEEE-30, observa-se que a porcentagem dos custos marginais da potência reativa média com respeito à potência ativa média é de 22.59% para o caso base, 11.21% para o caso de mínima demanda e 33.18% para o de máxima demanda (ver Tabela 4.1). Da mesma forma no caso do sistema de teste IEEE-118 os custos marginais de potência reativa

média representam entre 10% a 15% do custo marginal da potência ativa média e para as diferentes condições de carga (ver Tabela 4.3). No sistema SSUL os custos marginais de potência reativa média representam aproximadamente 19% do custo marginal da potência ativa média (ver Tabela 4.5).

Para o caso do sistema IEEE-118, na condição de máxima demanda as barras que têm as menores tensões, por exemplo a barra 76 tem uma tensão próxima de 0.95 pu (ver Figura 4.13), apresentam um custo marginal de potência reativa muito maior que nas outras barras com tensões mais elevadas (ver Figura 4.15). Desta forma, o custo marginal de potência reativa pode atuar como um indicador da necessidade de instalação de uma nova fonte de geração de potência reativa (por exemplo um compensador estático) para melhorar a tensão e portanto a qualidade da energia elétrica no sistema de potência.

Na análise do sistema IEEE-30 em que o fator de potência é incrementado de 0.75 a 1.0, os custos marginais de potência reativa diminuem drasticamente (ver Figura 4.8) chegando finalmente a uma redução de aproximadamente 95 vezes quando o fator de potência é igual a 1.0. Por outro lado, esse incremento do fator de potência também reduz os custos marginais de potência ativa (ver Figura 4.7) mas em uma quantidade menor, aproximadamente 17 vezes. Resulta evidente que os custos marginais de potência ativa e reativa, determinados com a metodologia proposta, podem fornecer informação e sinais econômicos para que as cargas melhorem seus fatores de potência.

Considerando os resultados do sistema IEEE-30, quando o fator de potência é próximo a 1.0, a demanda de potência reativa total do sistema, incluindo as perdas de potência reativa das linhas de transmissão, podem ser fornecidas pelos capacitores shunt das linhas de transmissão. De outro lado, da Figura (4.10) a potência de geração reativa dos geradores é negativa quando o fator de potência é próximo a 1.0 o que significa que o sistema tem potência reativa em excesso e os geradores estão absorvendo potência reativa do sistema. Também pode-se ressaltar que quando cambiam os fatores de carga do sistema, a geração de potência ativa dos geradores do sistema não têm uma variação significativa (ver Figura 4.9).

Na Figura 4.4, correspondente ao sistema IEEE-30, pode-se observar que o consumidor da barra 26 tem o maior custo marginal de potência reativa. Se esse consumidor decide fazer um investimento e instala uma fonte de compensação de potência reativa barata (compensador estático), rapidamente pode reduzir seu fator de potência da carga e o correspondente custo marginal de potência reativa (ver Figura 4.12). O efeito pode ser visto também no custo de potência ativa, mas em menor proporção (ver Figura 4.11). Ao realizar um investimento em compensação de potência reativa, por exemplo na barra 26, também são afetadas as barras eletricamente vizinhas, tanto nos seus custos marginais de potência ativa como os de potência reativa, porém não é considerado muito significativo o impacto nesses custos.

Nas Figuras 4.3, 4.14 e 4.19, pode-se observar que a evolução dos custos marginais de potência ativa acompanha bastante bem a variação da demanda da carga (curva de carga). Por outro lado, os custos marginais de potência reativa não acompanham a variação da curva de carga diária, isso é factível verificar nas Figuras 4.4, 4.15 e 4.20.

## **4.6 Comparação de Metodologias**

Diferentes metodologias têm sido apresentadas para o cálculo dos custos marginais de potência ativa e reativa, com diferentes tipos de aceitação dentro dos sistemas elétricos de potência. A seguir será feita uma comparação dos resultados obtidos com a metodologia proposta implementada no programa AMDREA, com outros dois métodos apresentados na literatura por M.L. Baughman e S.N. Siddiqi, referência [BAUG91], e denominado aqui como método *B&S*, e o outro método devido a R.D. Zimmerman e D.Gan, referência [ZIMM97], e denominado por simplicidade como método *Z&G*. O sistema de teste para provar as diferentes metodologias foi o IEEE-30 considerando a condição de operação do caso base.

Na Tabela 4.7 são apresentados os resultados das diferentes metodologias citadas acima. As três metodologias foram implementadas como parte deste trabalho sendo que o método de *Z&G* está disponível na Internet.

Grandeza	Metodologia de mercado de potência reativa		
	AMDREA	Z&G	B&S
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{Gi})]$ (\$)	575.82	576.63	575.58
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(Q_{Gi})]$ (\$)	24.18	24.345	0.00
$\sum_{i=1}^{nsh} [C_{Ci}(Q_{Ci})]$ (\$)	3.05	0.00	0.00
$\sum_{i=1}^{ng} [P_{Gi}]$ (MW)	191.83	191.93	191.88
$\sum_{i=1}^{ng} [Q_{Gi}]$ (MVar)	60.35	80.59	79.90
$\sum_{i=1}^{nsh} [Q_{Ci}]$ (MVar)	23.00	23.00	23.00
$\sum_{i=1}^{nb} [P_{Di}]$ (MW)	189.20	189.20	189.20
$\sum_{i=1}^{nb} [Q_{Di}]$ (MVar)	107.20	107.20	107.20
$\overline{CMg_P}$ (\$/MWh)	3.986	4.113	3.885
$\overline{CMg_Q}$ (\$/MVarh)	0.900	1.121	0.033

Tabela 4.7 Sistema IEEE-30 - resultados obtidos para as diferentes metodologias para no caso Base.

Os custos marginais da potência ativa e reativa e correspondente a todas as metodologias citadas, são mostradas nas Figuras 4.22 e 4.23, respectivamente.

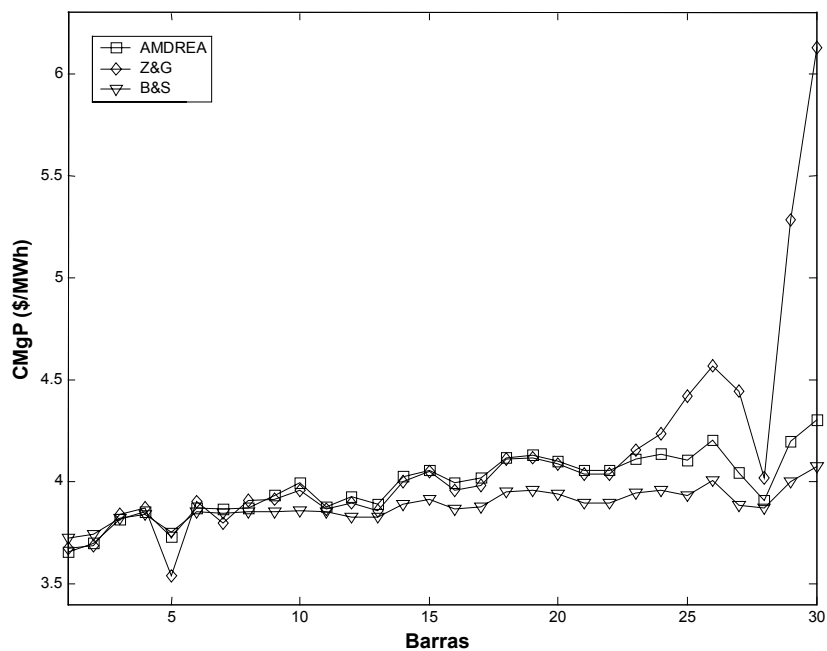


Figura 4.22 Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência ativa considerando as diferentes metodologias.

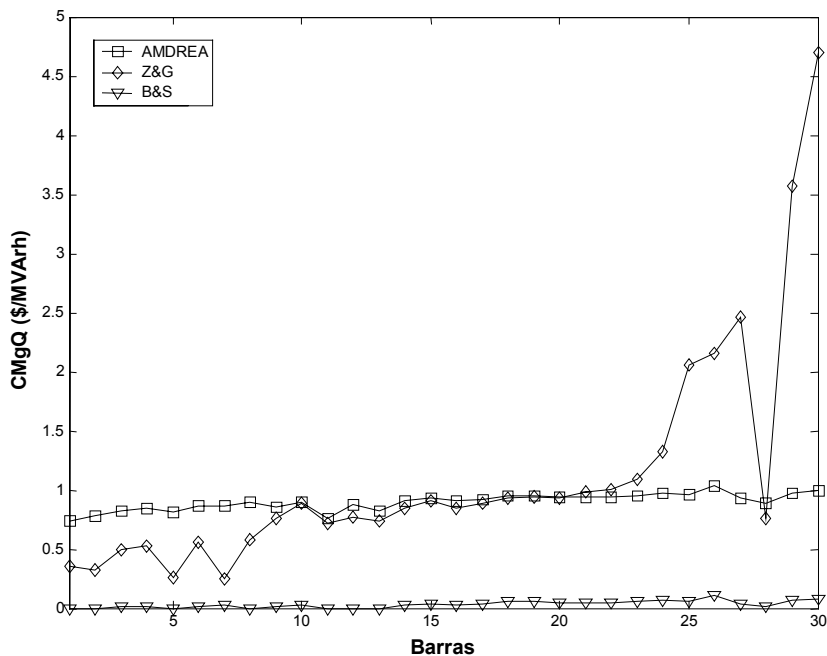


Figura 4.23 Sistema IEEE-30 – Custos marginais da potência reativa considerando as diferentes metodologias.

No sistema IEEE-30 também é analisado o caso da instalação de um compensador estático na barra 26 com uma capacidade máxima de 14 MVar. Na Tabela 4.8 apresenta-se um resumo dos principais resultados. Já nas Figuras 4.24 e 4.25 são incluídos os custos marginais da potência ativa e reativa.

Grandeza	Metodologia de mercado de potência reativa		
	AMDREA	Z&G	B&S
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(P_{Gi})]$ (\$)	577.02	578.39	575.38
$\sum_{i=1}^{ng} [C_i(Q_{Gi})]$ (\$)	14.73	13.628	0.00
$\sum_{i=1}^{nsh} [C_{Ci}(Q_{Ci})]$ (\$)	4.66	0.00	0.00
$\sum_{i=1}^{ng} [P_{Gi}]$ (MW)	192.16	192.55	191.83
$\sum_{i=1}^{ng} [Q_{Gi}]$ (MVar)	47.11	66.05	75.48
$\sum_{i=1}^{nsh} [Q_{Ci}]$ (MVar)	35.21	35.21	27.00
$\sum_{i=1}^{nb} [P_{Di}]$ (MW)	189.20	189.20	189.20
$\sum_{i=1}^{nb} [Q_{Di}]$ (MVar)	107.20	107.20	107.20
$\overline{CMg_P}$ (\$/MWh)	3.954	3.949	3.883
$\overline{CMg_Q}$ (\$/MVarh)	0.646	0.445	0.025

Tabela 4.8 Sistema IEEE-30 – Resultados obtidos para as diferentes metodologias com a instalação de um compensador estático.

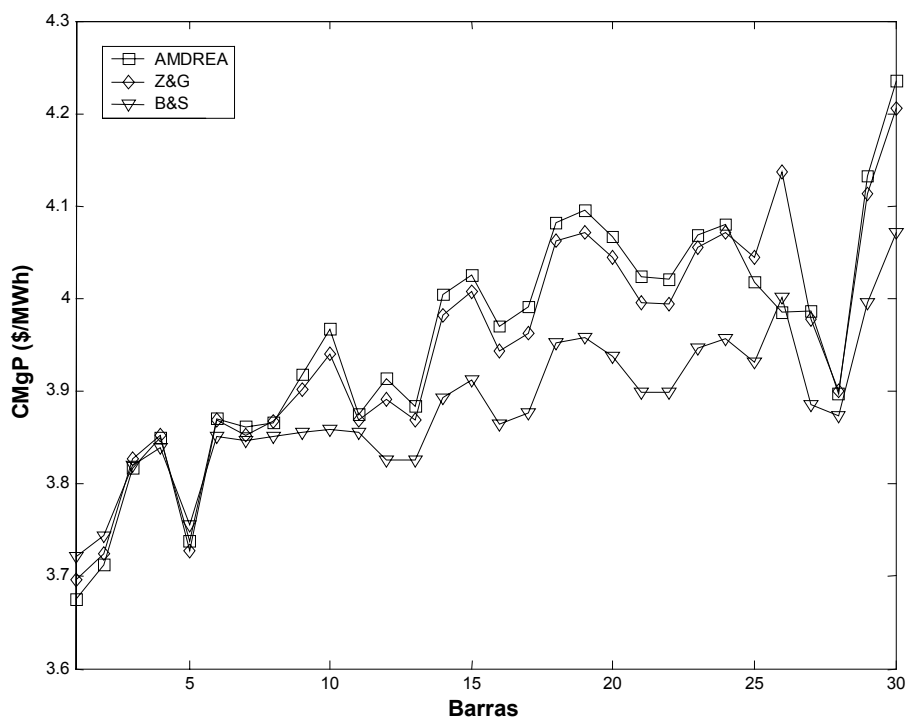


Figura 4.24 Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência ativa pelo investimento de um compensador estático nas diferentes metodologias.

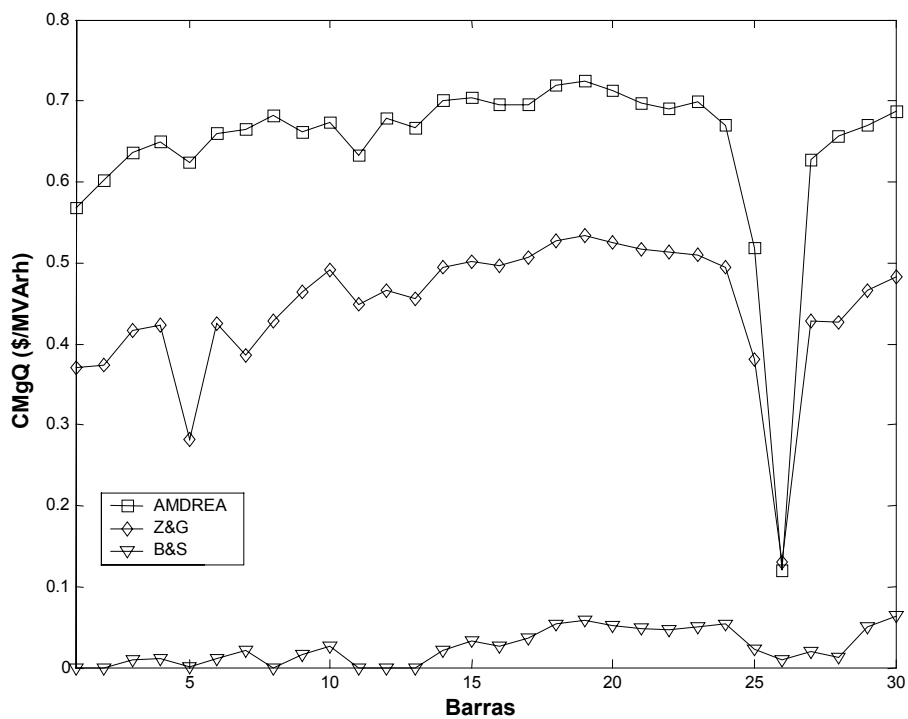


Figura 4.25 Sistema IEEE30 – Custos marginais da potência reativa pelo investimento de um compensador estático nas diferentes metodologias.

Dos resultados obtidos ao comparar-se as diferentes metodologias (ver Figuras 4.22 e 4.24), se pode indicar que o custo de produção de potência ativa e seus correspondentes custos marginais variam em pouca proporção para todo o sistema de potência segundo as diferentes metodologias. Segundo essa característica, o problema completo pode ser desacoplado e pode-se formular um subproblema para o cálculo dos custos marginais de potência ativa (baseada na metodologia proposta) desprezando o custo de produção de potência reativa, diminuindo desse modo a dimensão do problema.

Por outro lado, nas três metodologias consideradas os custos marginais de potência ativa em todas as barras são relativamente similares, isso acontece geralmente para sistemas bem projetados. Já no caso dos custos marginais de potência reativa isso não acontece porque estes custos marginais mudam significativamente em cada barra. (ver Figuras 4.23 e 4.25)

Na metodologia *B&S*, onde só é considerado o custo de produção de potência ativa, os custos marginais de potência ativa são muito maiores que os custos marginais de potência reativa (aproximadamente umas 100 vezes a mais). No entanto, em sistemas não muito bem projetados ou que apresentam um baixo fator de potência, os custos marginais de potência reativa podem ser significativamente altos. (ver Tabela 4.7)

Se o custo de produção de potência reativa é desprezado, como acontece segundo o modelo *B&S*, em algumas barras do sistema pode-se observar custos marginais de potência reativa zero ou com um valor muito pequeno se comparado ao custo marginal de potência ativa, o qual não incentiva às cargas a reduzir seu consumo de potência reativa. Nas metodologias de AMDREA e *Z&G*, o pagamento por consumir potência reativa (baseada nos custos marginais de potência reativa) pode incentivar aos distribuidores ou consumidores importantes a realizar investimentos para a co-geração na produção de potência reativa. (ver Figura 4.23 e 4.25 e a Tabela 4.7)

No caso da metodologia *Z&G*, onde o custo de produção de potência reativa é assumida como uma função quadrática dada pelas concessionárias de geração, o custo marginal de potência reativa em algumas barras pode ser muito maior que o custo marginal de potência reativa médio, devido que a metodologia *Z&G* pretende



comercializar a potência reativa como se fosse das mesmas características que a potência ativa. (ver Figura 4.23 e 4.25 e a Tabela 4.7)

No investimento de um compensador de potência reativa na barra 26 as três metodologias se comportam de maneira a diminuir o custo marginal de potência reativa em todas as barras do sistema de potência. Na metodologia *Z&G* o que diminui mais é o custo marginal de potência reativa, em comparação quando não tinha compensação reativa, colocando em risco o mercado de potência reativa devido que os consumidores procurariam a melhor barra do sistema, aquela barra que torna possível a obtenção de menores custos marginais de potência reativa no sistema todo, para realizar o investimento de um compensador estático de potência reativa e não necessariamente na sua própria barra.

Os resultados das diferentes metodologias indicam que o custo de produção de potência reativa dos geradores e o capital de investimento dos capacitores estáticos deveriam ser incluídos na formulação pelo significativo impacto nos custos marginais de potência reativa.

# Capítulo 5

## CONCLUSÕES

### 5.1 Conclusões

Como parte deste trabalho foi desenvolvida uma metodologia para o cálculo dos custos marginais de potência ativa e reativa (MARGIN) nos sistemas elétricos de potência. Essa metodologia MARGIN está baseada nos princípios econômicos que governam os mercados de livre acesso. O objetivo do método de MARGIN é a determinação de sinais econômicos que se usam para incentivar aos geradores do mercado elétrico a participar de um novo mercado de potência ativa e reativa, e aos distribuidores e/ou grandes consumidores a reduzir seu consumo de potência reativa. A participação dos geradores num MPAR realizar-se-á mediante a geração de potência ativa e reativa, desde que sejam remunerados levando em conta a informação dos custos marginais.

No trabalho igualmente foi proposto um modelo de mercado da potência ativa e reativa (MPAR) dos sistemas elétricos de potência em mercados elétricos competitivos. O cálculo dos custos marginais no modelo MPAR usa uma técnica de solução baseada no problema de fluxo de potência ótimo (FPO) em que se minimizam os custos de produção de potência ativa e reativa. Para resolver o problema FPO foi adotada a técnica de otimização não linear denominada programação quadrática seqüencial, a qual aproxima a matriz Hessiana de maneira similar ao método de otimização de segunda ordem BFGS.

No modelo de mercado MPAR o custo de produção de potência reativa dos geradores síncronos considera-se que depende das suas características de operação (curva de capacidade) e baseia-se na teoria do custo de perda da oportunidade de gerar potência

ativa. O custo de produção de potência reativa dos compensadores estáticos (capacitivos e indutivos) também é considerado no modelo.

Foi desenvolvido um programa computacional interativo e gráfico, AMDREA, a fim de implementar o modelo e metodologia considerados neste trabalho. Esse programa foi utilizado com o objetivo de simular o mercado de potência ativa e reativa nos sistemas de teste IEEE-30, IEEE-118 e um equivalente do sistema sul-sudeste brasileiro.

Os resultados da aplicação da metodologia proposta nos sistemas de teste permitem mostrar a influência dos geradores no mercado de potência reativa quando varia a demanda. Os custos marginais representam indicadores econômicos para realizar novos investimentos em geração de potência ativa e reativa, e na literatura reporta-se que o custo marginal da potência reativa representa aproximadamente 1% do custo marginal de potência ativa, isso indicaria que a potência reativa não é relevante no contexto da problemática abordada.

Resulta interessante o fato que os resultados obtidos neste trabalho, para os sistemas de teste, indicam que os custos marginais de potência reativa são muito maiores que aquele 1% encontrado na literatura, isso é um sinal da relevância econômica da potência reativa nos mercados elétricos. Esse sinal pode ser utilizado, por exemplo, para empreender novos investimentos em geração de potência reativa. Portanto, parece importante a inclusão de um modelo do custo de produção de potência reativa dentro das metodologias de simulação dos mercados de potência ativa e reativa.

O custo marginal de potência reativa calculado pela metodologia proposta pode atuar como um indicador da necessidade de instalação de uma nova fonte de geração de potência reativa (por exemplo um compensador estático) para melhorar a tensão e portanto a qualidade da energia elétrica no sistema de potência.

Para uma melhor comparação da metodologia proposta com outras metodologias da literatura, implementaram-se duas destas, sendo que uma delas está disponível na Internet (versão em Matlab do método *Z&G*) e a outra foi programada em ambiente Matlab 6.1 (método *B&S*).

Após comparar dos resultados obtidos usando o programa AMDREA, com os resultados obtidos com as implementações de Z&G e B&S, considera-se que os custos de produção de potência reativa dos geradores e capacitores estáticos deveriam ser incluídos na formulação pelo significativo impacto nos custos marginais de potência ativa e reativa.

## **5.2 Trabalhos Futuros**

Durante o desenvolvimento deste trabalho foram feitas algumas anotações que seriam relevantes considerar em trabalhos futuros. Destacam-se, basicamente, as seguintes três extensões futuras:

- Aplicar técnicas de processamento paralelo e distribuído a fim de resolver o problema proposto com maior rapidez.
- Aplicar técnicas de inteligência artificial (por exemplo: redes neurais artificiais, computação evolutiva, sistemas especialistas, entre outras) com os objetivos de determinar melhores resultados e com menores tempo e esforço computacional.
- Incluir a análise da segurança estática e dinâmica na simulação dos mercados de potência ativa e reativa de maneira a quantificar o efeito dos custos marginais ativos e reativos na segurança dos sistemas de potência.

# APÊNDICES

# Apêndice A

## PROGRAMAÇÃO QUADRÁTICA SEQUENCIAL

### A.1 Introdução

No problema de otimização com restrições, a idéia geral é transformar o problema global em subproblemas mais simples que podem-se resolver e utilizar como base em um processo iterativo. Uma característica geral dos primeiros métodos de otimização com restrições transformavam o problema com restrições em um problema sem restrições, usando uma função de penalidade para as restrições. Desta maneira o problema com restrições é resolvido usando uma seqüência de otimizações sem restrições, que no limite (da seqüência) converge à solução do problema com restrições. Este método atualmente se considera relativamente ineficiente e tem sido substituído por métodos que trabalham na solução das condições de Kuhn-Tucker (KT). As condições de KT são condições necessárias de otimalidade para um problema de otimização com restrições.

O método de otimização descrito a seguir está baseado na guia do usuário do Toolbox de Otimização do programa MATLAB 5.0 [MATH97] da empresa The Math Works [MATH93].

Dado o problema de otimização geral (POG) descrito na equação (A.1).

$$\begin{array}{ll} \text{Minimizar} & f(x) \\ \text{sujeito a :} & g_i(x) = 0, \quad i = 1, \dots, m_e \\ & h_j(x) \leq 0, \quad j = m_e + 1, \dots, m \end{array} \quad (\text{A.1})$$

Se  $f(x)$ ,  $g_i(x)$ ,  $i = 1, \dots, m_e$  e  $h_j(x)$ ,  $j = m_e+1, \dots, m$  são funções convexas o problema de otimização é chamado problema de programação convexa e as condições do KT são necessárias e suficientes para uma solução global.

Do POG (ver expressão A.1), as equações de Kuhn-Tucker podem ser indicadas segundo as expressões (A.2).

$$\nabla f(x^*) + \sum_{i=1}^{m_e} \lambda_i^* \cdot \nabla g_i(x^*) + \sum_{j=m_e+1}^m \lambda_j^* \cdot \nabla h_j(x^*) = 0 \quad (\text{A.2a})$$

$$\nabla g_i(x^*) = 0, \quad i = 1, \dots, m_e \quad (\text{A.2b})$$

$$\lambda_j^* \geq 0, \quad j = m_e + 1, \dots, m \quad (\text{A.2c})$$

A equação (A.2a) indica um cancelamento dos gradientes da função objetivo e das restrições ativas no ponto de solução. Para que os gradientes sejam cancelados, os multiplicadores de Lagrange ( $\lambda_i$ ,  $i=1, \dots, m$ ) devem necessariamente balancear as variações das magnitudes dos gradientes da função objetivo e das restrições. Dado que as restrições ativas são incluídas nesta operação de cancelamento, as restrições que não são ativas não são incluídas nesta operação e é assim que se fazem os multiplicadores de Lagrange iguais a zero. Isso está indicado em forma implícita nas expressões (A.2b) e (A.2c).

A solução das condições de KT formam a base de muitos algoritmos de otimização não lineares. Esses algoritmos procuram calcular diretamente os multiplicadores de Lagrange. Esses métodos geralmente referem-se aos métodos de programação quadrática sequencial em que um sub-problema de programação quadrática é resolvido em cada iteração.

## A.2 Programação Quadrática Sequencial

Os métodos de programação quadrática sequencial (PQS) representam o estado da arte nos métodos de programação não-linear. A PQS tem mostrado ser um grande método para a solução de problemas de otimização devido a sua eficácia e exatidão, com diferentes aplicações em todas as áreas da engenharia. [RAO96][SHER93]

A função de Lagrange da equação (A.1) é definida na equação (A.3):

$$L(x, \lambda) = f(x) + \sum_{i=1}^{m_e} \lambda_i \cdot g_i(x) + \sum_{j=m_e+1}^m \lambda_j \cdot h_j(x) \quad (\text{A.3})$$

Em que  $\lambda_i$  ( $i=1,2,\dots,m$ ) são os multiplicadores de Lagrange para a  $i^{\text{éssima}}$  restrição na  $k^{\text{éssima}}$  iteração.

Na PQS, em cada iteração importante se realiza uma aproximação da matriz Hessiana da função lagrangiana, usando o método quasi-Newton, gerando um sub-problema de programação quadrática baseado numa aproximação quadrática da função de Langrage, cuja solução é utilizada para indicar a direção em um procedimento de busca linear.

### A.2.1 Atualização da Matriz Hessiana da Função Lagrangiana

Em cada iteração importante uma aproximação quasi-Newton, definida positiva, da matriz Hessiana da função Lagrangiana ( $H$ ) é calculada usando o método BFGS (Broyden - Fletcher - Goldfarb - Shanno) como se mostra na expressão (A.4).

$$H_{k+1} = H_k + \frac{q_k q_k^T}{q_k^T s_k} + \frac{H_k^T H_k}{s_k^T H_k s_k} \quad \text{em que}$$

$$s_k = x_{k+1} - x_k$$

$$q_k = \nabla f(x_{k+1}) + \sum_{i=1}^{m_e} \lambda_i \cdot \nabla g_i(x_{k+1}) + \sum_{j=m_e+1}^m \lambda_j \cdot \nabla h_j(x_{k+1}) - \left( \nabla f(x_k) + \sum_{i=1}^{m_e} \lambda_i \cdot \nabla g_i(x_k) + \sum_{j=m_e+1}^m \lambda_j \cdot \nabla h_j(x_k) \right) \quad (\text{A.4})$$

Powell [POWE78] recomenda manter a matriz  $H$  definida positiva, porém pode ser não definida positiva em um ponto da solução. A matriz  $H$  é mantida positiva se  $q_k^T s_k$  (da expressão A.4) é positiva em cada atualização e  $H$  se inicializa com uma matriz definida positiva (pode ser a matriz identidade). Quando  $q_k^T s_k$  não é positiva,  $q_k$  é modificada elemento por elemento de modo que  $q_k^T s_k > 0$ .



A idéia principal dessa alteração é modificar os elementos de  $q_k$ , que contribuem a uma atualização definida positiva, o menos possível. Porém, na fase inicial da modificação, o elemento mais negativo de  $q_k^T s_k$  se divide em dois em várias ocasiões.

O procedimento continua até que  $q_k^T s_k$  seja maior ou igual que  $1e^{-5}$ . Se após este procedimento o  $q_k^T s_k$  todavia não for positivo,  $q_k$  é modificado acrescentando um vetor  $v$  multiplicado por uma constante escalar  $w$ , isto é,

$$q_k = q_k + wv \quad (A.5)$$

em que

$$v_i = \begin{cases} \nabla g_i(x_{k+1}) \cdot g_i(x_{k+1}) - \nabla g_i(x_k) \cdot g_i(x_k), & \text{se } (q_k)_i \cdot w < 0 \text{ e } (q_k)_i \cdot (S_k)_i < 0 \\ & (i=1, \dots, m_e) \\ \nabla h_i(x_{k+1}) \cdot h_i(x_{k+1}) - \nabla h_i(x_k) \cdot h_i(x_k), & \text{se } (q_k)_i \cdot w < 0 \text{ e } (q_k)_i \cdot (S_k)_i < 0 \\ & (i = m_e + 1, \dots, m) \\ 0 & \text{outros casos} \end{cases}$$

e  $w$  é sistematicamente incrementado multiplicando por 2 até que o produto  $q_k^T s_k$  seja positivo.

## A.2.2 Solução da Programação Quadrática

Em cada iteração importante do método PQS resolve-se um problema de PQ calculando o valor ótimo da equação (A.3), dado na equação (A.6). O problema de PQ é obtido linearizando as restrições não lineares.

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } \frac{1}{2} d_k^T H_k d_k + \nabla f(x_k)^T d_k \\ \text{sujeito a : } & \nabla g_i(x_k)^T d_k + g_i(x_k)^T = 0, \quad i = 1, \dots, m_e \\ & \nabla h_j(x_k)^T d_k + h_j(x_k)^T \leq 0, \quad j = m_e + 1, \dots, m \end{aligned} \quad (A.6)$$

O procedimento da solução implica em duas fases: a primeira fase implica no cálculo de um ponto factível (se existir), a segunda fase implica na geração de uma sequência iterativa de pontos factíveis que convergem à solução.

A expressão (A.6) pode-se escrever de uma maneira mais simples, como se mostra na expressão (A.7) para a solução do problema PQ.

$$\begin{aligned} \text{Minimizar } q(\hat{d}_{k'}) &= \frac{1}{2} \hat{d}_{k'}^T H \hat{d}_{k'} + c^T \hat{d}_{k'} \\ \text{sujeito a: } A_i^{k'} \hat{d}_{k'} &= b_i, \quad i = 1, \dots, m_e \\ A_i^{k'} \hat{d}_{k'} &\leq b_i, \quad j = m_e + 1, \dots, m \end{aligned} \quad (\text{A.7})$$

Da expressão (A.7), a matriz  $A_i^{k'}$  é atualizada em cada iteração  $k'$ , e o resultado é utilizado para formar uma base iterativa de busca com direção  $\hat{d}_{k'}$ . Cabe lembrar que as iterações  $k'$  são as iterações do problema PQ e  $\hat{d}_{k'}$  é o passo para sua solução. A notação da variável  $\hat{d}_{k'}$  é usada para distingui-la da variável  $d_k$  que é usada na maior iteração da PQS. A direção  $\hat{d}_{k'}$  se calcula minimizando a função objetivo do problema (A.7) enquanto se mantém algumas restrições ativas,  $l$ , ( $l < m$ ). As restrições de igualdade sempre são mantidas ativas ( $m_e$ ).

A matriz  $Z_{k'}$  está formada pelas últimas  $m-l$  colunas da decomposição QR [GOLU89][NAKA97][FAUS99] da matriz  $A_i^{k'}$ , como se mostra na expressão (A.8)

$$\begin{aligned} Z_{k'} &= Q[:, l+1 : m] \\ \text{em que} & \\ Q^T (A_i^{k'})^T &= \begin{bmatrix} R \\ 0 \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (\text{A.8})$$

O espaço factível para a direção de busca  $\hat{d}_{k'}$  se forma tomando como base a matriz  $Z_{k'}$ , garantindo que se encontra dentro dos limites das restrições ativas.

Após encontrar a matriz  $Z_{k'}$ , se procura uma nova direção  $\hat{d}_{k'}$  que minimiza  $q(\hat{d}_{k'})$  dada pela expressão (A.7), considerando que a direção  $\hat{d}_{k'}$  é uma combinação linear das colunas da matriz  $Z_{k'}$ :  $\hat{d}_{k'} = Z_{k'}p$ , para um vetor  $p$ .

Substituindo  $\hat{d}_{k'} = Z_{k'}p$  na equação quadrática dada pela expressão (A.7) tem-se.

$$q(p) = \frac{1}{2} p^T Z_{k'}^T H Z_{k'} p + c^T Z_{k'} p \quad (\text{A.9})$$

Derivando com respeito a  $p$  tem-se a expressão (A.10)

$$\nabla q(p) = Z_{k'}^T H Z_{k'} p + Z_{k'}^T c \quad (\text{A.10})$$

$\nabla q(p)$  se refere ao gradiente projetado da função quadrática, porque é o gradiente que é projetado no sub espaço definido por  $Z_{k'}$ . O termo  $Z_{k'}^T H Z_{k'}$  é chamado a projeção da matriz Hessiana. Como tem-se considerado que a matriz Hessiana é definida positiva (ver item 5.2.1), o mínimo da expressão (A.9) no sub espaço definido por  $Z_{k'}$  ocorre quando  $\nabla q(p) = 0$ , o qual é a solução de um sistema de equações lineares, como se mostra na expressão (A.11).

$$Z_{k'}^T H Z_{k'} p = -Z_{k'}^T c \quad (\text{A.11})$$

Um passo é tomado na forma da expressão (A.12)

$$x_{k'+1} = x_{k'} + \alpha \hat{d}_{k'} \quad \text{em que } \hat{d}_{k'} = Z_{k'}^T p \quad (\text{A.12})$$

Em cada iteração, devido à natureza quadrática da função objetivo, somente há duas opções para a escolha do comprimento do passo  $\alpha$ . Um passo unitário ao longo de  $\hat{d}_{k'}$  é o passo exato até o mínimo da função restrita ao espaço nulo de  $A_1^{k'}$ . Se tal passo pode ser tomado, sem violação das restrições, então essa é a solução da PQ (Expressão A.7).

Caso contrário, o passo ao longo de  $\hat{d}_{k'}$ , até a restrição mais próxima é menor que a unidade e uma nova restrição é incluída no conjunto ativo da seguinte iteração. A distância aos limites de restrição em qualquer direção  $\hat{d}_{k'}$ , é dado por

$$\alpha = \min_i \left\{ \frac{-(A_i^{k'} x_{k'} - b_i)}{A_i^{k'} \hat{d}_{k'}} \right\} \quad (i=1, \dots, m) \quad (\text{A.13})$$

o qual é definido para restrições que não estão no conjunto ativo, e onde a direção  $\hat{d}_{k'}$ , é par ao limite de restrição, i.e.  $A_i^{k'} \hat{d}_{k'} = b_i$ ,  $i = 1, \dots, m$ .

Quando  $n$  restrições independentes estão incluídas no conjunto ativo, sem localização do mínimo, os multiplicadores de Lagrange  $\lambda_{k'}$  são calculados de modo que satisfazem o conjunto não singular de equações lineares (A.14)

$$A_{k'}^T \lambda_{k'} = c \quad (\text{A.14})$$

Se todos os elementos de  $\lambda_{k'}$  são positivos,  $x_{k'}$  é a solução ótima de PQ (Expressão A.7). Porém, se algum componente de  $\lambda_{k'}$  é negativo, e não corresponde a uma restrição de igualdade, então o correspondente elemento é deletado do conjunto de restrições ativas e uma nova iteração procede.

O algoritmo requer um ponto factível para partir. Se o ponto atual do método PQS não é factível, então pode encontra-se um ponto resolvendo o problema de programação linear.

$$\begin{aligned} & \text{Minimizar } \gamma \\ \text{sujeto a : } & A_i^{k'} \hat{d}_{k'} = b_i, \quad i = 1, \dots, m_e \\ & A_i^{k'} \hat{d}_{k'} - \gamma \leq b_i, \quad j = m_e + 1, \dots, m \end{aligned} \quad (\text{A.15})$$

A notação indica que a  $i$ -ésima fila da matriz é  $A_i^{k'}$ . Um ponto factível (se existir algum) para a A.15 pode encontrar-se ao ajustar  $\hat{d}_{k'}$  a um valor que satisfaça as restrições de igualdade. Isto pode ser conseguido ao resolver um conjunto de equações

lineares sub ou sobre-determinado formadas a partir do conjunto de restrições de igualdade. Se há uma solução para este problema, então a variável slack  $\gamma$  é fixada à máxima restrição de desigualdade neste ponto.

O algoritmo PQ descrito anteriormente é modificado para solucionar problemas PL mediante a configuração da direção de busca para um maior decrescimento em cada iteração. Em que  $\mathbf{g}_k$  é o gradiente da função objetivo (igual aos coeficientes da função objetivo linear)

$$\hat{\mathbf{d}}_{k'} = -\mathbf{Z}_{k'}\mathbf{Z}_{k'}^T\mathbf{g}_k \quad (\text{A.16})$$

Se um ponto factível é encontrado usando o método LP, este é incorporado na fase principal do problema PQ. A direção de busca é inicializada com uma direção de busca encontrada ao solucionar o conjunto de equações lineares da equação (A.17)

$$\mathbf{H}\hat{\mathbf{d}}_1 = -\mathbf{g}_k \quad (\text{A.17})$$

Em que  $\mathbf{g}_k$  é o gradiente da função objetivo na iteração em  $\mathbf{x}_{k'}$

Se uma solução factível não é encontrada para o problema de PQ, a direção de busca para a rotina principal de SQP,  $\hat{\mathbf{d}}_{k'}$  é encontrada minimizando  $\gamma$ .

### A.2.3 Busca Linear e a Função Mérito

A solução do sub-problema PQ origina um vector  $\mathbf{d}_k$ , o qual é usado para formar uma nova iteração como se apresenta na expressão (A.18).

$$\mathbf{x}_{k+1} = \mathbf{x}_k + \alpha\mathbf{d}_k \quad (\text{A.18})$$

O parâmetro do comprimento de passo  $\alpha$  é inicializado com o valor de um e é dividido pôr dois em várias casos até produzir um decremento suficiente na função mérito usada pôr Han [HAN77] e Powell [POWE78] mostrada na equação (A.19).

$$\Psi(x) = f(x) + \sum_{i=1}^{m_e} r_i \cdot g_i(x) + \sum_{j=m_e+1}^m r_j \cdot \max\{0, h_j(x)\} \quad (\text{A.19})$$

Powell recomenda fixar o parâmetro de penalidade como se apresenta na equação (A.20)

$$r_i = (r_{k+1})_i = \max_i \left\{ \lambda_i, \frac{1}{2}((r_k)_i + \lambda_i) \right\}, \quad i = 1, \dots, m \quad (\text{A.20})$$

Esta formulação permite a contribuição das restrições que são inativas na solução do problema PQ, mas que são recentemente ativadas. Na implementação, o parâmetro de penalidade  $r$  é fixado inicialmente como se mostra na expressão (A.21)

$$r_i = \begin{cases} \frac{\|\nabla f(x)\|}{\|\nabla g_i(x)\|} & (i = 1, \dots, m_e) \\ \frac{\|\nabla f(x)\|}{\|\nabla h_i(x)\|} & (i = m_e + 1, \dots, m) \end{cases} \quad (\text{A.21})$$

Em que,  $\|\cdot\|$  representa a normalização Euclidiana.

Assim assegura-se as maiores contribuições ao parâmetro de penalidade de restrições com gradientes pequenos, que seriam o caso das restrições ativas no ponto de solução.

### A.3 Exemplo numérico

Considere o problema de otimização não-linear mostrado na expressão (A.22) para aplicar a metodologia de otimização PQS.

$$\begin{aligned} &\text{Minimizar } f = 100(x_1 - x_2)^2 + (1 - x_1)^2 \\ &\text{sujeto a :} \\ &\quad g = x_1^2 + x_2^2 - 1.5 \leq 0 \end{aligned} \quad (\text{A.22})$$

Na Tabela A.1 e na Figura A.1 apresenta-se a evolução da otimização com um ponto inicial de  $(-1.9, 2.0)$  e a solução final de  $(0.82313, -0.9069)$ , com um total de 33 iterações.

<b>Iteração</b>	<b>f</b>	<b>x<sub>1</sub></b>	<b>x<sub>2</sub></b>	<b>max{g}</b>	<b>Paso</b>
1	3489.41	-1.9	2	6.11	1
12	5704.54	-0.74199	-2.6094	5.85939	0.000977
24	4830.8	-0.054068	-2.6259	5.39845	0.000488
26	1253.43	1.0134	-2.134	4.08074	0.5
27	324.242	0.38277	-1.4773	0.828899	1
28	50.3847	0.59496	-1.1418	0.157601	1
29	7.85096	0.72799	-1.0034	0.0368349	1
30	0.352949	0.80596	-0.9285	0.0116934	1
31	0.0345593	0.82118	-0.90899	0.000612258	1
32	0.0313293	0.82308	-0.90695	7.76924e-006	1
33	0.0313283	0.82313	-0.9069	5.17333e-009	1

Tabela A.1 Evolução do problema de otimização não linear da expressão (A.22) utilizando o método SQP

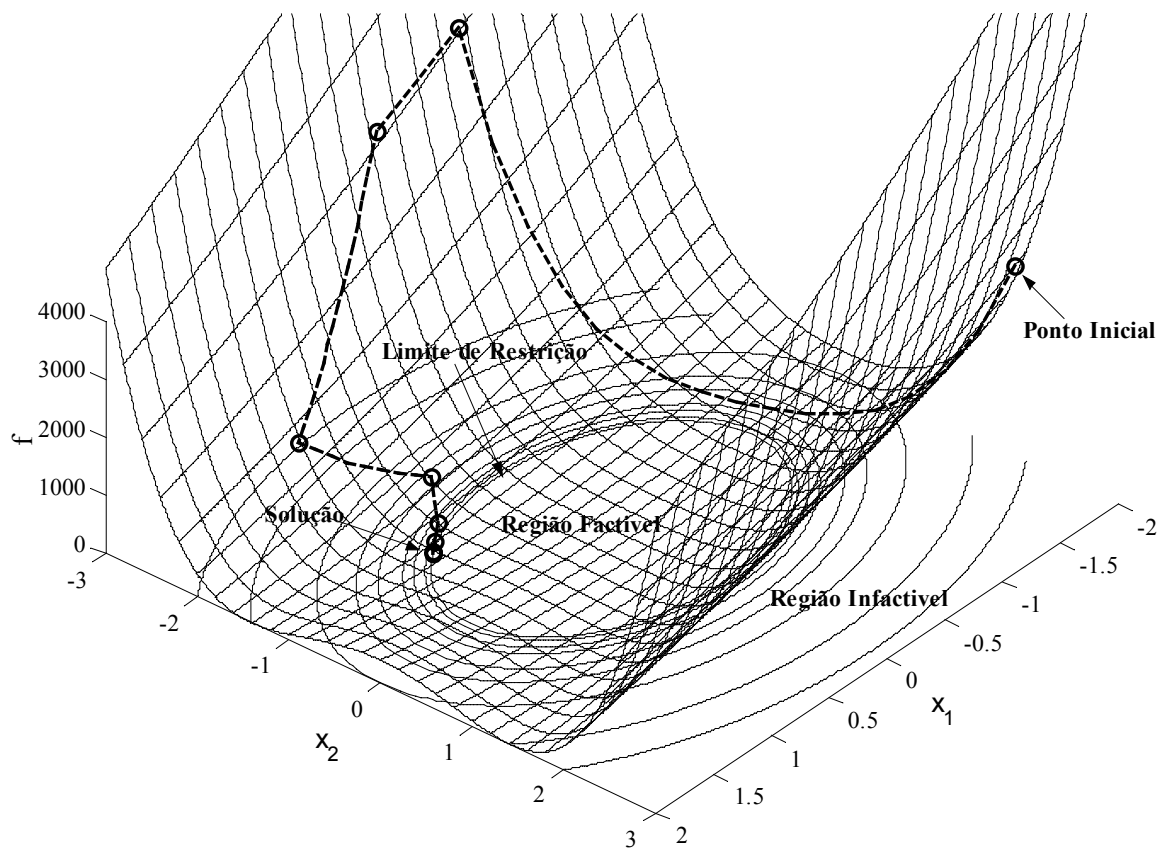


Figura A.1 Solução do problema no lineal da expressão (4.22) utilizando o método PQS.



# Apêndice B

## O PROGRAMA COMPUTACIONAL AMDREA

### B.1 Características e requerimentos do programa

O AMDREA (Análise do Mercado Desregulamentado da Reativa E Ativa) é um programa computacional para o cálculo dos custos marginais ativos e reativos no SEE adotando a metodologia apresentada neste trabalho. O programa computacional foi desenvolvido inicialmente na plataforma matricial MATLAB 6.0 da companhia The Math Works, Inc., logo depois foi reescrito totalmente sobre o sistema operacional DOS utilizando o linguagem C++ versão 5.02 da empresa Borland International Inc.

O programa desenvolvido na plataforma matricial MATLAB, pode ser executado em qualquer sistema operacional (Windows, UNIX ou Mac). Não é necessário as rotinas do ToolBox de otimização, devido que o programa tem seu otimizador não linear. O formato de dados dos arquivos de entrada é uma variação do formato de dados da referência [ZIMM97].

O programa computacional no sistema operacional DOS, pode ser executado em outros sistemas operacionais (UNIX, Linux, etc), tendo que compilar novamente em cada sistema operacional. O programa lê um arquivo no formato ASCII com nome *system.dat* e gera um arquivo de saída em formato ASCII de nome *system.out*. Ambos os arquivos se podem gerar e manipular facilmente com um editor de texto, por exemplo, o Bloco de Notas. O formato dos arquivos de dados de entrada é uma versão modificada do formato CDF do IEEE [WGCF73].

Desde a introdução dos computadores na década de 40, os pesquisadores são atraídos pelo fascínio de poder observar graficamente informações digitais. As vantagens dos programas com interface gráfica baseados em janelas (Windows) são a simplicidade e rapidez na interpretação dos resultados e uma comunicação visual interativa entre o usuário e os processos das soluções do computador. Os fenômenos e os dados de um sistema elétrico de potência se entendem com mais facilidade se a informação é visualizada, em comparação com resultados no formato ASCII que é um conjunto de tabelas de números. Ademais, os sistemas baseados em uma plataforma gráfica geralmente são mais fáceis de entender e simples de utilizar, que os programas em ambiente DOS. O usuário pode realizar eficientemente suas análises mediante contínuas simulações. [SHIN99][OVER97][KAWA00]

Numerosos programas que foram concebidos como um projeto acadêmico nas universidades sob uma plataforma DOS, no formato ASCII, foram depois comercializados sob uma plataforma gráfica, por exemplo, PTI, DigSilent, AnaRede, etc.

Sob a base do programa no sistema operacional DOS, foi também desenvolvido o programa AMDREA para sua execução sob o sistema operacional Windows 9x, 2000, ME, XP da companhia Microsoft. Para aproveitar as vantagens que oferece neste sistema operacional para lograr um manejo gráfico - interativo e amigável que reduz notavelmente o tempo requerido pelo especialista para efetuar seus respectivos estudos.

Os programas computacionais que formam parte da shell interativa utilizada no sistema de AMDREA vêm sendo desenvolvidas por um grupo de pesquisadores do Grupo de Sistemas de Potência da UFMA, do qual o autor deste trabalho forma parte, e dentro de um projeto de pesquisa para desenvolvimento de software.

#### *Características do programa AMDREA*

É um conjunto integrado de funções no programa executável , que permite:

- Criar o diagrama unifilar do sistema de energia elétrica em estudo.

- Inclui a representação de barras, geradores, cargas, shunt capacitivo, shunt indutivo, linhas de transmissão, transformadores de dois enrolamentos e a possibilidade de incluir textos.
- Janela de visualização para um melhor manejo na hora de editar o sistema elétrico completo.
- Ingressar os dados mediante “caixas de diálogo” abertas para elementos selecionados na forma gráfica.
- Efetuar estudos de fluxos de potência e fluxo de potência ótimo, e mostrar os resultados graficamente (no diagrama unifilar) com indicações de tensões fora de limite e sobrecargas nas linhas e transformadores.
- Visualização e modificação dos dados do sistema elétrico em uma janela de base de dados.
- Criar quadro de dados e resultados em formato ASCII.
- Visualização dos resultados do sistema elétricos de potência em forma gráfica.
- Possibilidade de imprimir os resultados.
- Totalmente programado em C++ Builder, uma linguagem de programação orientado a objetos. [REIS98] [HOLL00] [SCHI01]
- Interfaces gráficas baseadas nos menus “pull-down” e botões, para lograr um manejo amigável e simples, que permite ao usuário visualizar rapidamente os resultados, identificar problemas e concentrar-se na qualidade das simulações.

*Requerimento de hardware e software do programa AMDREA.*

Para a execução do programa requer-se no mínimo um computador pessoal com processador Pentium III de 500 MHz, 128 MB de memória RAM, com sistema operacional Windows 95 ou versões superiores para simulações mais rápidas e eficientes.

## **B.2 Manual de Uso**

*Cálculo de Fluxo de Potência*

O cálculo do fluxo de potência se efetua com o método de Newton-Raphson completo [TINN67] usando uma matriz Jacobiana completa, atualizada em cada iteração.

Este método é descrito em detalhe em numerosos livros [ARRI91][BERG00] [GRAI94] [MONT83]

Para iniciar a execução do algoritmo se selecionará a opção *Cálculo/ Fluxo de Potência*, o mesmo efeito se logra pressionando a tecla F8. Se realizará a respectiva validação de dados, o cálculo de fluxo e a apresentação do estado do sistema no diagrama unifilar.

Para o fluxo de potência, se utilizarão técnicas numéricas avançadas para a inversão da matriz Jacobiana, aproveitando adequadamente a dispersidade da matriz [ZOLL70].

#### *Cálculo dos custos marginais ativos e reativos*

Para iniciar a execução do algoritmo se selecionará a opção *Cálculo/ Custos Marginais P & Q*, o mesmo efeito se logra pressionando a tecla F9. Se realizará a respectiva validação de dados, o cálculo de fluxo de potência ótimo com o algoritmo apresentado neste trabalho e apresentar dos resultados dos custos marginais ativos e reativo, assim também o estado do sistema no diagrama unifilar.

#### *Resultados do Programa AMDREA*

Durante o processo de execução se pode ver a evolução do processo de otimização por meio da barra de estado. Ao executar-se o caso, imediatamente depois de terminar o processo, se mostrarão na tela de trabalho as tensões, os custos marginais nas barras e os fluxos de potência em cada elemento do sistema de transmissão. Para as linhas e transformadores se mostrarão os correspondentes valores de potência ativa e reativa totais (MW e MVar respectivamente) no lados de envio e recepção. Os shunts mostrarão a potência reativa (MVar) recebida pelos reatores ou entregada pelos capacitores. As barras mostrarão as tensões e ângulos correspondentes. As tensões serão dados em pu., e os ângulos terão unidades de grau, adicionalmente se mostrarão os custos marginais ativos e reativos (\$/MWh e \$/MVarh respectivamente). Os geradores mostrarão a potência ativa e reativa (MW e MVar respectivamente) gerada.

As janelas de visualização de resultados foram desenvolvidas para visualizar os resultados de: perfil das magnitudes das tensões, perfil dos ângulos das tensões, perfil de potência ativa e reativa de geração, perfil dos custos marginais de potência reativa e ativa, perfil de potência ativa e reativa da carga e a participação dos geradores no mercado de potência ativa e reativa.

*Janela de Trabalho.*

A janela de trabalho do programa computacional AMDREA apresenta-se na Figura B.1

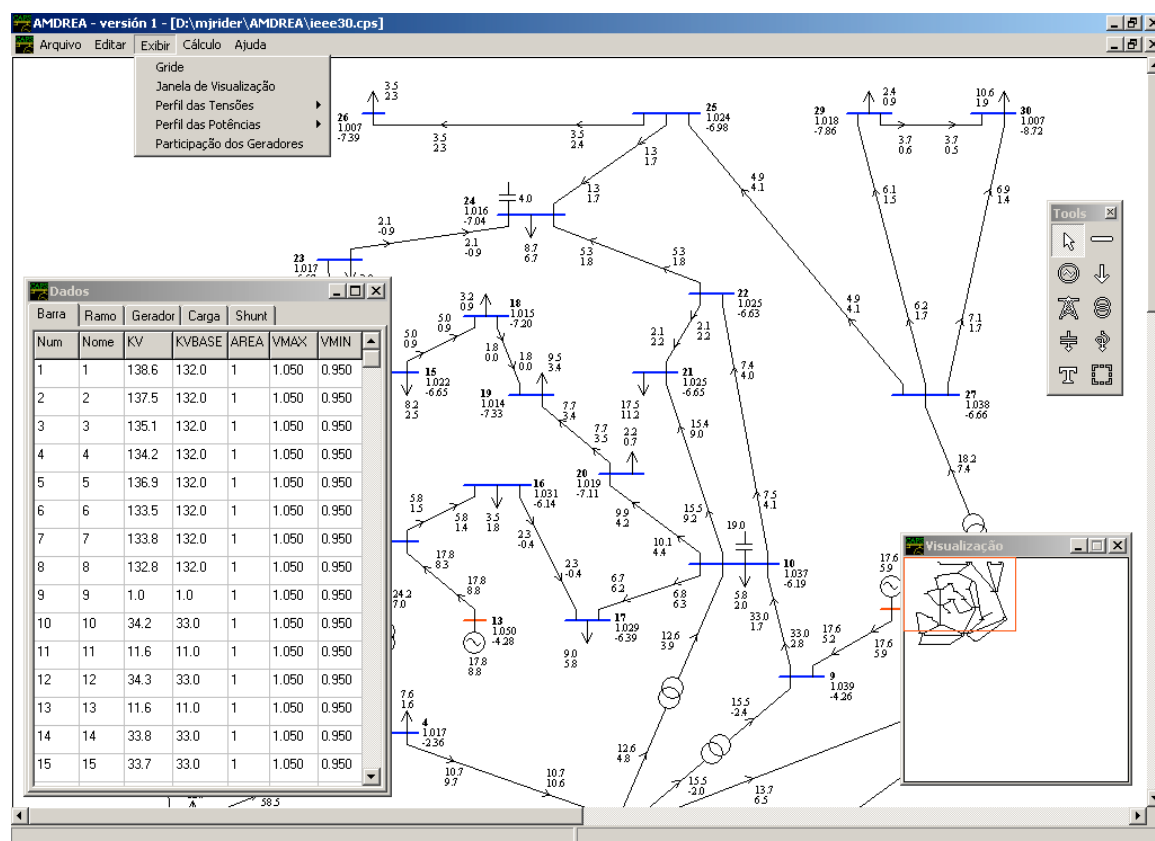


Figura B.1 Janela de trabalho do programa computacional AMDREA

### Criação de diagramas unifilares

Para a criação dos diagramas unifilares basta utilizar o mouse para seleccionar no menu de ferramentas o elemento a desenhar, ao indicar uma posição na tela e fazer um click no botão esquerdo para seleccionar a posição final dentro da tela de desenho.

### Relatórios e Resultados

Alguns resultados gráficos de programa computacional AMDREA é apresenta na Figura B.2

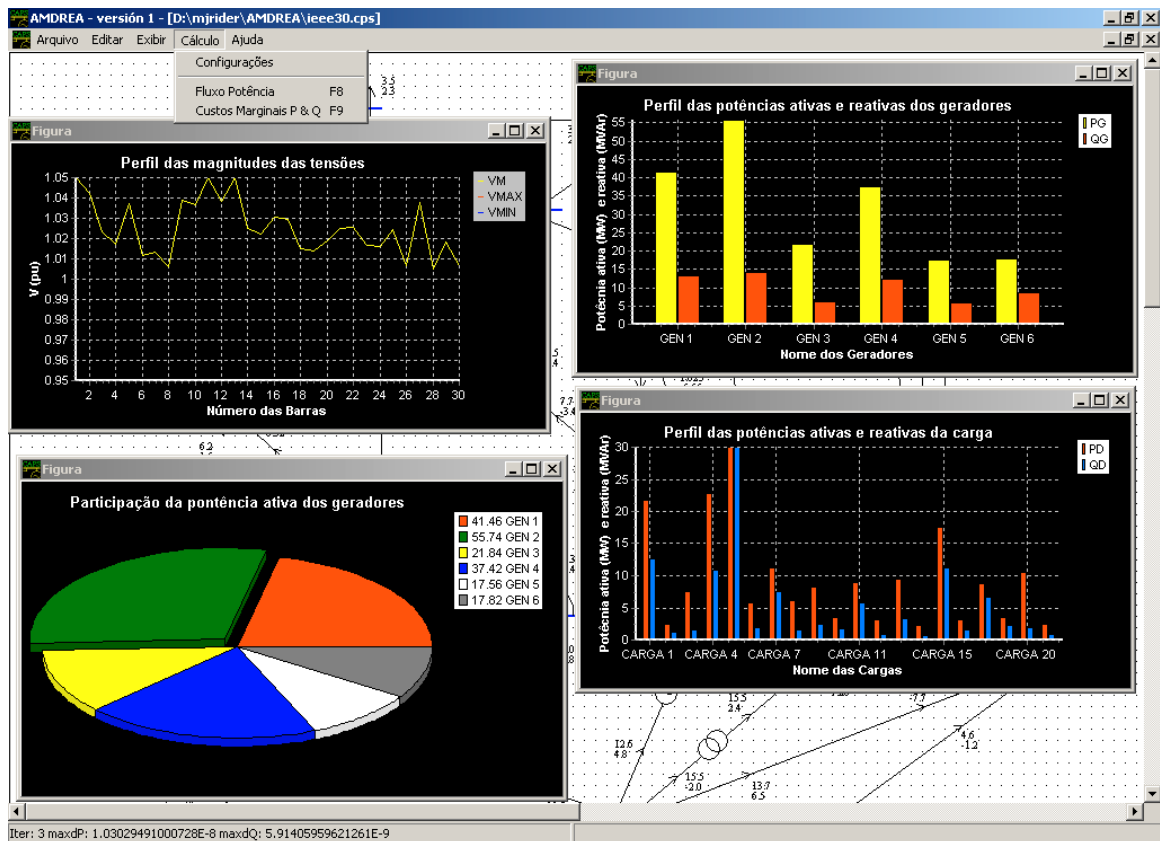


Figura B.1 Alguns resultados gráficos do programa computacional AMDREA

# Apêndice C

## ARQUIVO DE DADOS PARA UM SISTEMA TESTE

### C.1 Nomenclatura

#### Dados da Barras

B	Número da barra
NAME	Nome da barra
T	Tipo da barra
VM	Magnitude da tensão (p.u.)
VA	Ângulo da tensão (degrees)
PD	Potência ativa de carga (MW)
QD	Potência reativa de carga (MVAR)
GS	Condutância shunt (MW para $V = 1.0$ p.u.)
BS	Susceptância shunt (MVAR para $V = 1.0$ p.u.)
KV	Tensão base (kV)
VMAX	Máxima magnitude da tensão (p.u.)
VMIN	Mínima magnitude da tensão (p.u.)

#### Dados dos Ramos

NF	Número da barra de saída
NT	Número da barra de chegada
T	Tipo do ramo
R	Resistência (p.u.)
X	Reatância (p.u.)
B	Susceptância total da linha (p.u.)
RATE	Máxima capacidade de transferência da potência aparente (MVA)
RATIO	Tap do transformador
SHIFT	Ângulo de defasagem do transformador em fase

### Dados dos Geradores

BARRA	Número da barra
PG	Geração de potência ativa (MW)
QG	Geração de potência reativa (MVAR)
VG	Magnitude da tensão do gerador (p.u.)
PMIN	Geração mínima de potência ativa (MW)
XD	Reatâncias síncronas do gerador (pu)
VGN	Magnitude da tensão nominal do gerador (p.u.)
IMAX	Máxima Corrente de Armadura (pu)
EMAX	Máxima Corrente do Rotor (Campo) (pu)
DMAX	Maximo ângulo entre a tensão terminal e o eixo de quadratura $q$ (degrees)
C2	Dados de custos:
C1	$c_2, c_1, c_0$
C0	em que o polinômio é $c_2 * P^2 + c_1 * P + c_0$

### Dados dos Shunt

BARRA	Número de barra
QSH	Geração de potência reativa (MVAR)
QSHMAX	Geração máxima de potência reativa (MVAR)
QSHMIN	Geração mínima de potência reativa (MVAR)
SHCOST	Custo de produção de potência reativa. (\$/MVAR)

### Dados dos Taps

LINE	Número da linha
TAP	Tap do transformador (pu)
TAPMAX	Tap máximo do transformador (pu)
TAPMIN	Tap mínimo do transformador (pu)



## C.2 Sistema IEEE-30

### Dados das Barras

B	NOME	T	VM	VA	PD	QD	GS	BS	KV	V <sup>MAX</sup>	V <sup>MIN</sup>	
1	Barra	1	3	1.050	0.00	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95	
2	Barra	2	2	1.042	-0.48	21.7	12.7	0.0	132.0	1.05	0.95	
3	Barra	3	0	1.024	-2.02	2.4	1.2	0.0	132.0	1.05	0.95	
4	Barra	4	0	1.017	-2.36	7.6	1.6	0.0	132.0	1.05	0.95	
5	Barra	5	2	1.037	-0.96	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95	
6	Barra	6	0	1.012	-2.55	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95	
7	Barra	7	0	1.013	-2.39	22.8	10.9	0.0	132.0	1.05	0.95	
8	Barra	8	2	1.006	-2.39	30.0	30.0	0.0	132.0	1.05	0.95	
9	Barra	9	0	1.039	-4.28	0.0	0.0	0.0	1.0	1.05	0.95	
10	Barra	10	0	1.037	-6.22	5.8	2.0	0.0	19.0	33.0	1.05	0.95
11	Barra	11	2	1.050	-2.36	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	1.05	0.95
12	Barra	12	0	1.039	-5.53	11.2	7.5	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
13	Barra	13	2	1.050	-4.22	0.0	0.0	0.0	0.0	11.0	1.05	0.95
14	Barra	14	0	1.025	-6.44	6.2	1.6	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
15	Barra	15	0	1.022	-6.55	8.2	2.5	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
16	Barra	16	0	1.031	-6.11	3.5	1.8	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
17	Barra	17	0	1.030	-6.40	9.0	5.8	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
18	Barra	18	0	1.015	-7.15	3.2	0.9	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
19	Barra	19	0	1.014	-7.30	9.5	3.4	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
20	Barra	20	0	1.019	-7.09	2.2	0.7	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
21	Barra	21	0	1.025	-6.69	17.5	11.2	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
22	Barra	22	0	1.026	-6.68	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
23	Barra	23	0	1.016	-6.98	3.2	1.6	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
24	Barra	24	0	1.016	-7.18	8.7	6.7	0.0	4.0	33.0	1.05	0.95
25	Barra	25	0	1.024	-7.07	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
26	Barra	26	0	1.007	-7.48	3.5	2.3	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
27	Barra	27	0	1.038	-6.73	0.0	0.0	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
28	Barra	28	0	1.005	-2.95	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
29	Barra	29	0	1.019	-7.92	2.4	0.9	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95
30	Barra	30	0	1.007	-8.78	10.6	1.9	0.0	0.0	33.0	1.05	0.95

### Dados dos Ramos

NF	NT	T	R	X	B	RATE	RADIO	SHIFT
1	2	0	0.0192	0.0575	0.0528	130.0	0.0000	0.00
1	3	0	0.0452	0.1852	0.0408	130.0	0.0000	0.00
2	4	0	0.0570	0.1737	0.0468	65.0	0.0000	0.00
3	4	0	0.0132	0.0379	0.0084	130.0	0.0000	0.00
2	5	0	0.0472	0.1983	0.0418	130.0	0.0000	0.00
2	6	0	0.0581	0.1763	0.0374	65.0	0.0000	0.00
4	6	0	0.0119	0.0414	0.0090	90.0	0.0000	0.00
5	7	0	0.0460	0.1160	0.0204	70.0	0.0000	0.00
6	7	0	0.0267	0.0820	0.0170	130.0	0.0000	0.00
6	8	0	0.0120	0.0420	0.0090	32.0	0.0000	0.00
6	9	1	0.0000	0.2080	0.0000	65.0	0.9778	0.00
6	10	1	0.0000	0.5560	0.0000	32.0	0.9544	0.00
9	11	0	0.0000	0.2080	0.0000	65.0	0.0000	0.00
9	10	0	0.0000	0.1100	0.0000	65.0	0.0000	0.00
4	12	1	0.0000	0.2560	0.0000	65.0	0.9616	0.00
12	13	0	0.0000	0.1400	0.0000	65.0	0.0000	0.00
12	14	0	0.1231	0.2559	0.0000	32.0	0.0000	0.00
12	15	0	0.0662	0.1304	0.0000	32.0	0.0000	0.00
12	16	0	0.0945	0.1987	0.0000	32.0	0.0000	0.00
14	15	0	0.2210	0.1987	0.0000	16.0	0.0000	0.00
16	17	0	0.0824	0.1923	0.0000	16.0	0.0000	0.00
15	18	0	0.1073	0.2185	0.0000	16.0	0.0000	0.00
18	19	0	0.0639	0.1292	0.0000	16.0	0.0000	0.00
19	20	0	0.0340	0.0680	0.0000	32.0	0.0000	0.00
10	20	0	0.0936	0.2090	0.0000	32.0	0.0000	0.00
10	17	0	0.0324	0.0845	0.0000	32.0	0.0000	0.00
10	21	0	0.0348	0.0749	0.0000	32.0	0.0000	0.00
10	22	0	0.0727	0.1499	0.0000	32.0	0.0000	0.00
21	22	0	0.0116	0.0236	0.0000	32.0	0.0000	0.00
15	23	0	0.1000	0.2020	0.0000	16.0	0.0000	0.00
22	24	0	0.1150	0.1790	0.0000	16.0	0.0000	0.00
23	24	0	0.1320	0.2700	0.0000	16.0	0.0000	0.00
24	25	0	0.1885	0.3292	0.0000	16.0	0.0000	0.00
25	26	0	0.2544	0.3800	0.0000	16.0	0.0000	0.00
25	27	0	0.1093	0.2087	0.0000	16.0	0.0000	0.00
28	27	1	0.0000	0.3960	0.0000	65.0	0.9407	0.00
27	29	0	0.2198	0.4153	0.0000	16.0	0.0000	0.00
27	30	0	0.3202	0.6027	0.0000	16.0	0.0000	0.00
29	30	0	0.2399	0.4533	0.0000	16.0	0.0000	0.00
8	28	0	0.0636	0.2000	0.0428	32.0	0.0000	0.00
6	28	0	0.0169	0.0599	0.0130	32.0	0.0000	0.00

### Dados dos Geradores

#	BARRA	PG	QG	VG	PG <sup>min</sup>	XD	VGN	I <sup>max</sup>	E <sup>max</sup>	δ <sup>max</sup>
1	1	41.44	12.73	1.050	0.0	1.40	1.000	1.1118	2.3997	75.0
2	2	55.74	14.81	1.042	0.0	1.50	1.000	0.9882	2.3284	75.0
3	5	21.84	5.59	1.037	0.0	2.50	1.000	0.4941	2.0939	75.0
4	8	37.42	12.70	1.006	0.0	2.00	1.000	0.6177	2.0939	75.0
5	11	17.56	5.79	1.050	0.0	3.50	1.000	0.3706	2.152	75.0
6	13	17.82	8.72	1.050	0.0	1.80	1.000	0.6794	2.0824	75.0

#	BARRA	C0	C1	C2
1	1	0.0200	2.00	0.0
2	2	0.0175	1.75	0.0
3	5	0.0625	1.00	0.0
4	8	0.0083	3.25	0.0
5	11	0.0250	3.00	0.0
6	13	0.0250	3.00	0.0

Dados dos compensadores estáticos shunt

#	BARRA	QSh	QSh <sup>max</sup>	QSh <sup>min</sup>	CostSh
1	10	19.0	19.0	0.0	0.1324
2	24	4.0	4.0	0.0	0.1324

Dados dos taps dos transformadores

#	RAMO	Tap	Tap <sup>max</sup>	Tap <sup>min</sup>
1	11	0.978	1.100	0.900
2	12	0.954	1.100	0.900
3	15	0.962	1.100	0.900
4	36	0.941	1.100	0.900

### C.3 Sistema IEEE-118

#### Dados das Barras

#	NOME	T	VM	VA	PD	QD	GS	BS	KV	V <sup>MAX</sup>	V <sup>MIN</sup>	
1	Barra	1	3	1.003	0.00	51.0	27.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
2	Barra	2	0	1.011	0.22	20.0	9.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
3	Barra	3	0	1.016	0.95	39.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
4	Barra	4	2	1.057	4.95	39.0	12.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
5	Barra	5	0	1.060	5.48	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
6	Barra	6	2	1.033	2.40	52.0	22.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
7	Barra	7	0	1.029	1.73	19.0	2.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
8	Barra	8	2	1.023	11.38	28.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
9	Barra	9	0	1.041	22.32	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
10	Barra	10	2	1.060	33.65	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
11	Barra	11	0	1.029	1.87	70.0	23.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
12	Barra	12	2	1.024	0.96	47.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
13	Barra	13	0	1.017	0.39	34.0	16.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
14	Barra	14	0	1.025	0.16	14.0	1.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
15	Barra	15	2	1.031	-0.50	90.0	30.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
16	Barra	16	0	1.027	0.25	25.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
17	Barra	17	0	1.057	0.99	11.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
18	Barra	18	2	1.031	-0.59	60.0	34.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
19	Barra	19	2	1.026	-0.75	45.0	25.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
20	Barra	20	0	1.019	-1.32	18.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
21	Barra	21	0	1.018	-0.90	14.0	8.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
22	Barra	22	0	1.025	0.26	10.0	5.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
23	Barra	23	0	1.044	2.93	7.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
24	Barra	24	2	1.048	6.50	13.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
25	Barra	25	2	1.060	2.72	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
26	Barra	26	2	1.060	4.15	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
27	Barra	27	2	1.029	-3.48	71.0	13.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
28	Barra	28	0	1.021	-4.10	17.0	7.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
29	Barra	29	0	1.021	-3.97	24.0	4.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
30	Barra	30	0	1.026	6.01	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
31	Barra	31	2	1.025	-3.50	43.0	27.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
32	Barra	32	2	1.026	-2.64	59.0	23.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
33	Barra	33	0	1.036	0.84	23.0	9.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
34	Barra	34	2	1.059	3.37	59.0	26.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
35	Barra	35	0	1.053	3.05	33.0	9.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
36	Barra	36	2	1.053	3.04	31.0	17.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
37	Barra	37	0	1.060	3.91	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
38	Barra	38	0	1.031	9.12	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
39	Barra	39	0	1.034	1.61	27.0	11.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
40	Barra	40	2	1.029	1.05	66.0	23.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
41	Barra	41	0	1.020	1.00	37.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
42	Barra	42	2	1.021	3.45	96.0	23.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
43	Barra	43	0	1.053	4.47	18.0	7.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
44	Barra	44	0	1.060	8.32	16.0	8.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
45	Barra	45	0	1.057	10.61	53.0	22.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
46	Barra	46	2	1.060	13.90	28.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
47	Barra	47	0	1.031	18.46	34.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
48	Barra	48	0	1.050	15.96	20.0	11.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
49	Barra	49	2	1.028	17.52	87.0	30.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
50	Barra	50	0	1.011	14.98	17.0	4.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95

#	NOME	T	VM	VA	PD	QD	GS	BS	KV	V <sup>MAX</sup>	V <sup>MIN</sup>	
51	Barra	51	0	0.986	11.75	17.0	8.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
52	Barra	52	0	0.978	10.63	18.0	5.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
53	Barra	53	0	0.975	9.19	23.0	11.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
54	Barra	54	2	0.989	9.68	113.0	32.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
55	Barra	55	2	0.986	9.53	63.0	22.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
56	Barra	56	2	0.987	9.71	84.0	18.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
57	Barra	57	0	0.994	11.56	12.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
58	Barra	58	0	0.984	10.59	12.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
59	Barra	59	2	1.021	13.85	277.0	113.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
60	Barra	60	0	1.045	19.19	78.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
61	Barra	61	2	1.050	19.95	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
62	Barra	62	2	1.043	20.32	77.0	14.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
63	Barra	63	0	0.961	19.30	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
64	Barra	64	0	0.992	22.40	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
65	Barra	65	2	1.046	29.65	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
66	Barra	66	2	1.060	28.62	39.0	18.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
67	Barra	67	0	1.044	24.03	28.0	7.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
68	Barra	68	0	1.060	31.99	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
69	Barra	69	2	1.060	38.10	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
70	Barra	70	2	0.999	25.02	66.0	20.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
71	Barra	71	0	1.004	23.04	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
72	Barra	72	2	1.025	14.14	12.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
73	Barra	73	2	1.009	22.83	6.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
74	Barra	74	2	0.999	26.21	68.0	27.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
75	Barra	75	0	0.998	28.34	47.0	11.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
76	Barra	76	2	0.973	28.17	68.0	36.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
77	Barra	77	2	1.036	34.03	61.0	28.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
78	Barra	78	0	1.035	33.74	71.0	26.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
79	Barra	79	0	1.044	34.02	39.0	32.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
80	Barra	80	2	1.060	36.42	130.0	26.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
81	Barra	81	0	1.055	33.61	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
82	Barra	82	0	1.041	34.47	54.0	27.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
83	Barra	83	0	1.049	36.31	20.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
84	Barra	84	0	1.042	40.22	11.0	7.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
85	Barra	85	2	1.047	42.41	24.0	15.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
86	Barra	86	0	1.043	41.00	21.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
87	Barra	87	2	1.060	40.87	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
88	Barra	88	0	1.045	46.73	48.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
89	Barra	89	2	1.060	51.42	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
90	Barra	90	2	1.027	44.88	163.0	42.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
91	Barra	91	2	1.029	43.55	10.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
92	Barra	92	2	1.022	42.49	65.0	10.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
93	Barra	93	0	1.006	37.50	12.0	7.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
94	Barra	94	0	1.005	33.56	30.0	16.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
95	Barra	95	0	1.002	33.25	42.0	31.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
96	Barra	96	0	1.023	33.88	38.0	15.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
97	Barra	97	0	1.036	34.81	15.0	9.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
98	Barra	98	0	1.031	32.23	34.0	8.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
99	Barra	99	2	1.025	29.15	42.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
100	Barra	100	2	1.009	28.20	37.0	18.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
101	Barra	101	0	0.994	33.51	22.0	15.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
102	Barra	102	0	1.009	39.46	5.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
103	Barra	103	2	1.006	22.59	23.0	16.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
104	Barra	104	2	1.010	19.73	38.0	25.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
105	Barra	105	2	1.021	18.23	31.0	26.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
106	Barra	106	0	1.017	18.31	43.0	16.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
107	Barra	107	2	1.060	14.95	50.0	12.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
108	Barra	108	0	1.020	16.40	2.0	1.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
109	Barra	109	0	1.019	15.69	8.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
110	Barra	100	2	1.023	14.11	39.0	30.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95

#	NOME	T	VM	VA	PD	QD	GS	BS	KV	V <sup>MAX</sup>	V <sup>MIN</sup>	
111	Barra	111	2	1.032	13.96	0.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
112	Barra	112	2	1.007	11.65	68.0	13.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
113	Barra	113	2	1.057	0.36	6.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
114	Barra	114	0	1.022	-3.50	8.0	3.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
115	Barra	115	0	1.022	-3.60	22.0	7.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
116	Barra	116	2	1.060	31.61	184.0	0.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
117	Barra	117	0	1.008	-0.48	20.0	8.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95
118	Barra	118	0	0.980	27.83	33.0	15.0	0.0	0.0	132.0	1.05	0.95

### Dados dos Shunt

#	BARRA	QSh	QSh <sup>max</sup>	QSh <sup>min</sup>	CostSh
1	5	0.0	50.0	-50.0	0.1324
2	34	0.0	50.0	-50.0	0.1324
3	37	0.0	50.0	-50.0	0.1324
4	44	0.0	50.0	-50.0	0.1324
5	45	0.0	50.0	-50.0	0.1324
6	46	0.0	50.0	-50.0	0.1324
7	48	0.0	50.0	-50.0	0.1324
8	74	0.0	50.0	-50.0	0.1324
9	79	0.0	50.0	-50.0	0.1324
10	82	0.0	50.0	-50.0	0.1324
11	83	0.0	50.0	-50.0	0.1324
12	105	0.0	50.0	-50.0	0.1324
13	107	0.0	50.0	-50.0	0.1324
14	110	0.0	50.0	-50.0	0.1324

### Dados dos Taps

#	RAMO	Tap	Tap <sup>max</sup>	Tap <sup>min</sup>
1	8	0.923	1.100	0.900
2	32	1.004	1.100	0.900
3	36	0.937	1.100	0.900
4	51	0.900	1.100	0.900
5	93	0.911	1.100	0.900
6	95	0.981	1.100	0.900
7	102	1.011	1.100	0.900
8	107	1.010	1.100	0.900
9	127	0.914	1.100	0.900

### Dados dos Ramos

NI	NF	T	R	X	B	RATE	RATIO	SHIFT
1	2	0	0.0303	0.0999	0.0254	9900	0.0000	0.00
1	3	0	0.0129	0.0424	0.0108	9900	0.0000	0.00
4	5	0	0.0018	0.0080	0.0021	9900	0.0000	0.00
3	5	0	0.0241	0.1080	0.0284	9900	0.0000	0.00
5	6	0	0.0119	0.0540	0.0143	9900	0.0000	0.00
6	7	0	0.0046	0.0208	0.0055	9900	0.0000	0.00
8	9	0	0.0024	0.0305	1.1620	9900	0.0000	0.00
8	5	1	0.0000	0.0267	0.0000	9900	0.9550	0.00

NI	NF	T	R	X	B	RATE	RATIO	SHIFT
9	10	0	0.0026	0.0322	1.2300	9900	0.0000	0.00
4	11	0	0.0209	0.0688	0.0175	9900	0.0000	0.00
5	11	0	0.0203	0.0682	0.0174	9900	0.0000	0.00
11	12	0	0.0060	0.0196	0.0050	9900	0.0000	0.00
2	12	0	0.0187	0.0616	0.0157	9900	0.0000	0.00
3	12	0	0.0484	0.1600	0.0406	9900	0.0000	0.00
7	12	0	0.0086	0.0340	0.0087	9900	0.0000	0.00
11	13	0	0.0223	0.0731	0.0188	9900	0.0000	0.00
12	14	0	0.0215	0.0707	0.0182	9900	0.0000	0.00
13	15	0	0.0744	0.2444	0.0627	9900	0.0000	0.00
14	15	0	0.0595	0.1950	0.0502	9900	0.0000	0.00
12	16	0	0.0212	0.0834	0.0214	9900	0.0000	0.00
15	17	0	0.0132	0.0437	0.0444	9900	0.0000	0.00
16	17	0	0.0454	0.1801	0.0466	9900	0.0000	0.00
17	18	0	0.0123	0.0505	0.0130	9900	0.0000	0.00
18	19	0	0.0112	0.0493	0.0114	9900	0.0000	0.00
19	20	0	0.0252	0.1170	0.0298	9900	0.0000	0.00
15	19	0	0.0120	0.0394	0.0101	9900	0.0000	0.00
20	21	0	0.0183	0.0849	0.0216	9900	0.0000	0.00
21	22	0	0.0209	0.0970	0.0246	9900	0.0000	0.00
22	23	0	0.0342	0.1590	0.0404	9900	0.0000	0.00
23	24	0	0.0135	0.0492	0.0498	9900	0.0000	0.00
23	25	0	0.0156	0.0800	0.0864	9900	0.0000	0.00
26	25	1	0.0000	0.0382	0.0000	9900	0.9960	0.00
25	27	0	0.0318	0.1630	0.1764	9900	0.0000	0.00
27	28	0	0.0191	0.0855	0.0216	9900	0.0000	0.00
28	29	0	0.0237	0.0943	0.0238	9900	0.0000	0.00
30	17	1	0.0000	0.0388	0.0000	9900	0.9400	0.00
8	30	0	0.0043	0.0504	0.5140	9900	0.0000	0.00
26	30	0	0.0080	0.0860	0.9080	9900	0.0000	0.00
17	31	0	0.0474	0.1563	0.0399	9900	0.0000	0.00
29	31	0	0.0108	0.0331	0.0083	9900	0.0000	0.00
23	32	0	0.0317	0.1153	0.1173	9900	0.0000	0.00
31	32	0	0.0298	0.0985	0.0251	9900	0.0000	0.00
27	32	0	0.0229	0.0755	0.0193	9900	0.0000	0.00
15	33	0	0.0380	0.1244	0.0319	9900	0.0000	0.00
19	34	0	0.0752	0.2470	0.0632	9900	0.0000	0.00
35	36	0	0.0022	0.0102	0.0027	9900	0.0000	0.00
35	37	0	0.0110	0.0497	0.0132	9900	0.0000	0.00
33	37	0	0.0415	0.1420	0.0366	9900	0.0000	0.00
34	36	0	0.0087	0.0268	0.0057	9900	0.0000	0.00
34	37	0	0.0026	0.0094	0.0098	9900	0.0000	0.00
38	37	1	0.0000	0.0375	0.0000	9900	0.9820	0.00
37	39	0	0.0321	0.1060	0.0270	9900	0.0000	0.00
37	40	0	0.0593	0.1680	0.0420	9900	0.0000	0.00
30	38	0	0.0046	0.0540	0.4220	9900	0.0000	0.00
39	40	0	0.0184	0.0605	0.0155	9900	0.0000	0.00
40	41	0	0.0145	0.0487	0.0122	9900	0.0000	0.00
40	42	0	0.0555	0.1830	0.0466	9900	0.0000	0.00
41	42	0	0.0410	0.1350	0.0344	9900	0.0000	0.00
43	44	0	0.0608	0.2454	0.0607	9900	0.0000	0.00
34	43	0	0.0413	0.1681	0.0423	9900	0.0000	0.00
44	45	0	0.0224	0.0901	0.0224	9900	0.0000	0.00
45	46	0	0.0400	0.1356	0.0332	9900	0.0000	0.00
46	47	0	0.0380	0.1270	0.0316	9900	0.0000	0.00
46	48	0	0.0601	0.1890	0.0472	9900	0.0000	0.00
47	49	0	0.0191	0.0625	0.0160	9900	0.0000	0.00
42	49	0	0.0715	0.3230	0.0860	9900	0.0000	0.00
42	49	0	0.0715	0.3230	0.0860	9900	0.0000	0.00
45	49	0	0.0684	0.1860	0.0444	9900	0.0000	0.00

NI	NF	T	R	X	B	RATE	RADIO	SHIFT
48	49	0	0.0179	0.0505	0.0126	9900	0.0000	0.00
49	50	0	0.0267	0.0752	0.0187	9900	0.0000	0.00
49	51	0	0.0486	0.1370	0.0342	9900	0.0000	0.00
51	52	0	0.0203	0.0588	0.0140	9900	0.0000	0.00
52	53	0	0.0405	0.1635	0.0406	9900	0.0000	0.00
53	54	0	0.0263	0.1220	0.0310	9900	0.0000	0.00
49	54	0	0.0730	0.2890	0.0738	9900	0.0000	0.00
49	54	0	0.0869	0.2910	0.0730	9900	0.0000	0.00
54	55	0	0.0169	0.0707	0.0202	9900	0.0000	0.00
54	56	0	0.0028	0.0096	0.0073	9900	0.0000	0.00
55	56	0	0.0049	0.0151	0.0037	9900	0.0000	0.00
56	57	0	0.0343	0.0966	0.0242	9900	0.0000	0.00
50	57	0	0.0474	0.1340	0.0332	9900	0.0000	0.00
56	58	0	0.0343	0.0966	0.0242	9900	0.0000	0.00
51	58	0	0.0255	0.0719	0.0179	9900	0.0000	0.00
54	59	0	0.0503	0.2293	0.0598	9900	0.0000	0.00
56	59	0	0.0825	0.2510	0.0569	9900	0.0000	0.00
56	59	0	0.0803	0.2390	0.0536	9900	0.0000	0.00
55	59	0	0.0474	0.2158	0.0565	9900	0.0000	0.00
59	60	0	0.0317	0.1450	0.0376	9900	0.0000	0.00
59	61	0	0.0328	0.1500	0.0388	9900	0.0000	0.00
60	61	0	0.0026	0.0135	0.0146	9900	0.0000	0.00
60	62	0	0.0123	0.0561	0.0147	9900	0.0000	0.00
61	62	0	0.0082	0.0376	0.0098	9900	0.0000	0.00
63	59	1	0.0000	0.0386	0.0000	9900	0.9040	0.00
63	64	0	0.0017	0.0200	0.2160	9900	0.0000	0.00
64	61	1	0.0000	0.0268	0.0000	9900	0.9440	0.00
38	65	0	0.0090	0.0986	1.0460	9900	0.0000	0.00
64	65	0	0.0027	0.0302	0.3800	9900	0.0000	0.00
49	66	0	0.0180	0.0919	0.0248	9900	0.0000	0.00
49	66	0	0.0180	0.0919	0.0248	9900	0.0000	0.00
62	66	0	0.0482	0.2180	0.0578	9900	0.0000	0.00
62	67	0	0.0258	0.1170	0.0310	9900	0.0000	0.00
65	66	1	0.0000	0.0370	0.0000	9900	0.9890	0.00
66	67	0	0.0224	0.1015	0.0268	9900	0.0000	0.00
65	68	0	0.0014	0.0160	0.6380	9900	0.0000	0.00
47	69	0	0.0844	0.2778	0.0709	9900	0.0000	0.00
49	69	0	0.0985	0.3240	0.0828	9900	0.0000	0.00
68	69	1	0.0000	0.0370	0.0000	9900	1.0070	0.00
69	70	0	0.0300	0.1270	0.1220	9900	0.0000	0.00
24	70	0	0.0022	0.4115	0.1020	9900	0.0000	0.00
70	71	0	0.0088	0.0355	0.0088	9900	0.0000	0.00
24	72	0	0.0488	0.1960	0.0488	9900	0.0000	0.00
71	72	0	0.0446	0.1800	0.0444	9900	0.0000	0.00
71	73	0	0.0087	0.0454	0.0118	9900	0.0000	0.00
70	74	0	0.0401	0.1323	0.0337	9900	0.0000	0.00
70	75	0	0.0428	0.1410	0.0360	9900	0.0000	0.00
69	75	0	0.0405	0.1220	0.1240	9900	0.0000	0.00
74	75	0	0.0123	0.0406	0.0103	9900	0.0000	0.00
76	77	0	0.0444	0.1480	0.0368	9900	0.0000	0.00
69	77	0	0.0309	0.1010	0.1038	9900	0.0000	0.00
75	77	0	0.0601	0.1999	0.0498	9900	0.0000	0.00
77	78	0	0.0038	0.0124	0.0126	9900	0.0000	0.00
78	79	0	0.0055	0.0244	0.0065	9900	0.0000	0.00
77	80	0	0.0170	0.0485	0.0472	9900	0.0000	0.00
77	80	0	0.0294	0.1050	0.0228	9900	0.0000	0.00
79	80	0	0.0156	0.0704	0.0187	9900	0.0000	0.00
68	81	0	0.0018	0.0202	0.8080	9900	0.0000	0.00
81	80	1	0.0000	0.0370	0.0000	9900	0.9710	0.00
77	82	0	0.0298	0.0853	0.0817	9900	0.0000	0.00



<b>NI</b>	<b>NF</b>	<b>T</b>	<b>R</b>	<b>X</b>	<b>B</b>	<b>RATE</b>	<b>RADIO</b>	<b>SHFIT</b>
82	83	0	0.0112	0.0367	0.0380	9900	0.0000	0.00
83	84	0	0.0625	0.1320	0.0258	9900	0.0000	0.00
83	85	0	0.0430	0.1480	0.0348	9900	0.0000	0.00
84	85	0	0.0302	0.0641	0.0123	9900	0.0000	0.00
85	86	0	0.0350	0.1230	0.0276	9900	0.0000	0.00
86	87	0	0.0283	0.2074	0.0445	9900	0.0000	0.00
85	88	0	0.0200	0.1020	0.0276	9900	0.0000	0.00
85	89	0	0.0239	0.1730	0.0470	9900	0.0000	0.00
88	89	0	0.0139	0.0712	0.0193	9900	0.0000	0.00
89	90	0	0.0518	0.1880	0.0528	9900	0.0000	0.00
89	90	0	0.0238	0.0997	0.1060	9900	0.0000	0.00
90	91	0	0.0254	0.0836	0.0214	9900	0.0000	0.00
89	92	0	0.0099	0.0505	0.0548	9900	0.0000	0.00
89	92	0	0.0393	0.1581	0.0414	9900	0.0000	0.00
91	92	0	0.0387	0.1272	0.0327	9900	0.0000	0.00
92	93	0	0.0258	0.0848	0.0218	9900	0.0000	0.00
92	94	0	0.0481	0.1580	0.0406	9900	0.0000	0.00
93	94	0	0.0223	0.0732	0.0188	9900	0.0000	0.00
94	95	0	0.0132	0.0434	0.0111	9900	0.0000	0.00
80	96	0	0.0356	0.1820	0.0494	9900	0.0000	0.00
82	96	0	0.0162	0.0530	0.0544	9900	0.0000	0.00
94	96	0	0.0269	0.0869	0.0230	9900	0.0000	0.00
80	97	0	0.0183	0.0934	0.0254	9900	0.0000	0.00
80	98	0	0.0238	0.1080	0.0286	9900	0.0000	0.00
80	99	0	0.0454	0.2060	0.0546	9900	0.0000	0.00
92	100	0	0.0648	0.2950	0.0472	9900	0.0000	0.00
94	100	0	0.0178	0.0580	0.0604	9900	0.0000	0.00
95	96	0	0.0171	0.0547	0.0147	9900	0.0000	0.00
96	97	0	0.0173	0.0885	0.0240	9900	0.0000	0.00
98	100	0	0.0397	0.1790	0.0476	9900	0.0000	0.00
99	100	0	0.0180	0.0813	0.0216	9900	0.0000	0.00
100	101	0	0.0277	0.1262	0.0328	9900	0.0000	0.00
92	102	0	0.0123	0.0559	0.0146	9900	0.0000	0.00
101	102	0	0.0246	0.1120	0.0294	9900	0.0000	0.00
100	103	0	0.0160	0.0525	0.0536	9900	0.0000	0.00
100	104	0	0.0451	0.2040	0.0541	9900	0.0000	0.00
103	104	0	0.0466	0.1584	0.0407	9900	0.0000	0.00
103	105	0	0.0535	0.1625	0.0408	9900	0.0000	0.00
100	106	0	0.0605	0.2290	0.0620	9900	0.0000	0.00
104	105	0	0.0099	0.0378	0.0099	9900	0.0000	0.00
105	106	0	0.0140	0.0547	0.0143	9900	0.0000	0.00
105	107	0	0.0530	0.1830	0.0472	9900	0.0000	0.00
105	108	0	0.0261	0.0703	0.0184	9900	0.0000	0.00
106	107	0	0.0530	0.1830	0.0472	9900	0.0000	0.00
108	109	0	0.0105	0.0288	0.0076	9900	0.0000	0.00
103	110	0	0.0391	0.1813	0.0461	9900	0.0000	0.00
109	110	0	0.0278	0.0762	0.0202	9900	0.0000	0.00
110	111	0	0.0220	0.0755	0.0200	9900	0.0000	0.00
110	112	0	0.0247	0.0640	0.0620	9900	0.0000	0.00
17	113	0	0.0091	0.0301	0.0077	9900	0.0000	0.00
32	113	0	0.0615	0.2030	0.0518	9900	0.0000	0.00
32	114	0	0.0135	0.0612	0.0163	9900	0.0000	0.00
27	115	0	0.0164	0.0741	0.0197	9900	0.0000	0.00
114	115	0	0.0023	0.0104	0.0028	9900	0.0000	0.00
68	116	0	0.0003	0.0041	0.1640	9900	0.0000	0.00
12	117	0	0.0329	0.1400	0.0358	9900	0.0000	0.00
75	118	0	0.0145	0.0481	0.0120	9900	0.0000	0.00
76	118	0	0.0164	0.0544	0.0136	9900	0.0000	0.00

## Dados dos Geradores

#	BARRA	PG	QG	VG	PG <sup>min</sup>	XD	VGN	I <sup>max</sup>	E <sup>max</sup>	δ <sup>max</sup>
1	1	24.6	3.1	1.003	0	2.80	1.000	0.4324	2.0708	75.0
2	4	0.0	71.8	1.057	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
3	6	0.0	14.5	1.033	0	0.90	1.000	1.4824	2.1870	75.0
4	8	0.0	70.1	1.023	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
5	10	678.6	33.1	1.060	0	0.20	1.000	6.7941	2.2105	75.0
6	12	0.0	23.4	1.024	0	0.60	1.000	2.2853	2.2222	75.0
7	15	0.0	8.6	1.031	0	1.60	1.000	0.8400	2.1964	75.0
8	18	0.0	14.9	1.031	0	0.90	1.000	1.4824	2.1870	75.0
9	19	0.0	7.1	1.026	0	1.90	1.000	0.6794	2.1462	75.0
10	24	0.0	32.0	1.048	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
11	25	0.0	11.5	1.060	0	0.35	1.000	3.9529	2.2340	75.0
12	26	511.2	16.1	1.060	0	0.25	1.000	5.1141	2.1345	75.0
13	27	0.0	47.3	1.029	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
14	31	3.1	54.1	1.025	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
15	32	0.0	7.8	1.026	0	1.10	1.000	1.2353	2.2105	75.0
16	34	0.0	7.5	1.059	0	1.90	1.000	0.6794	2.1462	75.0
17	36	0.0	7.6	1.053	0	1.90	1.000	0.6794	2.1462	75.0
18	40	71.6	70.7	1.029	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
19	42	44.6	71.6	1.021	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
20	46	0.0	33.6	1.060	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
21	49	0.0	70.0	1.028	0	0.20	1.000	5.8059	2.0247	75.0
22	54	63.2	103.5	0.989	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
23	55	48.6	7.9	0.986	0	2.00	1.000	0.6177	2.0939	75.0
24	56	42.9	5.4	0.987	0	2.70	1.000	0.4324	2.0305	75.0
25	59	0.0	63.9	1.021	0	0.27	1.000	4.9412	2.1870	75.0
26	61	0.0	94.4	1.050	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
27	62	0.0	7.0	1.043	0	2.00	1.000	0.6177	2.0939	75.0
28	65	602.4	70.4	1.046	0	0.20	1.000	6.0653	2.0731	75.0
29	66	603.7	69.9	1.060	0	0.20	1.000	6.0776	2.0754	75.0
30	69	989.8	98.4	1.060	0	0.14	1.000	9.9466	2.2425	75.0
31	70	0.0	8.5	0.999	0	1.60	1.000	0.8647	2.2340	75.0
32	72	0.0	14.8	1.025	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
33	73	0.0	22.2	1.009	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
34	74	0.0	4.1	0.999	0	3.50	1.000	0.3088	1.9505	75.0
35	76	0.0	11.0	0.973	0	2.00	1.000	0.6177	2.0939	75.0
36	77	0.0	22.7	1.036	0	0.70	1.000	1.9765	2.2340	75.0
37	80	707.2	88.9	1.060	0	0.20	1.000	7.1276	2.2740	75.0
38	85	0.0	5.9	1.047	0	2.00	1.000	0.6177	2.0939	75.0
39	87	0.0	17.8	1.060	0	0.50	1.000	2.7424	2.2222	75.0
40	89	870.1	75.0	1.060	0	0.13	1.000	8.7335	2.0008	75.0
41	90	0.0	54.3	1.027	0	0.15	1.000	8.4000	2.1171	75.0
42	91	0.0	19.1	1.029	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
43	92	0.0	2.9	1.022	0	3.50	1.000	0.3088	1.9505	75.0
44	99	0.0	29.0	1.025	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
45	100	221.8	65.1	1.009	0	0.30	1.000	4.3482	2.1590	75.0
46	103	0.0	22.9	1.006	0	0.80	1.000	1.7294	2.2340	75.0
47	104	0.0	17.3	1.010	0	1.10	1.000	1.2353	2.2105	75.0
48	105	0.0	17.0	1.021	0	1.10	1.000	1.2353	2.2105	75.0
49	107	2.9	59.3	1.060	0	0.25	1.000	5.5588	2.2398	75.0
50	110	0.0	15.3	1.023	0	1.10	1.000	1.2353	2.2105	75.0
51	111	0.0	28.9	1.032	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
52	112	56.7	30.8	1.007	0	0.50	1.000	2.7176	2.2105	75.0
53	113	0.0	41.8	1.000	0	0.25	1.000	5.5588	2.2390	75.0
54	116	0.0	40.6	1.060	0	0.25	1.000	5.5588	2.2398	75.0

#	BARRA	C0	C1	C2
1	1	0.0	0.46729	0.46729
2	4	0.0	0.46729	0.46729
3	6	0.0	0.46729	0.46729
4	8	0.0	0.46729	0.46729
5	10	0.0	0.21739	0.21739
6	12	0.0	0.46729	0.46729
7	15	0.0	0.46729	0.46729
8	18	0.0	0.46729	0.46729
9	19	0.0	0.46729	0.46729
10	24	0.0	0.46729	0.46729
11	25	0.0	0.43478	0.43478
12	26	0.0	0.30864	0.30864
13	27	0.0	0.46729	0.46729
14	31	0.0	0.46729	0.46729
15	32	0.0	0.46729	0.46729
16	34	0.0	0.46729	0.46729
17	36	0.0	0.46729	0.46729
18	40	0.0	0.46729	0.46729
19	42	0.0	0.46729	0.46729
20	46	0.0	0.46729	0.46729
21	49	0.0	0.46729	0.46729
22	54	0.0	0.46729	0.46729
23	55	0.0	0.46729	0.46729
24	56	0.0	0.46729	0.46729
25	59	0.0	0.46729	0.46729
26	61	0.0	0.46729	0.46729
27	62	0.0	0.46729	0.46729
28	65	0.0	0.24938	0.24938
29	66	0.0	0.24876	0.24876
30	69	0.0	0.18997	0.18997
31	70	0.0	0.46729	0.46729
32	72	0.0	0.46729	0.46729
33	73	0.0	0.46729	0.46729
34	74	0.0	0.46729	0.46729
35	76	0.0	0.46729	0.46729
36	77	0.0	0.46729	0.46729
37	80	0.0	0.20534	0.20534
38	85	0.0	0.46729	0.46729
39	87	0.0	0.46729	0.46729
40	89	0.0	0.16208	0.16208
41	90	0.0	0.46729	0.46729
42	91	0.0	0.46729	0.46729
43	92	0.0	0.46729	0.46729
44	99	0.0	0.46729	0.46729
45	100	0.0	0.38168	0.38168
46	103	0.0	0.46729	0.46729
47	104	0.0	0.46729	0.46729
48	105	0.0	0.46729	0.46729
49	107	0.0	0.46729	0.46729
50	110	0.0	0.46729	0.46729
51	111	0.0	0.46729	0.46729
52	112	0.0	0.46729	0.46729
53	113	0.0	0.46729	0.46729
54	116	0.0	0.46729	0.46729

## C.4 Sistema Equivalente Sul-Sudesde Brasileiro

### Dados das Barras

B	NOME	T	VM	VA	PD	QD	GS	BS	KV	V <sup>MAX</sup>	V <sup>MIN</sup>	
1	Barra	1	3	0.950	34.9	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
2	Barra	2	0	0.953	26.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
3	Barra	3	0	0.953	26.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
4	Barra	4	0	0.950	22.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
5	Barra	5	0	1.050	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
6	Barra	6	0	1.050	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
7	Barra	7	0	1.024	9.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
8	Barra	8	0	1.013	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
9	Barra	9	0	1.013	20.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
10	Barra	10	0	1.001	-2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
11	Barra	11	0	1.013	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
12	Barra	12	0	1.013	11.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
13	Barra	13	0	0.950	-16.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
14	Barra	14	0	1.031	-22.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
15	Barra	15	0	0.976	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
16	Barra	16	0	0.976	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
17	Barra	17	0	0.952	28.3	4.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
18	Barra	18	0	0.950	29.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
19	Barra	19	0	0.973	24.0	1461.0	-339.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
20	Barra	20	0	0.970	24.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
21	Barra	21	0	1.023	22.0	2.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
22	Barra	22	0	1.025	21.1	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
23	Barra	23	0	1.004	15.1	678.3	120.8	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
24	Barra	24	0	1.019	-30.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
25	Barra	25	0	1.044	-33.2	6150.0	-2400.0	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
26	Barra	26	2	1.042	-32.5	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
27	Barra	27	0	0.976	-29.0	0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
28	Barra	28	0	0.968	-23.2	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
29	Barra	29	0	0.983	-26.8	2300.0	377.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
30	Barra	30	0	0.950	9.5	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
31	Barra	31	2	0.950	38.9	1.7	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
32	Barra	32	2	0.950	38.47	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
33	Barra	33	2	0.950	33.7	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
34	Barra	34	0	0.997	22.0	0.0	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
35	Barra	35	2	0.950	34.9	2.7	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95
36	Barra	36	2	0.950	34.9	2.7	0.00	0.0	0.0	0.0	1.05	0.95

Dados dos Ramos

NF	NT	T	R	X	B	RATE	RADIO	SHIFT
2	1	1	0.0000	0.0105	0.0000	99999	0.0000	0.00
2	3	0	0.0001	0.0005	0.1103	99999	0.0000	0.00
2	3	0	0.0001	0.0005	0.1087	99999	0.0000	0.00
2	3	0	0.0001	0.0005	0.1068	99999	0.0000	0.00
2	3	0	0.0001	0.0005	0.1053	99999	0.0000	0.00
2	35	1	0.0000	0.0105	0.0000	99999	0.0000	0.00
2	36	1	0.0000	0.0105	0.0000	99999	0.0000	0.00
3	4	1	0.0000	0.0015	0.0000	99999	0.0000	0.00
4	5	0	0.0008	0.0184	9.2780	99999	0.0000	0.00
4	6	0	0.0008	0.0185	9.2910	99999	0.0000	0.00
5	7	0	0.0000	-0.0074	0.0000	99999	0.0000	0.00
6	7	0	0.0000	-0.0074	0.0000	99999	0.0000	0.00
7	8	0	0.0000	-0.0078	0.0000	99999	0.0000	0.00
7	9	0	0.0000	-0.0078	0.0000	99999	0.0000	0.00
8	10	0	0.0006	0.0153	7.6000	99999	0.0000	0.00
9	10	0	0.0006	0.0153	7.5570	99999	0.0000	0.00
10	11	0	0.0000	-0.0091	0.0000	99999	0.0000	0.00
10	12	0	0.0000	-0.0091	0.0000	99999	0.0000	0.00
11	13	0	0.0007	0.0175	8.7750	99999	0.0000	0.00
12	13	0	0.0007	0.0175	8.7300	99999	0.0000	0.00
14	13	1	0.0000	0.0035	0.0000	99999	0.0000	0.00
14	24	0	0.0008	0.0104	0.3200	99999	0.0000	0.00
14	24	0	0.0008	0.0104	0.3200	99999	0.0000	0.00
15	7	1	0.0000	0.0035	0.0000	99999	0.0000	0.00
15	16	0	0.0001	0.0005	0.0140	99999	0.0000	0.00
15	16	0	0.0001	0.0005	0.0140	99999	0.0000	0.00
16	17	0	0.0015	0.0194	2.3690	99999	0.0000	0.00
17	18	0	0.0006	0.0069	0.8570	99999	0.0000	0.00
17	31	1	0.0002	0.0114	0.0000	99999	0.0000	0.00
18	19	0	0.0006	0.0078	0.9650	99999	0.0000	0.00
18	32	1	0.0000	0.0105	0.0000	99999	0.0000	0.00
19	16	0	0.0019	0.0241	2.9490	99999	0.0000	0.00
19	22	0	0.0016	0.0205	2.5010	99999	0.0000	0.00
20	19	0	0.0001	0.0013	0.1540	99999	0.0000	0.00
20	19	0	0.0001	0.0013	0.1540	99999	0.0000	0.00
20	33	1	0.0000	0.0108	0.0000	99999	0.0000	0.00
21	17	0	0.0017	0.0217	2.6510	99999	0.0000	0.00
21	34	1	0.0002	0.0136	0.0000	99999	0.0000	0.00
22	21	0	0.0010	0.0127	1.5520	99999	0.0000	0.00
22	23	0	0.0023	0.0303	3.8150	99999	0.0000	0.00
23	21	0	0.0028	0.0385	4.9370	99999	0.0000	0.00
24	25	0	0.0003	0.0035	0.1080	99999	0.0000	0.00
24	25	0	0.0003	0.0035	0.1080	99999	0.0000	0.00
24	27	0	0.0002	0.0028	0.1440	99999	0.0000	0.00
25	26	0	0.0000	0.0009	0.0270	99999	0.0000	0.00
25	26	0	0.0000	0.0009	0.0270	99999	0.0000	0.00
27	29	1	0.0000	0.0072	0.0000	99999	0.0000	0.00
28	13	1	0.0000	0.009	0.0000	99999	0.0000	0.00
28	13	1	0.0000	0.009	0.0000	99999	0.0000	0.00
28	29	0	0.0008	0.008	0.7560	99999	0.0000	0.00
28	29	0	0.0008	0.008	0.7560	99999	0.0000	0.00
28	29	0	0.0008	0.008	0.7560	99999	0.0000	0.00
28	29	0	0.0008	0.008	0.7560	99999	0.0000	0.00
28	30	0	0.0160	0.09	3.0000	99999	0.0000	0.00
30	16	1	0.0000	0.009	0.0000	99999	0.0000	0.00

### Dados dos Geradores

#	BARRA	PG	QG	VG	PG <sup>min</sup>	XD	VGN	I <sup>max</sup>	E <sup>max</sup>	δ <sup>max</sup>
1	1	1269.44	-170.23	0.950	0.0	0.095	1.000	12.808	2.0142	75.0
2	26	2971.11	-484.41	1.031	0.0	0.027	1.000	43.255	2.0189	75.0
3	31	1514.81	-277.37	0.950	0.0	0.080	1.000	15.400	2.0282	75.0
4	32	1384.31	-208.99	0.950	0.0	0.090	1.000	14.000	2.0538	75.0
5	33	1376.90	-253.30	0.950	0.0	0.090	1.000	14.000	2.0538	75.0
6	35	1271.98	-170.10	0.950	0.0	0.095	1.000	12.833	2.0165	75.0
7	36	1271.94	-170.35	0.950	0.0	0.095	1.000	12.833	2.0165	75.0

#	BARRA	C0	C1	C2
1	1	0.30864	0.30864	0.0
2	26	0.30864	0.30864	0.0
3	31	0.30864	0.30864	0.0
4	32	0.30864	0.30864	0.0
5	33	0.30864	0.30864	0.0
6	35	0.30864	0.30864	0.0
7	36	0.30864	0.30864	0.0

### Dados dos Shunt

#	BARRA	QSh	QSh <sup>max</sup>	QSh <sup>min</sup>	CostSh
1	4	0.0	0.0	-700.0	0.1324
2	5	0.0	0.0	-200.0	0.1324
3	6	-6.2	0.0	-200.0	0.1324
4	7	0.0	0.0	-400.0	0.1324
5	8	0.0	0.0	-400.0	0.1324
6	9	0.0	0.0	-400.0	0.1324
7	10	0.0	700.0	0.0	0.1324
8	13	0.0	0.0	-400.0	0.1324
9	19	0.0	0.0	-400.0	0.1324
10	21	-60.3	0.0	-400.0	0.1324
11	22	-29.9	0.0	-250.0	0.1324
12	23	-350.0	0.0	-350.0	0.1324
13	25	0.0	2500.0	0.0	0.1324
14	29	0.0	0.0	-400.0	0.1324

### Dados dos Taps

#	RAMO	Tap	Tap <sup>max</sup>	Tap <sup>min</sup>
1	1	0.9680	1.100	0.900
2	6	0.9680	1.100	0.900
3	7	0.9680	1.100	0.900
4	8	1.0230	1.100	0.900
5	21	1.1000	1.100	0.900
6	24	0.9240	1.100	0.900
7	29	0.9530	1.100	0.900
8	31	0.9630	1.100	0.900
9	36	0.9790	1.100	0.900
10	38	1.0130	1.100	0.900
11	47	0.9000	1.100	0.900
12	48	0.9000	1.100	0.900
13	49	1.1000	1.100	0.900
14	55	0.9920	1.100	0.900

## Apêndice D

# PUBLICAÇÕES DECORRENTES DESTA DISSERTAÇÃO

A seguir uma lista dos artigos publicados ou aceitos como parte do desenvolvimento desta dissertação.

- [1] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “Artificial Neural Networks for Solving the Power Flow Problem in Electric Power Systems”, Paper accepted for publication in *International Journal Electric Power Systems Research*, Elsevier Science S.A, 2001.
- [2] V. L. Paucar y M. J. RIDER, “Equivalentes Externos para Análisis de Seguridad de Sistemas de Potencia Interconectados”, Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA), Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.  
*Artigo premiado pelo comitê organizador e selecionado entre os 10 melhores do evento.*
- [3] V. L. Paucar, J. O. Pessanha y M. J. RIDER, “Análisis en el Dominio del Tiempo de los Mecanismos Inherentes al Fenómeno de Estabilidad de Tensión en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA), Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.

- [4] J. C. Mendes, V. L. Paucar, M. J. RIDER, O. R. Saavedra y J. R. Gomes, “Pre-despacho Económico Utilizando Relajación de Lagrange y Estrategias Evolutivas en Ambiente de Procesamiento Paralelo Distribuido”, Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA), Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.
- [5] V. L. Paucar, M. J. RIDER y O. R. Saavedra, “Técnicas de Inteligencia Artificial para el Planeamiento y Operación de Sistemas de Potencia”, Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA), Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.
- [6] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “On the congestion problems and transmission services in the Peruvian power system under deregulation”, Proceedings of the IEEE International Conference PowerTech 2001, Porto, Portugal, Sep. 10-13, 2001.
- [7] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “Reactive Power Pricing in Deregulated Electrical Markets Using a Methodology Based on the Theory of Marginal Costs”, Proceedings of the IEEE 2001 Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, LESCOPE 2001, pp.7-11, Nova Scotia, Canada, Jul. 11-13, 2001.
- [8] V. L. Paucar, M. J. RIDER y A. L. Morelato, “Simulación e Identificación de Sistemas Dinámicos Mediante Redes Neuronales Entrenadas con el Método de Retropropagación de Errores y Teacher Forcing”, Revista Técnico-Científica Publicación de la Universidad Nacional de Ingeniería (Revista TECNIA), vol.11, no.1, pp.51-60, Lima, Peru, Jul. 2001.
- [9] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “On the Use of Artificial Neural Networks for Enhanced Convergence of the Load Flow Problem in Power Systems”, Proceedings of the IEEE International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP 2001, pp. 153-158, Budapest, Hungary, Jun. 18-21, 2001.



- [10] V. L. Paucar, M. J. RIDER and A. L. Morelato, “Back-Propagation with Teacher Forcing to Train Neural Networks for Identification and Simulation of Non-Linear Dynamic Systems”, Proceedings of the IEEE International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP 2001, pp. 107-112, Budapest, Hungary, Jun. 18-21, 2001.
- [11] M. J. RIDER e V. L. Paucar, “Aspectos do Pagamento dos Serviços de Transmissão no Sistema Interligado Peruano Sob um Mercado Desregulado”, IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré (IX ERLAC), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, Maio 27-31, 2001.
- [12] V. L. Paucar e M. J. RIDER, “Aplicação de Redes Neurais Artificiais na Previsão da Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Sul Peruano”, IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré (IX ERLAC), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, Maio 27-31, 2001.
- [13] V. L. Paucar, M. J. RIDER, A. L. Morelato e E. B. Vuono, “Identificação de Sistemas Dinâmicos não Lineares Usando Back-Propagation com Teacher Forcing”, Anais do V Congresso Brasileiro de Redes Neurais (5to CBRN), shape CD, pp. 385-390, Rio de Janeiro, Brasil, Abril 2-5, 2001.
- [14] V. L. Paucar y M. J. RIDER, “Aplicación de Redes Neuronales Artificiales Para la Solución del Problema de Flujo de Potencia en Sistemas de Energía Eléctrica”, Revista Técnico-Científica Publicación de la Universidad Nacional de Ingeniería (Revista TECNIA), vol.10, no.2, p.p.57-64, Lima, Perú, Dic. 2000.
- [15] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “Exploring the Application of Artificial Neural Networks for Solving the Non linear Power Flow Problem in Electrical Energy Systems”, Proceedings of the International Conference IBERAMIA 2000, pp. 324-334, Atibaia, São Paulo, Brazil, Nov. 19-22, 2000.

- [16] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “Efficient Power Flow Problem Initialization Using Artificial Neural Networks”, Proceedings of the IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, LESCOPE 2000, pp.119-123, Nova Scotia, Canada, Jul. 23-26, 2000.
- [17] V. L. Paucar, M. J. RIDER and J. Koc, “On the Payment of Electrical Transmission Services in the Deregulated Peruvian Power System”, Proceedings of the IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, LESCOPE 2000, pp.70-74, Nova Scotia, Canada, Jul. 23-26, 2000.
- [18] V. L. Paucar e M. J. RIDER, “Previsão de Geração de Energia Elétrica Usando Redes Neurais Artificiais, Aplicação a um Sistema Interligado Real”, 52a Reunião Anual da Sociedade Brasileira para o Progresso da Ciência (52a SBPC), Brasília, DF, Brasil, Julho 9-14, 2000.

Foram submetidos para a sua revisão a versão final dos artigos a seguir e cujos respectivos resumos foram aprovados anteriormente.

- [19] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “A Flexible Nonlinear Modeling for the Reactive Power Pricing in Competitive Electric Markets”, abstract accepted to the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC - 2002), Sevilla, Spain, Jun. 24-28, 2002.
- [20] V. L. Paucar and M. J. RIDER, “Aspects of the generation and transmission services in the Peruvian power system under deregulation”, abstract accepted to the 14th Power Systems Computation Conference (PSCC - 2002), Sevilla, Spain, Jun. 24-28, 2002.
- [21] M. J. RIDER e V. L. Paucar, “Aspects of the Competitive Electric Market of the Reactive Power”, Resumo aceito ao VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica (VIII SEPOPE), Brasília (DF), Brasil, 19-23 de Maio, 2002.

Além dos artigos citados, foram submetidos dois artigos para sua publicação em periódicos e atualmente encontram-se em fase de revisão.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [AHME00] S. Ahmed and G. Strbac, “A Method for Simulation and Analysis of Reactive Power Market”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 3, pp. 1047-1052, Aug 2000.
- [ANDE93] P.M. Anderson and A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, New Jersey, IEEE Press, 1993.
- [ARRI91] J. Arrillaga, C.P. Arnold and B.J. Harker, *Computer Modelling of Electrical Power Systems*, John Wiley & Sons, 1991.
- [BAUG91] M.L. Baughman and S.N. Siddiqi, “Real-Time Pricing of Reactive Power: Theory and Case Study Results”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 6, no. 1, pp. 23-29, Feb. 1991.
- [BAUA97] M.L. Baughman, S.N. Siddiqi and J.W. Zarnikau, “Advanced Pricing in Electrical Systems, Part I: Theory”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 489-495, Feb. 1997.
- [BAUB97] M.L. Baughman, S.N. Siddiqi and J.W. Zarnikau, “Advanced Pricing in Electrical Systems, Part II: Implications”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp. 496-502, Feb. 1997.
- [BERG90] S.V. Berg, J. Adams and B. Niekum, “Power Factors and the Efficient Pricing and Production of Reactive Power”, The Energy Journal, vol. 4, pp. 93-102, 1990.
- [BERG00] A.R. Bergen and V. Vital, *Power Systems Analysis*, 2nd Edition, Prentice-Hall, 2000.

- [BHAT01] K. Bhattacharya and J. Zhong, “Reactive Power as an Ancillary Service”, IEEE Trans. on Power Systems, vol.: 16, no. 2, pp. 294–300, May. 2001.
- [BILL88] R. Billinton and R.N. Allan, *Reliability Assessment of Large Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, U.S.A., 1988.
- [CHAT95] D. Chattopadhyay, K. Bhattacharya and J. Parikh, “Optimal Reactive Power Planning and its Spot-Pricing: an Integrated Approach”, IEEE Trans. on Power Systems, vol. 10, no.4, pp. 2014-2020, Nov. 1995.
- [CHOI98] J.Y. Choi, S.H. Rim and J.K. Park, “Optimal Real Time Pricing of Real and Reactive Powers”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.: 13, no. 4, pp. 1226–1231, Nov. 1998.
- [CRGS00] Cooperación para la regulación y Gestión de sistemas Eléctricos, “Servicios Complementarios, Reactiva y Tensión”, Universidad Industrial de Santander – Universidad Pontificia de Comillas, Bucaramanga - Colombia, 30 y 31 de Marzo de 2000.
- [DAND96] N.H. Dandachi, M.J. Rawlins, O. Alsaç, M. Paris and B. Stott, “OPF for Reactive Pricing Studies on the NGC System”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no.1, pp. 226-232, Feb. 1996.
- [DOÑA01] V.M. Doña y A. Paredes, “Precios de Potencia Reactiva en Mercados Eléctricos Competitivos a Traves de Metodología Baseada en Costos Marginales”, IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré (IX ERLAC), IX/FI-37.8, Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, Maio 27-31, 2001.
- [ETEC97] Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN, “Plan de Desarrollo del Sistema de Transmisión de Sistema Interconectado Centro Norte (SICN) – Parte 4: Compensación Reactiva del SICN”, Asociación SNC - Lavalin – OIST, SNC – Lavalin Internacional INC (SLI) Montreal-Canada & Oficina de Ingeniería y Servicios Técnicos S.A. (OIST) Lima-Perú, Oct. 1997.

- [ETEC98] Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte S.A. - ETECEN, “Diseño Definitivo y Expediente Técnico de Compensación Reactiva del Sistema Interconectado Centro Norte (SICN)”, Electricité de France (EDF) & Motlima consultores S.A., 1998.
- [FAUS99] L.V. Fausett, *Applied Numerical Analysis Using MATLAB*, Prentice-Hall, Inc., New Jersey, 1999.
- [FERC95] FERC - Federal Energy Regulatory Commission, “Notice of Proposed Rulemaking: Docket No. RM95-8-000”, Congressional Record, March 29, 1995.
- [FETEA00] R. Fetea and A. Petroianu, “Can the Reactive Power be Used?”, Proceedings of the International Conference PowerCon 2000, vol. 3, pp. 1251-1255, 2000.
- [GIL00] J.B. Gil, T.G. San Román, J.A. Ríos and P.S. Martín, “Reactive Power Pricing: a Conceptual Framework for Remuneration and Charging Procedures”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 15, no. 2, pp. 483-489, May 2000.
- [GRAI94] J.J. Grainger and W.D. Stevenson Jr, *Power System Analysis*, U.S.A., McGraw-Hill, 1994.
- [GOLU89] G.H. Golub and C.F. Van Loan, *Matrix Computations*, 2nd Edition, The Johns Hopkins University Press, U.S.A., 1989.
- [GUER96] P. Guerrero, “Bases Conceptuales de un Nuevo Negocio de Administración de Servicios Auxiliares en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Tesis para obtener el grado de Ingeniero Civil de Industrias con mención en Electricidad, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Escuela de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile, Chile, 1996.

- [HAMM99] T.J. Hammons, P.H. Corredor, A.M. Fonseca, A.C.G. Melo, H. Rudnick, M. Calmet and J. Guerra, “Competitive Generation Agreements in Latin American Systems with Significant Hydro Generation”, IEEE Power Engineering Review, vol.19, no.9, pp.4-21, Sep. 1999.
- [HAN77] S.P. Han, “A Globally Convergent Method for Nonlinear Programming”, Journal Optimization Theory and Applications, Vol. 22, p. 297, 1977.
- [HAO97] S. Hao and A. Papalexopoulos, “Reactive Power Pricing and Management”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 12, no. 1, pp 95–104, Feb. 1997.
- [HOLL00] J. Hollingworth, D. Butterfield, B. Swart and Jamie Allsop, *C++ Builder 5 Developer's Guide (With CD-ROM)*, 1st edition, Sams, U.S.A., 2000.
- [HUNE91] M. Huneault and F.D. Galiana, “A Survey of the Optimal Flow Literature”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.: 6, no. 2, pp. 762–770, May. 1991.
- [ILIC98] M. Ilic, F.D. Galiana and L.H. Fink, *Power Systems Restructuring*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [ILIC99] M. Ilic and Y. Chien-Ning, “A Possible Framework for Market – Based Voltage/Reactive Power Control”, Proceedings of the 1999 IEEE PES Winter Meeting.
- [KAWA00] R.M. Kawakami and A.V. Garcia, “A real time operation power system simulator”, Proceedings of the International Conference on Power System Technology, PowerCon 2000, vol.2, pp. 825 –830, 2000.
- [KEIB97] A.A. El-Keib and X. Ma, “Calculating Short-Run Marginal Costs of Active and Reactive Power Production”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.: 12, no. 2, pp. 559–565, May. 1997.

- [LAMO99] J.W. Lamont and J. Fu, “Cost Analysis of Reactive Power Support”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.: 14, no. 3, pp. 890–898, Aug. 1999.
- [LEIT91] A.M. Leite da Silva, J.W. Marangon Lima, S.M.P. Ribeiro, V.L. Arienti, M.Th. Schilling, Vieira Filho and S.M. Soares, “Operational and expansion planning of Brazilian systems based on probabilistic load flow”, Third International Conference on Probabilistic Methods Applied to Electric Power Systems, pp.197-202, 1991.
- [LI94] Y.Z. Li and A.K. David, “Wheeling Rates of Reactive Power Flow under Marginal cost Pricing”, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 9, no. 3, pp. 1263-1269, Aug. 1994.
- [LIPS99] R.G. Lipsey, P.N. Courant and C.T.S. Ragan, *Economics*, New York, Addison Wesley, 1999.
- [LOF95] P-A Løf, G. Andersson and D.J. Hill, “Voltage Dependent Reactive Power Limits for Voltage Stability Studies”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.: 10, no. 1, pp. 220–228, Feb. 1995.
- [MANT96] J.R.S. Mantovani and A.V. Garcia, “A heuristic method for reactive power planning ”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.: 11, no. 1, pp. 68–74, Feb. 1996.
- [MARA98] J.W. Marangon Lima and E.J. de Oliverira, “The long-term impact of transmission pricing”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.13, no.4, pp.1514-1520, Nov. 1998.
- [MARA96] J.W. Marangon Lima, “Allocation of transmission fixed charges: an overview”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.11, no.3, pp.1409-1418, Aug. 1996.



- [MATH93] The Math Works, Inc., *Matlab User's Guide* version 6.0, The Math Works, U.S.A., 1993.
- [MATH97] The Math Works Inc., *Optimization Toolbox User's Guide for MATLAB 5*, The Math Works Inc, U.S.A., 1997.
- [MEND01] J. C. Mendes, V. L. Paucar, M.J. Rider, O. R. Saavedra y J. R. Gomes, "Pre-despacho Económico Utilizando Relajación de Lagrange y Estrategias Evolutivas en Ambiente de Procesamiento Paralelo Distribuido", *Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA)*, Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.
- [MILL82] T.J. Miller, *Reactive Power Control in Electric Systems*, John Wiley & Sons, 1982.
- [MONT83] A. Monticelli, *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*, Edgard Blucher, São Paulo, 1983.
- [MOO01] Y.H. Moo, J.D. Park, C.S. Jung and H.J. Kook, "Cost Evaluation for Capacitive Reactive Power under the Dereuglation Environment", *Power Engineering Society Winter Meeting*, vol. 3, pp. 1513-1517, 2001.
- [NAKA97] S. Nakamura and M. Weiss, *Numerical Analysis and Graphic Visualization With MATLAB*, 1nd Edition, Prentice Hall, U.S.A., 1997.
- [NASC98] J.G.A. do Nascimento and J.W. Marangon Lima, "New regulatory framework in the Brazilian power industry", *IEEE Power Engineering Review*, vol.18, no.12, pp.18-20, Dec. 1998.
- [OVER97] T.J. Overbye, G. Gross, M.J. Laufenberg and P.W. Sauer, "Visualizing Power System Operations in an Open Market", *IEEE Computer Applications in Power*, pp. 53-58, Jan. 1997.

- [PAUC01a] V.L. Paucar and M.J. Rider, "On the congestion problems and transmission services in the Peruvian power system under deregulation", Proceedings of the IEEE International Conference PowerTech 2001, Porto, Portugal, Sep. 10-13, 2001.
- [PAUC01b] V. L. Paucar, M.J. Rider y O. R. Saavedra, "Técnicas de Inteligencia Artificial para el Planeamiento y Operación de Sistemas de Potencia", Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA), Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.
- [PAUC01c] V.L. Paucar and M.J. Rider, "Artificial Neural Networks for Solving the Power Flow Problem in Electric Power Systems", Paper accepted for publication in International *Journal Electric Power Systems Research*, Elsevier Science S.A, 2001.
- [PAUC01d] V. L. Paucar and M.J. Rider, "On the Use of Artificial Neural Networks for Enhanced Convergence of the Load Flow Problem in Power Systems", Proceedings of the IEEE International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP 2001, pp. 153-158, Budapest, Hungary, Jun. 18-21, 2001.
- [PAUC01e] V. L. Paucar, M.J. Rider and A. L. Morelato, "Back-Propagation with Teacher Forcing to Train Neural Networks for Identification and Simulation of Non-Linear Dynamic Systems", Proceedings of the IEEE International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems, ISAP 2001, pp. 107-112, Budapest, Hungary, Jun. 18-21, 2001.
- [PAUC01f] V. L. Paucar, M. J. Rider, A. L. Morelato e E. B. Vuono, "Identificação de Sistemas Dinâmicos não Lineares Usando Back-Propagation com Teacher Forcing", Anais do V Congresso Brasileiro de Redes Neurais (5to CBRN), shape CD, pp. 385-390, Rio de Janeiro, Brasil, Abril 2-5, 2001.

- [PAUC01g] V. L. Paucar e M.J. Rider, “Aplicação de Redes Neurais Artificiais na Previsão da Geração de Energia Elétrica no Sistema Interligado Sul Peruano”, IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré (IX ERLAC), Foz do Iguaçu, Paraná, Brasil, Maio 27-31, 2001.
- [PAUC01h] V. L. Paucar and M.J. Rider, “Efficient Power Flow Problem Initialization Using Artificial Neural Networks”, Proceedings of the IEEE Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, LESCOPE 2000, pp.119-123, Nova Scotia, Canada, Jul. 23-26, 2000.
- [PAUC01i] V. L. Paucar, J. O. Pessanha y M.J. Rider, “Análisis en el Dominio del Tiempo de los Mecanismos Inherentes al Fenómeno de Estabilidad de Tensión en Sistemas Eléctricos de Potencia”, Memorias del XIV Congreso Nacional de Ingeniería Mecánica, Eléctrica y Ramas Afines (XIV CONIMERA), Lima, Perú, 10-13 de Octubre, 2001.
- [POWE78] M.J.D. Powell, “A Fast Algorithm for Nonlinearly Constrained Optimization Calculations”. Numerical Analysis, G.A.Watson ed., Lecture Notes in Mathematics, Springer Verlag, Vol. 630, 1978.
- [RAO96] S.S. Rao, *Engineering Optimization: Theory and Practice*, Wiley, New York, 1996.
- [REIS98] K. Reisdorph, *Sams Teach Yourself Borland C++ Builder 3 in 21 Days*, Sams, 1st edition, U.S.A., 1998.
- [RIDE00] M.J. Rider, "Propuesta de Mejoras a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento para la Compensación por el Uso de las Instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión", Tesis para obtener el grado de Ingeniero Eléctricista, Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electronica, Universidad Nacional de Ingeniería, Lima, Peru, 28 de Enero del 2000.

- [RUDN98] H. Rudnick, N. de Franco, T.J. Hammons, L.V. Sbertoli, C. Chahin, J.G.A. do Nascimento, J.W. Marangon Lima, and P. Gray, “Latin American deregulation processes”, *IEEE Power Engineering Review*, vol.18, no.12, pp.10-17, Dec. 1998.
- [RUDN96] H. Rudnick, “Pioneering Electricity Reform in South America”, *IEEE Spectrum*, pp. 38-44, Aug. 1996.
- [SAAV93] O.R. Saavedra, “Solução Concorrente do Problema do Fluxo de Potência Ótimo com Restrições de Segurança”, Tese de Doctorado, Faculdade de Engenharia Elétrica da Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, Campinas, Brasil, 1993.
- [SCHI01] H. Schildt, G. Guntle, H. Schildt and G.L. Guntle, *Borland C++ Builder: The Complete Reference*, McGraw-Hill, U.S.A., 2001.
- [SCHW00] F.C. Schweppe, M.C. Caramanis, R.D. Tabors and R.E. Bohn, *Spot Pricing of Electricity*, Kluwer Academic Publishers, 2000.
- [SHER93] H.D. Sherali, C.M. Shetty and M.S. Bazaraa, *Nonlinear Programming: Theory and Algorithms*, 2nd Edition, John Wiley & Sons, 1993.
- [SHIN99] J.R.Shin, W.H Lee and D.H. Im, “A Windows-based Interactive and Graphic Package for the Education and Training of Power System Analysis and Operation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol.14, no.4, pp.1193-1199, Nov. 1999.
- [TINN67] W.F. Tinney and C.E. Hart, “Power Flow Solution by Newton’s Method”, *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol.: PAS-86, no. 11, pp. 1449–1460, Nov. 1967.

- [TORR99] T. De la Torre, J.W. Feltes, T. Gomez San Roman and H.M. Merrill, “Deregulation, Privatization, and Competition: Transmission Planning Under Uncertainty”, IEEE Transactions on Power Systems, vol.14, no.2, pp.460-465, May. 1999.
- [TREH01] N.K. Trehan, “Ancillary Service – Reactive and Voltage Control”, Power Engineering Society Winter Meeting, vol. 3, pp. 1341-1346, 2001.
- [VAN98] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [VILL01] S.M. Villamizar and K.C. Almeida, “Optimal Power Flow Solutions Under Variable Load Conditions: Reactive Cost Modeling”, Proceedings of the International Conference on Power Industry Computer Applications (PICA 2001), pp.300-305, 2001.
- [WGCF73] Working Group on a Common Format for the Exchange of Solved Load Flow Data, “Common Data Format for the Exchange of Solved Load Flow Data”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol.: PAS-92, no. 6, pp. 1916-1925, Nov./Dec. 1973.
- [WOOD96] Wood A. and Wollenberg B., *Power Generation, Operation, and Control*, John Wiley & Sons, 2nd. Ed., 1996.
- [ZIMM97] R.D. Zimmerman and D.Gan, *MATPOWER – A MATLAB<sup>TM</sup> Power System Simulation Package, user’s manual (version 2.0)*, Power Systems Engineering Research Center (PSERC), School of Electrical Engineering, Cornell University, Ithaca, NY, 1997.  
*<http://www.pserc.cornell.edu/matpower/>*
- [ZOLL70] K. Zollenkopf, “Bi-Factorisation – Basic Computational Algorithm and Programming Techniques”, Conference on Large Sets of Sparse Linear Equations, Oxford, pp. 75–96, 1970.