

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA  
DO RIO DE JANEIRO



**Carolina Ferreira Szczerbacki**

**Formação de Preços de Energia  
Elétrica para o Mercado Brasileiro**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Jacques Szczupak

Rio de Janeiro

Março de 2007

# **Livros Grátis**

<http://www.livrosgratis.com.br>

Milhares de livros grátis para download.



**Carolina Ferreira Szczerbacki**

**Formação de Preços de Energia  
Elétrica para o Mercado Brasileiro**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

**Dr. Jacques Szczupak**  
**Orientador**

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Dra. Leontina Maria Viana Graziadio Pinto**  
**Co-Orientadora**

Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda.

**Dr. Glauco Nery Taranto**  
COPPE/UFRJ

**Dr. Djalma Mosqueira Falcão**  
COPPE/UFRJ

**Dr. Luiz Henrique Guimarães de Macêdo**  
Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda

**Prof. José Eugenio Leal**  
Coordenador Setorial do Centro  
Técnico Científico

Rio de Janeiro, 22 de março de 2007

Todos os direitos reservados. É proibida a reprodução total ou parcial do trabalho sem autorização da universidade, da autora e do orientador.

### **Carolina Ferreira Szczerbacki**

A engenheira Carolina Ferreira Szczerbacki atua em projetos relacionados com o setor elétrico, tais como simulações de mercado, comercialização de energia e regulação econômica. Formada em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (2004), atuou em projetos de pesquisa e desenvolvimento para o setor. Entre 2005 e 2006 foi comercializadora de energia da Light S.E.S.A. Atualmente, é consultora em energia pela Siglasul Consultoria em Energia.

#### Ficha Catalográfica

Szczerbacki, Carolina Ferreira

Formação de preços de energia elétrica para o mercado brasileiro / Carolina Ferreira Szczerbacki ; orientador: Jacques Szczupak. – 2007.

191 f. ; 30 cm

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

Inclui bibliografia

1. Engenharia elétrica – Teses. 2. Preços de energia. 3. Mercados de energia. 4. Tarifação. 5. Custos marginais. I. Szczupak, Jacques. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

## **Agradecimentos**

Aos meus pais, que me deram não só todo o apoio, mas a oportunidade de desenvolver este trabalho. Agradeço a eles pela confiança que sempre depositaram em mim.

Ao meu marido e à minha irmã pelo companheirismo, incentivo e paciência.

Aos meus orientadores e amigos Profs. Dr. Jacques Szczupak e Dra. Leontina Pinto, que se mostraram grandes mestres, sempre incentivadores, com orientações valiosas e sinceras.

Aos amigos engenheiros Dr. Luiz Henrique Macedo, Dr. Marcelo Luna de Oliveira e Marcio Henrique Lima Nascimento pelas conversas e orientações ao longo deste trabalho, fornecendo material bibliográfico importante e transmitindo parte de suas experiências profissionais.

À Engenho Pesquisa, Desenvolvimento e Consultoria Ltda que cedeu os programas de previsão de demanda e os dados utilizados no modelo de expansão.

À minha avó e aos amigos, tios e primos que contribuíram direta ou indiretamente para a elaboração deste documento, pelo seu carinho e pelo seu amor.

À PUC-RJ e à CNPq, pela bolsas concedidas durante a realização deste mestrado.

## Resumo

Szczerbacki, Carolina Ferreira; Szczupak, Jacques (Orientador). **Formação de Preços de Energia Elétrica para o Mercado Brasileiro.** Rio de Janeiro, 2007. 191p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Os preços de energia elétrica, insumo básico para todo o Modelo Setorial, constituem uma das maiores incertezas do setor. Estas incertezas abrangem todos os elementos formadores de preços: a oferta, a demanda e as regras de mercado, tornando muitas vezes difícil ao agente a avaliação concreta e precisa do processo da formação de preços e do impacto que a variação de um dos elementos do processo produz no resultado final. O objetivo deste trabalho é apresentar a estrutura de formação de preços no mercado energético brasileiro de forma sistematizada, avaliando a composição das variáveis que afetam esta estrutura: a demanda por consumo, a expansão do sistema e as disponibilidades energéticas. O mercado é modelado em todos os seus detalhes físicos, e o cálculo é realizado a partir de todo o arcabouço regulatório, incluindo a reprodução do modelo de operação ótima responsável pelos preços de energia. Descreve-se inicialmente um modelo de previsão de demanda por subsistema, utilizando-se técnicas de Teoria de Análise Funcional. Focaliza-se em seguida o suprimento futuro de energia no país a partir da expansão da oferta. Finalmente, utiliza-se uma simulação da operação ótima do sistema a partir da reprodução dos resultados do modelo utilizado no setor – o Newave – a partir de uma implementação própria desenvolvida especialmente no escopo deste trabalho. De posse dos possíveis cenários futuros, pode-se mensurar o impacto que a variação de cada elemento formador (demanda, expansão e afluências) tem sobre os custos de energia. É possível observar que as incertezas nestas variáveis podem gerar grandes impactos nos custos marginais e, conseqüentemente, nos custos futuros de energia elétrica.

## Palavras-chave

Preços de Energias, Mercados de Energia, Tarifação, Custos Marginais.

## **Abstract**

Szczerbacki, Carolina Ferreira; Szczupak, Jacques (Advisor). **Electrical Energy Price Structuring for the Brazilian Market**. Rio de Janeiro, 2007. 191p. MSc. Dissertation – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Energy Prices, essential input for the Sectorial Model, consist on the biggest uncertainties of the Electric Sector. These uncertainties enclose all price elements: the supply, the demand and the market rules, making sometimes difficult for the agents to evaluate the price process and the impact that the variation of each process element can produce on the result. The objective is to present Brazilian price process in a structuralized way, evaluating the variables composition that affects this structure: the demand, the electric system expansion and the energy supply availability. The market is modeled in all its physical details, and the calculation is done into the regulatory environment, including a reproduction of the optimal operation model responsible for energy prices. First, a demand forecast model is described, based on Functional Analysis Theory. Then, the focus is on the energy future supply, analyzing the supply expansion in Brazil. Finally, an optimal operation system is simulated, reproducing the sector model (*Newave*) results from an implementation developed in this work. From these possible future settings, each element (demand, expansion and energy supply availability) variation impact on energy prices can be measured. The simulations show that uncertainties about these variables can have big impacts on marginal costs and, consequently, on the energy future prices.

## **Keywords**

Energy Prices, Energy Markets, Tariffs, Marginal Costs.

## Sumário

1.	Introdução.....	166
1.1.	Objetivo.....	166
1.2.	Metodologia.....	177
1.3.	Estrutura do trabalho.....	177
2.	Estrutura de Formação de Preços no Mercado Brasileiro.....	19
3.	O Setor Elétrico Brasileiro.....	211
4.	O Sistema Eletro-energético Brasileiro.....	244
5.	O Desafio: Atender às Necessidades Energéticas da Sociedade.....	300
5.1.	Idéia Central.....	300
5.2.	O Produto Interno e o Espaço de Hilbert.....	300
5.3.	Caso Exemplo.....	344
6.	Expansão Energética: custos a longo prazo.....	58
6.1.	Idéia Central.....	58
6.2.	Modelagem.....	58
6.3.	Caso Exemplo – Usinas Hidráulicas.....	59
6.4.	Caso Exemplo – Usinas Termelétricas.....	64
7.	A Operação: custos a curto prazo.....	68
7.1.	Estrutura Geral.....	68
7.2.	Incertezas Associadas à Operação.....	69
7.3.	Determinação da Função Objetivo.....	733
7.4.	Restrições do Problema.....	755
7.5.	A Solução do Modelo e a Determinação dos Custos.....	844
7.6.	Estudo de caso:.....	921
7.7.	Observação Importante.....	117
8.	Conclusão.....	11919
	Bibliografia.....	12121
	Anexo 1.....	1233
	Anexo 2.....	1244
	Anexo 3.....	12525
	Anexo 4.....	12929
	Anexo 5.....	13030
	Anexo 6.....	13434
	Anexo 7.....	14343
	Anexo 8.....	14747

Anexo 9.....	15555
Anexo 10.....	15858
Anexo 11.....	16666
Anexo 12.....	16868
Anexo 13.....	18383
Anexo 14.....	18989

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Cenários para o crescimento do PIB .....	53
Tabela 2 – Estrutura de Desembolso .....	58
Tabela 3 – Estrutura de capital.....	59
Tabela 4 – Custos de O&M – R\$/MWh .....	60
Tabela 5 – Encargos e Tributos.....	60
Tabela 6 – Despesas referentes ao investimento aportado – R\$.....	61
Tabela 7 – Estrutura de Desembolso .....	64
Tabela 8 – O&M e Tributação.....	64
Tabela 9 – Despesas referentes ao investimento aportado – Usina Térmica – R\$ .....	65
Tabela 10 – Custos de déficit por submercado por patamar de carga (R\$/MWh) – fonte ONS .....	97
Tabela 11 – Volumes Iniciais por Subsistema (MWhês) – Fonte ONS .....	98
Tabela 12 – Séries históricas de demanda por submercados [15].....	123
Tabela 13 – Histórico do PIB nacional [11].....	124
Tabela 14 – Temperaturas mensais médias do submercado SE/CO [14] .....	125
Tabela 15 – Temperaturas mensais médias do submercado S [14] .....	126
Tabela 16 – Temperaturas mensais médias do submercado NE [14].....	127
Tabela 17 – Temperaturas mensais médias do submercado N [14] .....	128
Tabela 18 – PIB – Cenários projetados.....	129
Tabela 19 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema SE/CO ...	1300
Tabela 20 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema S.....	1311
Tabela 21 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema NE .....	1322
Tabela 22 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema N.....	1333
Tabela 23 – Geração Média .....	1344
Tabela 24 – Despesas com O&M – R\$ .....	13535
Tabela 25 – Receitas da Usina Hidrelétrica – R\$.....	136
Tabela 26 – Despesas de uma usina hidrelétrica – R\$ .....	137
Tabela 27 – Geração Média da usina Termelétrica.....	138
Tabela 28 – Despesas com O&M – Termelétrica - R\$ .....	139
Tabela 29 – Despesas com combustível - R\$ .....	140
Tabela 30 – Receitas da Usina Termelétrica– R\$ .....	141
Tabela 31 – Despesas de uma usina termelétrica – R\$.....	142
Tabela 32 – Cenários Previstos para a Demanda no SE/CO - MWhês .....	1433

Tabela 33 – Cenários Previstos para a Demanda no S - MWmês .....	1444
Tabela 34 – Cenários Previstos para a Demanda no NE - MWmês .....	14545
Tabela 35 – Cenários Previstos para a Demanda no N - MWmês .....	14646
Tabela 36 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema SE/CO - Parte 1 .....	14747
Tabela 37 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema SE/CO - Parte 2 .....	14848
Tabela 38 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema SE/CO - Parte 3 .....	14848
Tabela 39 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema SE/CO - Parte 4 .....	14949
Tabela 40 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema SE/CO - Parte 5 .....	14949
Tabela 41 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema S – Parte 1 .....	15050
Tabela 42 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema S – Parte 2 .....	15050
Tabela 43 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema S – Parte 3 .....	1511
Tabela 44 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema S – Parte 4 .....	1511
Tabela 45 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema S – Parte 5 .....	1522
Tabela 46 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema NE – Parte 1 .....	1522
Tabela 47 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema NE – Parte 2 .....	1533
Tabela 48 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema NE – Parte 3 .....	1533
Tabela 49 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema NE – Parte 4 .....	1544
Tabela 50 – Cronograma de Expansão de Energia Térmica – ONS – fevereiro de 2006. Subsistema NE – Parte 5 .....	1544
Tabela 51 – Expansão da Capacidade Hidráulica – subsistema SE/CO [15]	15555
Tabela 52 – Expansão da Capacidade Hidráulica – subsistema Sul [15] ....	15656
Tabela 53 – Expansão da Capacidade Hidráulica – subsistema Norte [15]..	15757
Tabela 54 - Coeficientes PAR(p) – Subsistema SE/CO [15] .....	15858

Tabela 55 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema SE/CO .....	15959
Tabela 56 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema Sul [15] .....	16060
Tabela 57 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema S.....	1611
Tabela 58 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema NE [15] .....	1622
Tabela 59 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema NE .....	1633
Tabela 60 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema N [15].....	1644
Tabela 61 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema N .....	16565
Tabela 62 – Custos das Térmicas do Subsistema SE/CO (R\$/MWh) [15]....	16666
Tabela 63 – Custos das Térmicas do Subsistema Sul (R\$/MWh) [15].....	16666
Tabela 64 – Custos das Térmicas do Subsistema NE (R\$/MWh) [15].....	16767
Tabela 65 – Limites de Armazenamento – Subsistema SE/CO (MWmês) [15] .....	16868
Tabela 66 – Limites de Armazenamento – Subsistema Sul (MWmês) [15] ..	16969
Tabela 67 – Limites de Armazenamento – Subsistema NE (MWmês) [15].....	1700
Tabela 68 – Limites de Armazenamento – Subsistema Norte (MWmês) [15].	1711
Tabela 69 – Limites Máximos de Turbinamento por Subsistema (MWmês) [15] .....	1722
Tabela 70 – Limites Máximos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) [15] .....	1722
Tabela 71 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) – Parte 1 [15].....	1733
Tabela 72 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) – Parte 2 [15].....	1744
Tabela 73 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) – Parte 3 [15].....	17575
Tabela 74 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) – Parte 4[15].....	17575
Tabela 75 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) – Parte 5[15].....	17676
Tabela 76 – Limites Máximos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul (MWmês) [15] .....	17676
Tabela 77 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul (MWmês) – Parte 1 [15].....	17777
Tabela 78 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul (MWmês) – Parte 2 [15].....	17777
Tabela 79 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul (MWmês) – Parte 3 [15].....	17878

Tabela 80 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul (MWmês) – Parte 4 [15].....	17878
Tabela 81 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul (MWmês) – Parte 5 [15].....	17979
Tabela 82 – Limites Máximos de Geração das Térmicas do Subsistema NE (MWmês) [15].....	17979
Tabela 83 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema NE (MWmês) – Parte 1 [15].....	18080
Tabela 84 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema NE (MWmês) – Parte 2 [15].....	18080
Tabela 85 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema NE (MWmês) – Parte 3 [15].....	1811
Tabela 86 – Tabela 87 - Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema NE (MWmês) – Parte 4 [15].....	181
Tabela 88 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema NE (MWmês) – Parte 5 [15].....	1822
Tabela 89 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio a (MWmês) [15] .....	1833
Tabela 90 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio b (MWmês) [15] .....	1844
Tabela 91 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio c (MWmês) [15] .....	18585
Tabela 92 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio d (MWmês) [15] .....	18686
Tabela 93 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio d (MWmês) [15] .....	18787
Tabela 94 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio e (MWmês) [15] .....	18888
Tabela 95 – Custos marginais de operação – com disponibilidade de gás (R\$/MWh) .....	18989
Tabela 96 – Custos marginais de operação – sem disponibilidade de gás (R\$/MWh) .....	190
Tabela 97 – Custos marginais de operação – cenário ONS (R\$/MWh).....	1911

## Lista de Figuras

Figura 1 – Estrutura de Formação de Preços.....	20
Figura 2 – Os Organismos Setoriais.....	222
Figura 3 – O esquemático de intercâmbios (a) e o mapa (b) do Sistema Interligado Nacional.....	244
Figura 4 – Estrutura da capacidade instalada do SIN.....	255
Figura 5 – Produção por Submercado.....	26
Figura 6 – Carga Própria por Submercado.....	27
Figura 7– Etapas do Planejamento e Operação do SIN.....	27
Figura 8 – O processo de decisão do planejamento de médio prazo .....	28
Figura 9 – Projeção da demanda do submercado na variável explicativa PIB nacional .....	322
Figura 10 – Projeção do resíduo <sup>1</sup> na variável explicativa temperatura média do submercado.....	333
Figura 11 – Série Histórica – Demanda do Subsistema SE/CO (MWmês).....	344
Figura 12 – Série Histórica – Demanda do Subsistema Sul (MWmês) .....	355
Figura 13 – Série Histórica – Demanda do Subsistema NE (MWmês) .....	355
Figura 14 – Série Histórica – Demanda do Subsistema Norte (MWmês) .....	36
Figura 15 – Série Histórica – PIB .....	36
Figura 16 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema SE/CO (°C) ..	37
Figura 17– Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema Sul (°C) .....	37
Figura 18 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema NE (°C).....	38
Figura 19 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema Norte (°C).....	38
Figura 20 – Demanda histórica do submercado SE/CO normalizada x série histórica do PIB normalizada.....	39
Figura 21 – Projeção da série histórica de demanda do SE/CO na variável explicativa PIB .....	400
Figura 22 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do SE/CO na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal – normalizada.....	411
Figura 23 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – SE/CO.....	411
Figura 24 – Projeção final da demanda do SE/CO.....	422

Figura 25 – Demanda histórica do submercado S normalizada x série histórica do PIB normalizada .....	433
Figura 26 – Projeção da série histórica de demanda do S na variável explicativa PIB.....	444
Figura 27 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do S na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal - normalizada .....	444
Figura 28 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – Sul.....	455
Figura 29 – Projeção final da demanda do Sul.....	445
Figura 30 – Demanda histórica do submercado NE normalizada x série histórica do PIB normalizada .....	46
Figura 31 – Projeção da série histórica de demanda do NE na variável explicativa PIB.....	47
Figura 32 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do NE na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal - normalizada .....	48
Figura 33 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – NE.....	48
Figura 34 – Projeção final da demanda do NE.....	49
Figura 35 – Demanda histórica do submercado N normalizada x série histórica do PIB normalizada .....	50
Figura 36 – Projeção da série histórica de demanda do N na variável explicativa PIB.....	511
Figura 37 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do N na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal - normalizada .....	511
Figura 38 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – N .....	522
Figura 39 – Projeção final da demanda do N .....	522
Figura 40 – Cenários projetados – PIB.....	544
Figura 41 – Projeção da Temperatura Média por Subsistema (°C).....	555
Figura 42 – Cenários futuros para a demanda no subsistema SE/CO (MWmês).....	56
Figura 43 – Cenários futuros para a demanda no subsistema Sul (MWmês) .....	56
Figura 44 – Cenários futuros para a demanda no subsistema NE (MWmês) .....	57
Figura 45 – Cenários futuros para a demanda no subsistema N (MWmês).....	57
Figura 46 – Fluxo de Caixa – Hidrelétrica .....	63

Figura 47 – Fluxo de Caixa – Termelétrica a Gás .....	66
Figura 48 – Intercâmbios entre os submercados do SIN. ....	77
Figura 49 – Construção geométrica da função $\alpha_1(X_1)$ .....	87
Figura 50 – Cenários para a expansão de energia térmica no SE/CO .....	93
Figura 51 – Cenários para a expansão de energia térmica no S .....	94
Figura 52 – Cenários para a expansão de energia térmica no NE.....	955
Figura 53 – Expansão Hidráulica.....	96
Figura 54 – Comparação - cenários demanda SE/CO .....	98
Figura 55 – Comparação - cenários demanda - S.....	99
Figura 56 – Comparação - cenários demanda - NE .....	99
Figura 57 – Comparação - cenários demanda – N.....	1000
Figura 58 – Operação submercado – cenário 1 de demanda .....	1000
Figura 59 – CMO por submercado – cenário 1 de demanda .....	1011
Figura 60 – Operação por submercado – cenário 2 de demanda .....	1022
Figura 61 – CMO por submercado – cenário 2 de demanda .....	1033
Figura 62 – Operação por submercado – cenário 3 de demanda .....	1044
Figura 63 – CMO por submercado – cenário 3 de demanda .....	10505
Figura 64 – Operação por submercado – cenário ONS de demanda .....	10606
Figura 65 – CMO por submercado – cenário ONS de demanda.....	1077
Figura 66 – Operação por submercado – cenário 1 de demanda .....	10909
Figura 67 – CMO por submercado – cenário 1 de demanda .....	1100
Figura 68 – Operação por submercado – cenário 2 de demanda .....	1111
Figura 69 – CMO por submercado – cenário 2 de demanda .....	1122
Figura 70 – Operação por submercado – cenário 3 de demanda .....	1133
Figura 71 – CMO por submercado – cenário 3 de demanda .....	1144
Figura 72 – Operação por submercado – cenário ONS de demanda .....	11515
Figura 73 – CMO por submercado – cenário ONS de demanda.....	11616

# 1

## Introdução

Durante a década passada, muitos países ocidentais começaram a reestruturar seus mercados de energia elétrica. O objetivo dessas reformas era substituir os tradicionais monopólios regionais por empresas de geração e distribuição para venda e compra de energia elétrica, através de mercados atacadistas. Embora as regras dos vários mercados possam variar, em todos os casos espera-se que o resultado final seja um declínio no preço para usuários finais e um preço que melhor reflita os custos reais envolvidos.

No Brasil, não foi diferente. Os anos 90 trouxeram profundas modificações ao setor, que passou a tratar a energia como um produto a ser corretamente valorizado e comercializado. Os custos de energia passaram a ser o insumo básico para todo o Modelo Setorial e impactam todas as áreas, desde o planejamento e a operação até a comercialização e a captação de investimentos.

Apesar de sua importância, entretanto, os custos futuros de energia constituem uma das maiores incertezas do setor. Dependem das disponibilidades energéticas (e, portanto das afluências hidrológicas), da expansão do sistema e da própria demanda por consumo.

O modelo atual – o conhecido *Newave* – calcula os custos presentes e futuros de energia com base na teoria marginalista, mas considera conhecidas as informações de demanda e expansão. As próprias disponibilidades energéticas são representadas por um modelo estocástico ainda não completamente absorvido pelos agentes. Finalmente, os preços não dependem apenas do cálculo numérico. Os resultados dos leilões de energia, por exemplo, dependem significativamente das expectativas dos diversos agentes do mercado.

### 1.1

#### Objetivo

Este trabalho pretende construir um modelo para a análise da estrutura dos custos de energia no mercado brasileiro. Serão abordados os custos de energia oriunda de usinas existentes e de usinas novas ainda a serem

construídas. Vale notar que não será considerado aqui o custo de oportunidade – os cálculos se baseiam nos custos efetivos de energia e servem, portanto apenas como um indicador para o mercado.

Considera-se que a maior contribuição deste trabalho é explicitar completamente a estrutura de formação dos custos – ainda não totalmente sistematizada, e muitas vezes, não completamente entendida no mercado brasileiro. O objetivo é oferecer ao setor um modelo completo, sistematizado e estruturado, onde a importância e o impacto de cada um dos elementos formadores sejam completamente avaliados.

## **1.2**

### **Metodologia**

O modelo de expansão está baseado em estudos econômicos que calculam, para cada agente, os preços mínimos necessários para a recuperação do investimento realizado nos prazos desejados.

O modelo de demanda é obtido a partir da modelagem econômico/financeira do consumo.

O modelo de disponibilidades hidrológicas está baseado num modelo auto-regressivo coerente com a dinâmica das vazões.

Demais incertezas, como a expectativa dos agentes ou mudanças futuras na matriz energética, baseiam-se em comportamentos sócio-políticos e não possuem, a princípio, representação matemática precisa e confiável. Serão, portanto, representadas como um conjunto de possíveis cenários futuros.

Vale notar, finalmente, que todos estes modelos são estocásticos, já que todas essas dinâmicas são sujeitas a incertezas.

De posse dos modelos para as variáveis explicativas, é possível analisar a sensibilidade dos custos a suas incertezas. É possível, também, realizar uma projeção mais realista e confiável para os custos futuros de energia e avaliar melhor as incertezas a eles associados.

## **1.3**

### **Estrutura do trabalho**

A seguir está apresentado, de forma sucinta, o conteúdo de cada capítulo desta dissertação.

O capítulo 0 descreve a estrutura de formação de preços no Brasil, bem como a composição das variáveis que afetam essa estrutura.

No capítulo 0, está descrito o cenário atual do setor elétrico brasileiro: as mudanças ocorridas com o advento do Novo Modelo, seus objetivos e os novos órgãos e Agentes criados.

O capítulo 0 descreve o sistema eletro-energético brasileiro, o sistema interligado nacional (SIN) e seus subsistemas, assim como suas características peculiares que determinam seu planejamento e operação.

O capítulo 0 se dedica à questão desafiadora do atendimento às necessidades energéticas da sociedade, descrevendo um modelo de previsão de demanda por subsistema a ser utilizado no planejamento e na determinação da operação ótima do sistema.

O capítulo 0 retrata a necessidade da expansão energética para garantir o suprimento futuro de energia no país, determinando, através de um modelo econômico/financeiro, o preço mínimo que o investidor deverá praticar para recuperar seus investimentos. Esse preço mínimo é o custo futuro de energia oriunda de novos empreendimentos.

O capítulo 0 descreve o modelo de determinação dos custos de energia oriunda de empreendimentos existentes, baseado na programação dinâmica dual estocástica. São enfocadas as incertezas associadas a determinação destes custos tais como: demanda, expansão e disponibilidades hidrológicas, bem como sugeridas soluções para lidar com elas.

O Capítulo 0 conclui o trabalho com as principais considerações, conclusões e constatações oriundas do mesmo. Ao final incluem-se comentários sobre possíveis investigações futuras associadas a este tema.

## 2

### **Estrutura de Formação de Preços no Mercado Brasileiro**

Em países como o Brasil, que possuem sistemas com predominância hidráulica, baseados em combustível “grátis” (a água), a disponibilidade de energia para atender ao consumo é limitada à capacidade de armazenamento dos reservatórios. Existe, então, o que é conhecido como acoplamento temporal, ou seja, uma decisão operativa tomada no presente tem conseqüências futuras para o custo operativo. O uso ótimo da água deve ser encontrado equilibrando-se o valor imediato e o valor futuro da água.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do custo de energia, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

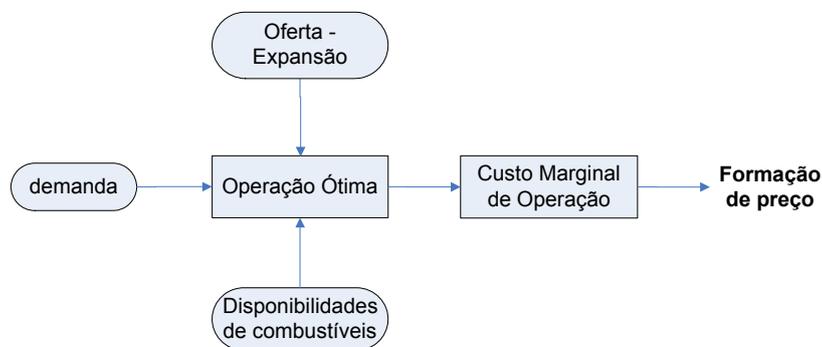
Considera-se que o país é dividido em quatro submercados (Norte, Nordeste, Sul, Sudeste/Centro Oeste, interligados por linhas de intercâmbios entre subsistemas. Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, no custo de déficit e na entrada de novos projetos, o modelo de precificação obtém o despacho (geração) ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados desse processo, são obtidos os Custos Marginais de Operação (CMO) para o período estudado, para cada submercado, que informa quanto custa atender uma carga incremental em um determinado instante.

O CMO reflete o custo da fonte usada para atender à hipotética carga adicional, que pode ser: nulo, se a fonte for energia vertida turbinável; custo de combustível, se a fonte for térmica; custo do déficit se houver corte de carga. O preço spot de energia, vinculado ao CMO, é calculado por um programa

oficialmente adotado no setor (*Newave* [5,6]), e vem apresentando um comportamento extremamente instável, o que prejudica a sinalização de preço para contratos bilaterais de curto e médio prazos; oscila abruptamente entre valores muito altos e muito baixos, e sua utilização como sinalizador de preços tem trazido inseguranças ao setor e criado barreiras à entrada de novos empreendimentos.

Como forma de garantir os investimentos necessários para atender às necessidades futuras do país, o Modelo Setorial instituiu os contratos bilaterais de longo prazo de forma a garantir a expansão do sistema, através da contratação regulada, via leilões. Apesar de seu caráter de longo prazo, o CMO tem sido usado como base de formação de preços em contratos de médio e curto prazos e influi também na formação do preço de longo prazo, pois determina a rentabilidade de novos empreendimentos, com reflexos sobre a própria expansão do sistema de geração.

A contribuição desta tese é mostrar a estrutura de formação de preços, bem como a composição das variáveis que afetam essa estrutura, que nem sempre é compreendida pelos Agentes. O objetivo é examinar o impacto que a incerteza destas variáveis provoca nos preços e, conseqüentemente, na sua volatilidade.



**Figura 1 – Estrutura de Formação de Preços**

### 3

## O Setor Elétrico Brasileiro

Até o início da década de noventa, o país era totalmente dependente da iniciativa do governo para o desenvolvimento do setor elétrico. O Estado desenvolvia o papel de empresário, sendo responsável pelos financiamentos e pela gestão das empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A estrutura dessas empresas estatais era verticalizada, isto é, todas as atividades funcionavam numa mesma empresa, formando monopólios sem competição.

Os anos 90 reuniram fatores que tornaram necessárias mudanças nesse cenário: O esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica das usinas existentes, o crescimento econômico, a necessidade de novos empreendimentos e a incapacidade do governo para atender a esta demanda devido a outras prioridades.

Com a finalidade de viabilizar uma reforma para expandir o setor e incluir a participação do capital privado, em 1996, iniciou-se a concepção do Novo Modelo.

Durante a sua concepção, o Novo Modelo criou uma Agência Reguladora (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica), um operador para o sistema (ONS – Operador Nacional do Sistema) e um ambiente de transações competitivas de compra e venda de energia elétrica (MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica, hoje CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

A ANEEL foi criada com o objetivo de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de Energia Elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização de atendimento aos consumidores e pelo estabelecimento de tarifas para os consumidores finais, preservando, sempre a viabilidade financeira dos Agentes e da Indústria.

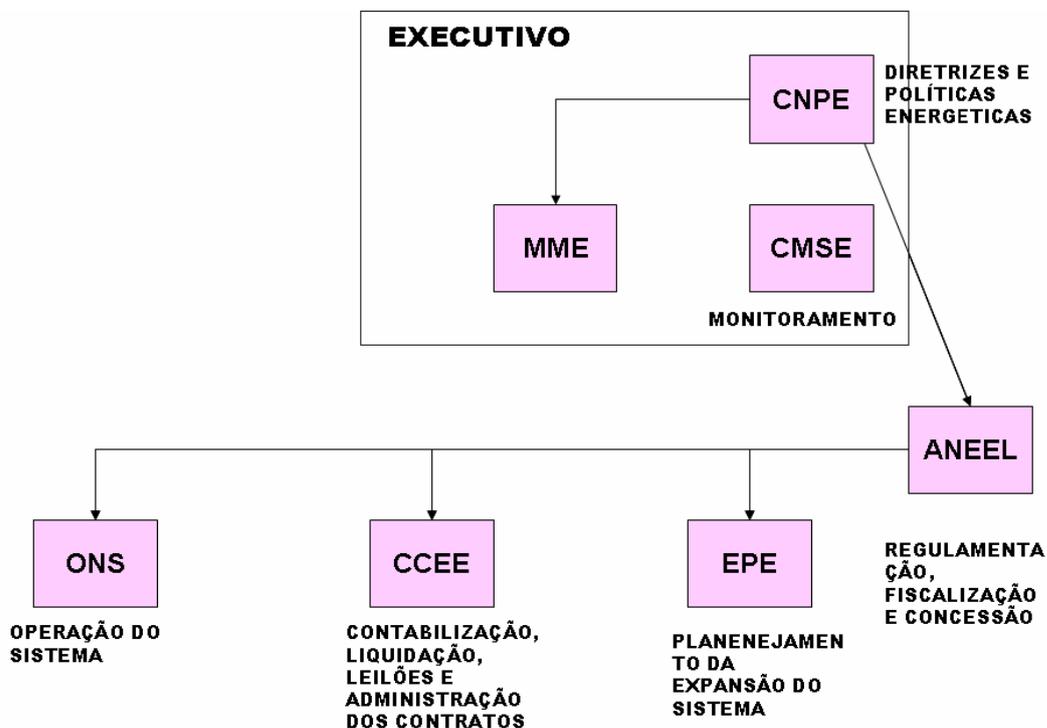
O ONS tem a missão de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional – SIN. Além disso, tem a função de administrar a rede básica de transmissão de energia no Brasil, com o objetivo de atender aos requisitos de carga, otimizar os custos e garantir a confiabilidade

do Sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

Por sua vez, o MAE, primeiramente sem personalidade jurídica, hoje CCEE, foi criado com a finalidade de viabilizar as transações de energia elétrica por meio de Contratos Bilaterais e do Mercado de Curto Prazo, promovendo a livre concorrência e a ampla competição entre as empresas que executam os serviços de energia elétrica no Brasil.

Com a sua conclusão, em 1998, o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB) admitiu a participação do capital privado e segmentou as empresas por atividades (desverticalização), possibilitando maior nível de competição e maiores investimentos no setor.

Atualmente, existem mais órgãos setoriais, além da ANEEL, ONS e CCEE. A Figura 2 ilustra a estrutura desses órgãos.



**Figura 2 – Os Organismos Setoriais.**

A Reforma do Setor criou, também, novos Agentes e novos papéis para Agentes já existentes.

A atividade de geração se tornou aberta à competição. Todos os geradores têm acesso aos sistemas de transporte de energia elétrica (transmissão e distribuição). Os geradores podem comercializar a sua energia

em dois ambientes distintos de contratação: Ambiente de Contratação Regulada, no qual o gerador vende energia a preços resultantes de leilões para o “pool” de distribuidoras demandantes, e o Ambiente de Contratação Livre, em que os preços são livremente negociados com os consumidores livres e os comercializadores de energia elétrica.

As linhas de transmissão constituem vias de uso aberto e podem ser utilizadas por qualquer Agente, com a devida remuneração ao proprietário através do custo de uso do sistema de transmissão determinado pela ANEEL e administrado pelo ONS.

Por sua vez, a distribuição é a única atividade que permanece regulada técnica e economicamente pela ANEEL (A transmissão é considerada um serviço e não um produto e não será, portanto, tratada nesse trabalho). Assim como as linhas de transmissão, as redes de distribuição devem conceder liberdade de acesso a todos os Agentes do Mercado, através do custo de uso do sistema de distribuição, determinado pela ANEEL e administrado pela concessionária de distribuição.

Com o advento do Novo Modelo, surgiu a figura do comercializador de energia, responsável pela compra e venda de energia elétrica com preços livremente negociados no Ambiente de Contratação Livre. Essa atividade é regulada apenas tecnicamente pela ANEEL.

O Autoprodutor, como o nome já diz, produz energia elétrica para uso próprio, podendo fornecer o excedente às concessionárias de energia elétrica ou ao mercado de curto prazo.

Já o produtor Independente é uma pessoa jurídica com concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da produção, por sua conta e risco [4].

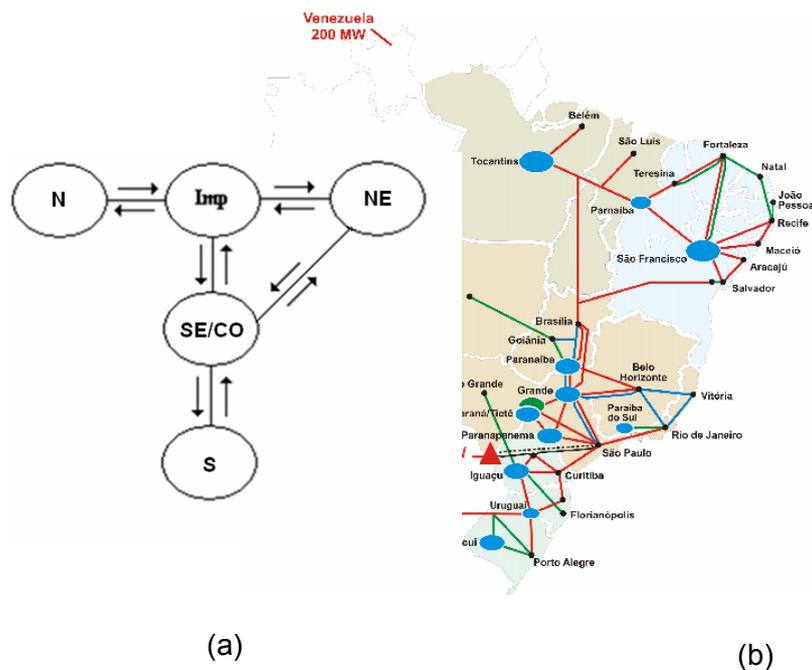
## 4

### O Sistema Eletro-energético Brasileiro

A estrutura de produção e fornecimento de energia elétrica no Brasil é bastante particular. O Brasil é um país com grandes dimensões territoriais e, por isso, com restrições nas transmissões.

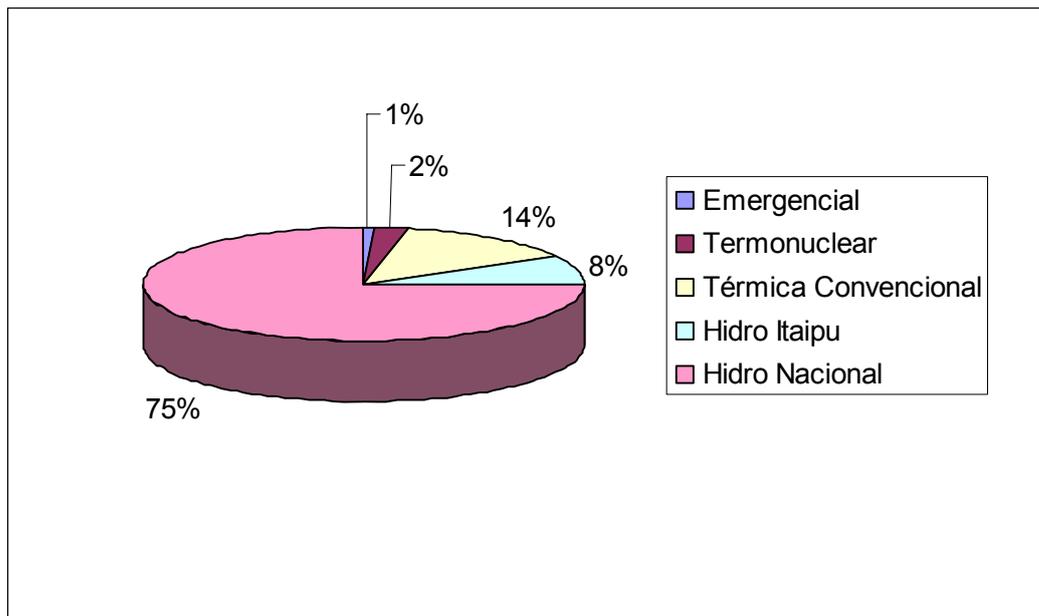
Conseqüentemente, o Sistema Interligado Nacional (SIN) está dividido em quatro subsistemas (ou submercados): Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, contando ainda com um nó fictício em Imperatriz, no Maranhão para interligação entre os subsistemas Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste.

Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados, localizados principalmente na região amazônica.



**Figura 3 – O esquemático de intercâmbios (a) e o mapa (b) do Sistema Interligado Nacional.**

Mais de 80% da capacidade de energia elétrica no Brasil são hidrelétricas localizadas em diferentes bacias hidrográficas e ligadas por extensas linhas de transmissão. A matriz energética se completa com as usinas termelétricas convencionais e nucleares.

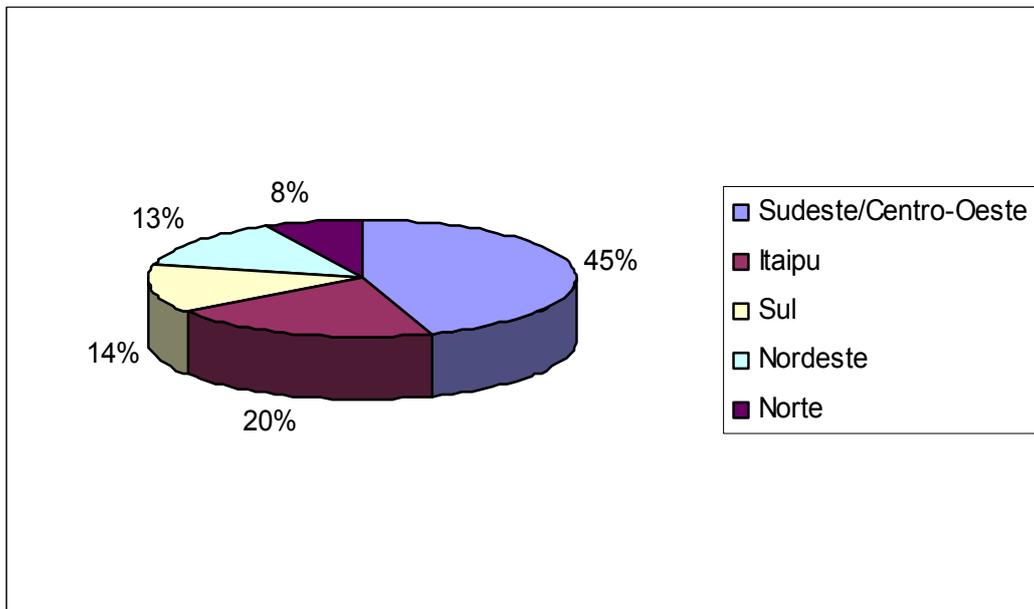


**Figura 4 – Estrutura da capacidade instalada do SIN.**

O subsistema Sudeste/Centro-Oeste é responsável pela produção de cerca de 180 mil GWh/ano, o que representa, aproximadamente 45% da produção total do SIN. Além disso, conta com 50% da produção da binacional Itaipu, que produz cerca de 80 mil GWh/ano.

Por sua vez, o submercado sul produz cerca de 56 mil GWh/ano, representando 14% do total produzido no país. Os submercados Nordeste e Norte são os de menores produções no SIN, sendo responsáveis pela produção de 53 mil e 30 mil GWh/ano, respectivamente.

A **Figura 5** mostra a participação dos submercados na produção de Energia Elétrica no Sistema Interligado Nacional.



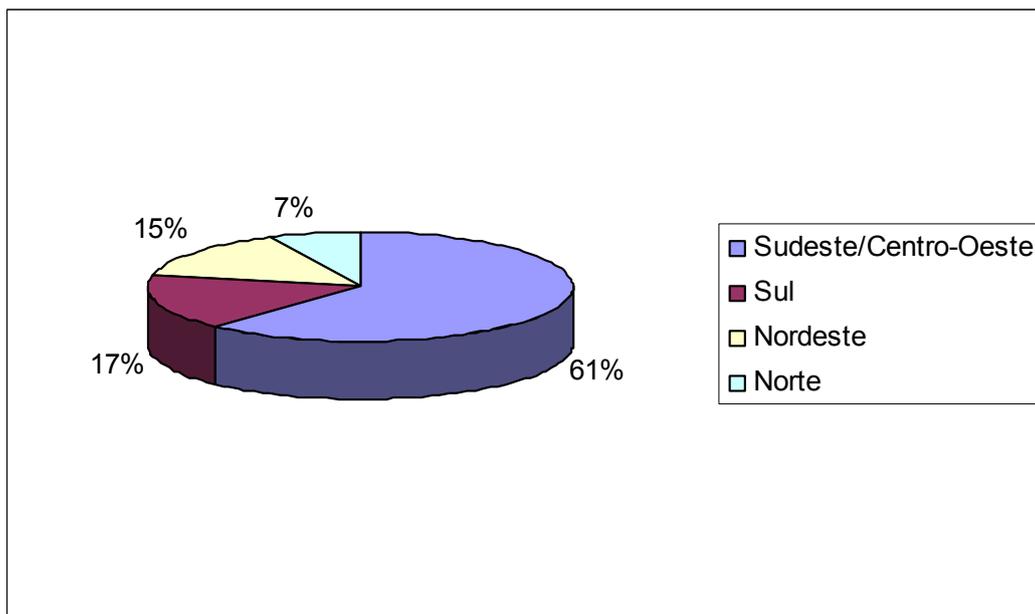
**Figura 5 – Produção por Submercado.**

O submercado Sudeste/Centro-Oeste é, também, o maior centro de consumo de Energia Elétrica, apresentando um consumo de aproximadamente 250 mil GWh/ano.

Em seguida, aparece o submercado Sul, apresentando cerca de 66 mil GWh/ano de consumo de energia. O consumo de energia elétrica, no Nordeste, é ligeiramente inferior, cerca de 60 GWh/ano.

Já o Norte, região menos desenvolvida do país, apresenta um consumo anual de 27 mil GWh.

Na Figura 6, pode-se observar a carga própria de energia por submercados [15].

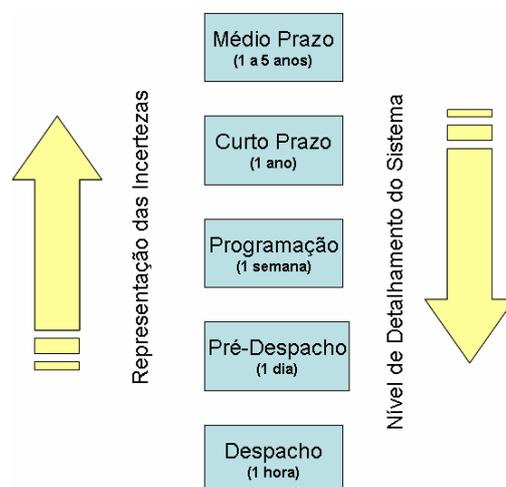


**Figura 6 – Carga Própria por Submercado**

O Órgão responsável pelo planejamento e operação do SIN é o Operador Nacional do Sistema – ONS. O ONS opera o sistema de forma otimizada e padronizada, com o objetivo de garantir a confiabilidade e eficiência da operação, reduzindo os custos para o consumidor final.

Além disso, o ONS é responsável pelo planejamento de ampliações e reforços para o sistema de transmissão e por garantir o livre acesso à rede.

O planejamento realizado pelo ONS é feito em etapas, de acordo com a Figura 7. Essas etapas são, na verdade, análises onde, a cada fase, as incertezas diminuem e, conseqüentemente, o detalhamento do sistema planejado aumenta.



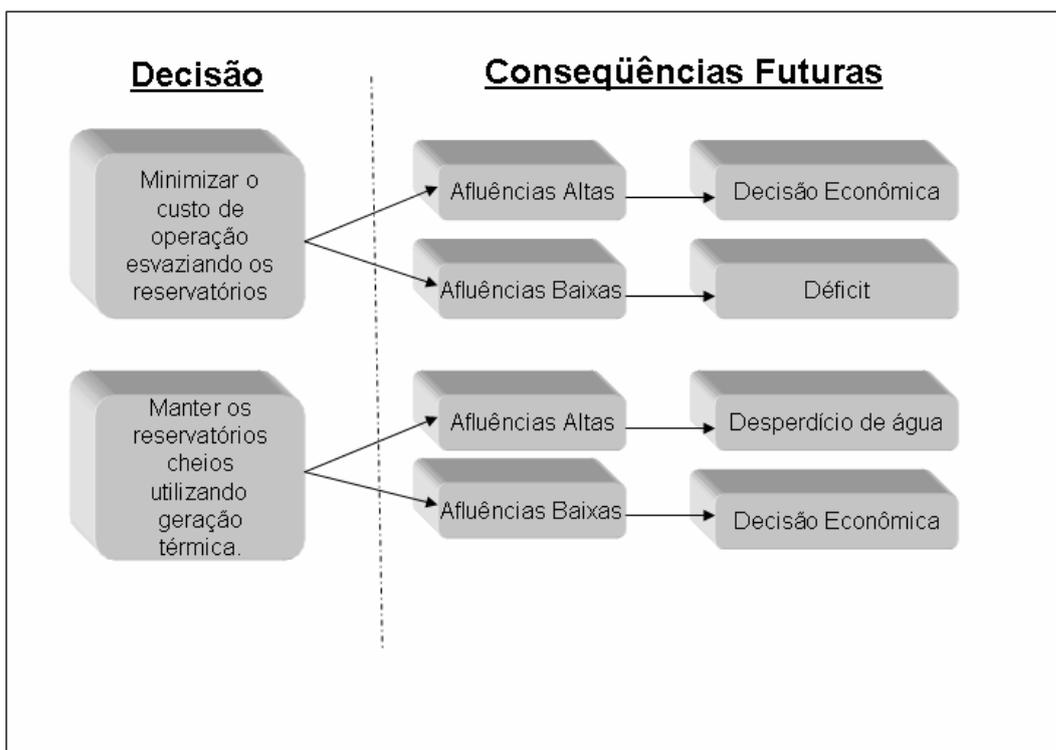
**Figura 7 – Etapas do Planejamento e Operação do SIN**

O planejamento de médio prazo visa determinar, a cada período de tempo (mês), as metas de geração hidráulica e térmica, de forma a atender a demanda, minimizando o custo de operação ao longo de todo o período de planejamento.

Vale ressaltar que o ponto crítico do planejamento de médio prazo é a incerteza das disponibilidades hidrológicas e da demanda a ser atendida, enquanto que no despacho, as afluências e a demanda já são conhecidas, sendo possível então detalhar os parâmetros elétricos do sistema.

A grande parte das usinas hidrelétricas no Brasil é constituída de grandes reservatórios, com capacidade de regularização pluri-anual. Isso permite que a água armazenada possa ser utilizada num período hidrológico menos favorável.

No esquema da Figura 8, pode-se observar que a o planejamento da operação é um problema acoplado no tempo, isto é, a decisão tomada em um determinado estágio interfere nos estágios seguintes.



**Figura 8 – O processo de decisão do planejamento de médio prazo**

Uma decisão errada pode trazer graves conseqüências no futuro. Se, no início do período a decisão levar a um uso muito intenso de geração hidráulica e ocorrer uma seca severa, gerando afluências baixas, não haverá recursos para a geração hidráulica e a capacidade térmica poderá não ser suficiente para atender a demanda, causando déficit e custos elevadíssimos de operação. Por

outro lado, um uso intensivo de térmicas ao início do período de estudo conjugada com boas afluências no futuro, os reservatórios estarão cheios, podendo até ocorrer vertimento de água, o que seria um desperdício. Ambas as situações podem causar perdas de milhões de dólares para o país.

O custo total de operação é determinado pelo valor esperado do custo das usinas térmicas somado ao custo de déficit, que é um custo atribuído a possíveis interrupções de fornecimento de energia, homologado pela ANEEL.

No caso das usinas térmicas, esse custo é dado pelo custo operativo variável de cada usina térmica, isto é pelo custo do combustível acrescido dos custos de operação e manutenção (O&M).

Já o custo operativo de uma usina hidrelétrica é muito pequeno, uma vez que seu combustível é a água. Entretanto, as usinas hidrelétricas têm um custo de oportunidade, pois podem decidir vender sua energia hoje (gerar) ou no futuro (armazenar). O custo de oportunidade de uma hidrelétrica é, no Brasil, calculado como o custo da térmica evitada pela geração hidráulica disponível. Como não há ofertas de preço no sistema brasileiro, os custos de oportunidade das hidrelétricas são calculados pelo ONS como se as usinas pertencessem a um único dono – despacho centralizado.

O sinal de um custo elevado pode indicar uma oportunidade de remuneração para novos investimentos no mercado, possibilitando a entrada de geração nova. Com a entrada de uma nova geração, a relação entre a oferta e a demanda fica mais equilibrada, reduzindo o custo. Entretanto, a volatilidade das condições hidrológicas mascara o sinal estrutural da escassez ou abundância, prejudicando seriamente o sinal de custo como indutor de novos empreendimentos, para o curto prazo.

## 5

# O Desafio: Atender às Necessidades Energéticas da Sociedade

### 5.1

#### Idéia Central

O Brasil apresenta fortes incertezas para o suprimento futuro de energia elétrica. Nos últimos anos, o desequilíbrio entre a oferta e a demanda, causado principalmente pela falta de planejamento, chegou a causar racionamento que afetou o crescimento econômico do país.

A falta de investimentos, de manutenção e de modernização desse serviço tem provocado um enorme impacto sobre as atividades econômicas.

O país é incapaz de manter um crescimento econômico sustentável sem que se expanda o volume e a qualidade dos investimentos no setor elétrico, afastando de vez o fantasma de um novo racionamento. Entretanto, para atender às necessidades energéticas, é preciso antes de tudo conhecê-las.

Este capítulo focaliza a previsão de demanda a longo prazo, para cada submercado do SIN. A dinâmica do mercado será modelada em função das variáveis que a explicam: em nossa experiência, a economia (aqui representada pelo PIB) e a temperatura.

A idéia é determinar a demanda através dos valores futuros do PIB nacional e da temperatura média em cada submercado. Este trabalho utilizará técnicas de Teoria de Análise Funcional [12], implementadas em um Modelo para a Previsão de Cargas e uma Plataforma Computacional para a Previsão a Curto, Médio e Longo Prazo [8] desenvolvida pela ENGENHO, cedida para o estudo a seguir.

### 5.2

#### O Produto Interno e o Espaço de Hilbert

Um Espaço de Hilbert é um espaço de vetores com um produto escalar que é completo como um espaço normalizado, satisfazendo:

- a)  $(\mathbf{x}, \mathbf{y}) = (\mathbf{y}, \mathbf{x})$ ;  
 b)  $(\alpha\mathbf{x} + \beta\mathbf{y}, \mathbf{z}) = \alpha(\mathbf{x}, \mathbf{z}) + \beta(\mathbf{y}, \mathbf{z})$ ;  
 c)  $(\mathbf{x}, \mathbf{x}) \geq 0$ ;  $(\mathbf{x}, \mathbf{x}) = 0$  se e somente se  $\mathbf{x} = \mathbf{0}$ .

O produto interno (ou escalar) é um mapeamento de pares ordenados de vetores no espaço linear para o plano complexo. Esse mapeamento, cuja imagem é denotada por  $(\mathbf{x}, \mathbf{y})$  em  $\mathbf{C}$  satisfaz às propriedades acima.

A definição de produto interno induz a uma norma, que, por sua vez, induz a uma métrica. Portanto, o espaço com norma induzida pelo produto interno é um espaço métrico, com uma métrica particular embutida. Esse espaço é denominado Produto Interno e quando completo é um Espaço de Hilbert.

A idéia é achar variáveis explicativas que representem um Espaço de Hilbert contendo a série histórica de demanda de cada submercado do SIN. O processo de busca dessas bases é relativamente simples em sua concepção, resumindo-se em achar, para cada submercado, as séries de alta correlação com a demanda de carga e delas selecionar as mais adequadas à formação da respectiva base.

A partir dessa informação, calcula-se, para cada submercado, a projeção da série histórica a ser explicada (demanda de carga por submercado) na série histórica explicativa. Essa projeção representa a informação contida na variável explicativa, caracterizando a dependência linear com a demanda.

O resíduo, por construção, é ortogonal à série explicativa e, portanto, representa a informação não contida na variável explicativa utilizada.

O próximo passo é, iterativamente, encontrar uma nova variável explicativa capaz de explicar o resíduo, ou seja, a informação ainda não explicada, continuando o processo até que o resíduo final seja mínimo ou desprezível.

Para esse trabalho, esse processo está ilustrado por apenas duas variáveis explicativas (PIB nacional e temperatura média por submercado), consideradas as mais relevantes, isto é, as que possuem, em nosso conhecimento, alta correlação com a série histórica de demanda de carga. Considera-se que, através da utilização dessas duas variáveis, atingem-se níveis de resíduos razoáveis para os objetivos desta tese.

De posse da decomposição linear da demanda, é possível estimar os valores futuros da demanda tendo por base valores futuros do PIB e da temperatura média de cada submercado.

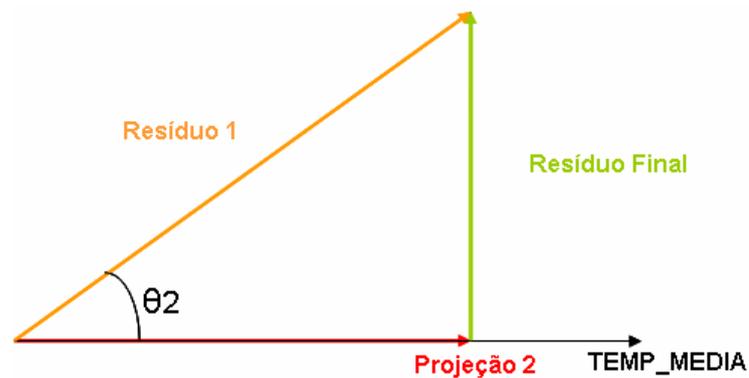


PIB(t)	PIB nacional para o estágio t
$\Theta_1$	ângulo entre a demanda do submercado e o PIB nacional
$r_1(t)$	resíduo da projeção 1 para o estágio t

Dessa forma, pode-se escrever a demanda do submercado em função do PIB Nacional e do resíduo<sub>1</sub> da seguinte maneira:

$$d(t) = \|d(t)\| \cdot \cos \theta_1 \cdot \frac{\text{PIB}(t)}{\|\text{PIB}(t)\|} + r_1(t) \quad (5.2)$$

- Passo 2: projeção do resíduo da projeção do passo 1 na variável explicativa temperatura média do submercado



**Figura 10 – Projeção do resíduo<sub>1</sub> na variável explicativa temperatura média do submercado**

$$\cos \theta_2 = \frac{(r_1(t), T_M(t))}{\|r_1(t)\| \cdot \|T_M(t)\|}$$

$$p_2(t) = \underbrace{\|r_1(t)\|}_{\text{tamanho e sentido}} \cdot \frac{(r_1(t), T_M(t))}{\|r_1(t)\| \cdot \|T_M(t)\|} \cdot \underbrace{\frac{T_M(t)}{\|T_M(t)\|}}_{\text{vetor unitário}} \quad (5.3)$$

$$r_f(t) = r_1(t) - r_2(t)$$

Dessa forma, pode-se escrever o resíduo<sub>1</sub> em função da temperatura média do submercado e do resíduo final da seguinte maneira:

$$r_1(t) = \|r_1(t)\| * \cos \theta_2 * \frac{T_M(t)}{\|T_M(t)\|} + r_f(t) \quad (5.4)$$

onde o resíduo<sub>1</sub> ( $e_1(t)$ ) é a informação contida na demanda de carga que não tem dependência linear com a variável explicativa PIB nacional.

Teoricamente, para que se determine o Espaço de Hilbert, que é um espaço métrico completo, o resíduo final da aproximação deveria ser nulo. Isto exigiria uma busca árdua de variáveis explicativas, com pequena contribuição à demanda total, até a completa explicação de toda a série de carga. Na prática, isso nem sempre é possível ou necessário. A questão das perdas comerciais, por exemplo, não é uma questão de simples análise. Para os fins dessa tese, a idéia é ilustrar esta metodologia, utilizando-se tão somente o PIB e a temperatura média, objetivando atingir um nível de resíduo adequadamente reduzido para satisfazer aos objetivos deste trabalho.

## 5.2

### Caso Exemplo

Para esse estudo de caso, as séries históricas de demanda por submercados [15] utilizadas estão nas figuras a seguir, sendo as respectivas tabelas apresentadas no Anexo 1.

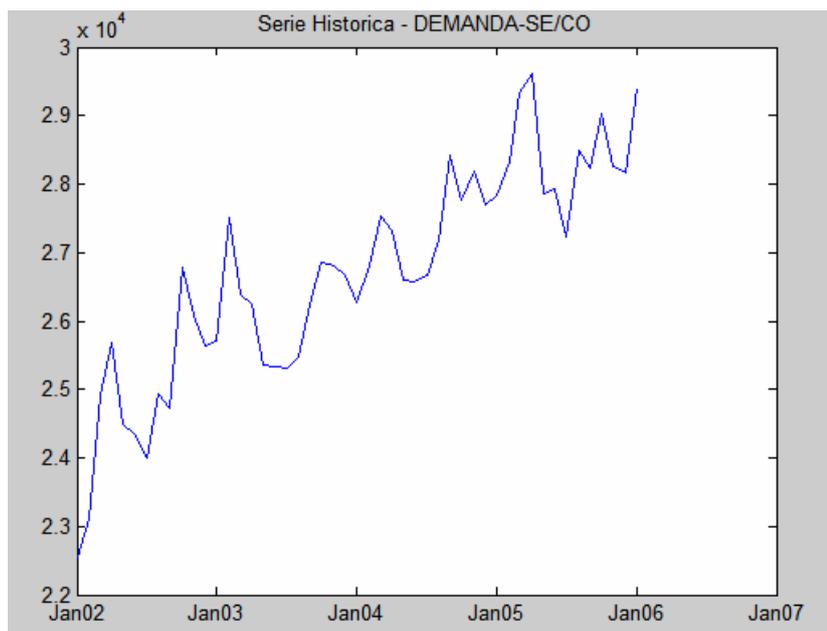


Figura 11 – Série Histórica – Demanda do Subsistema SE/CO (MWmês)

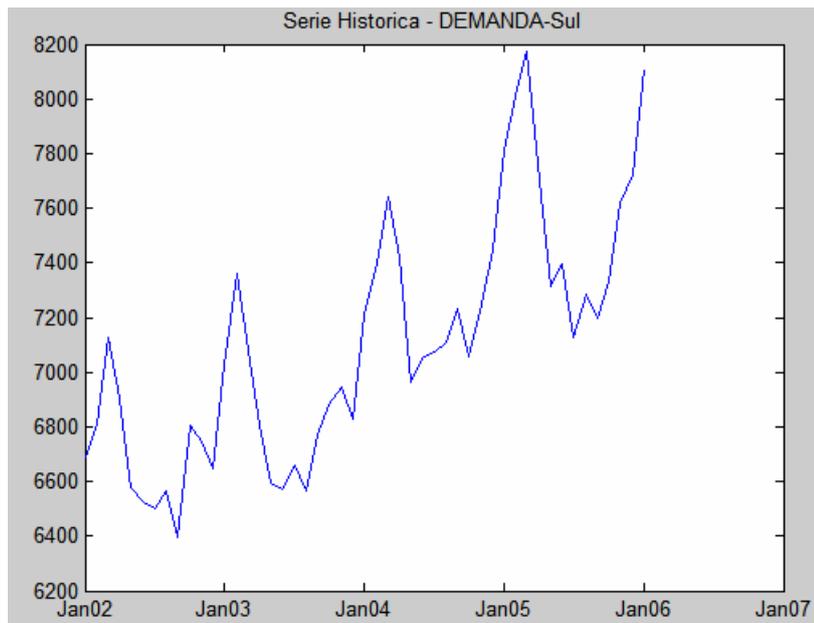


Figura 12 – Série Histórica – Demanda do Subsistema Sul (MWmês)

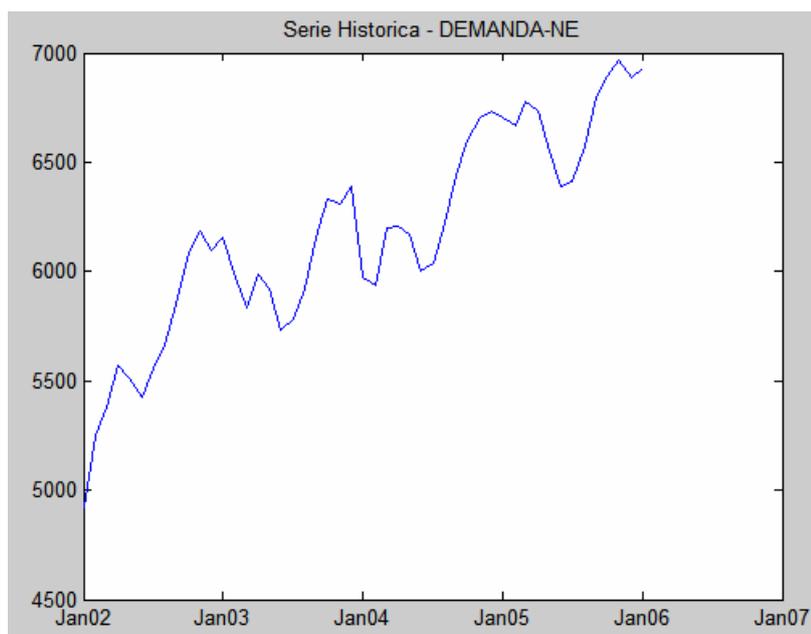
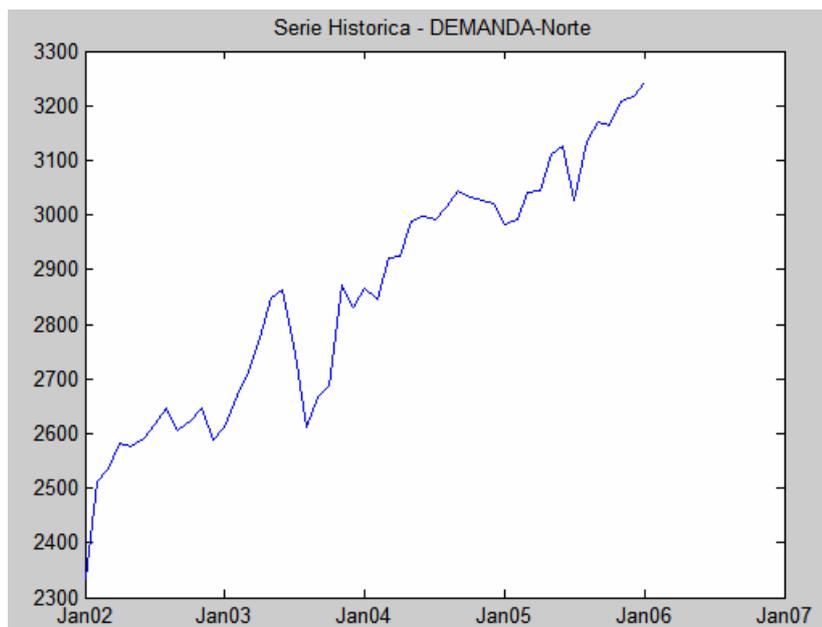


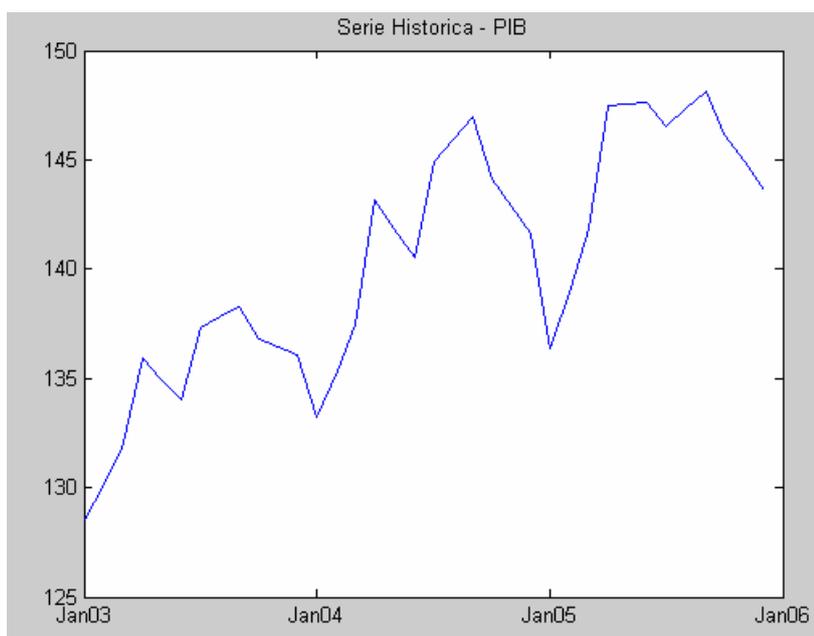
Figura 13 – Série Histórica – Demanda do Subsistema NE (MWmês)



**Figura 14 – Série Histórica – Demanda do Subsistema Norte (MWmês)**

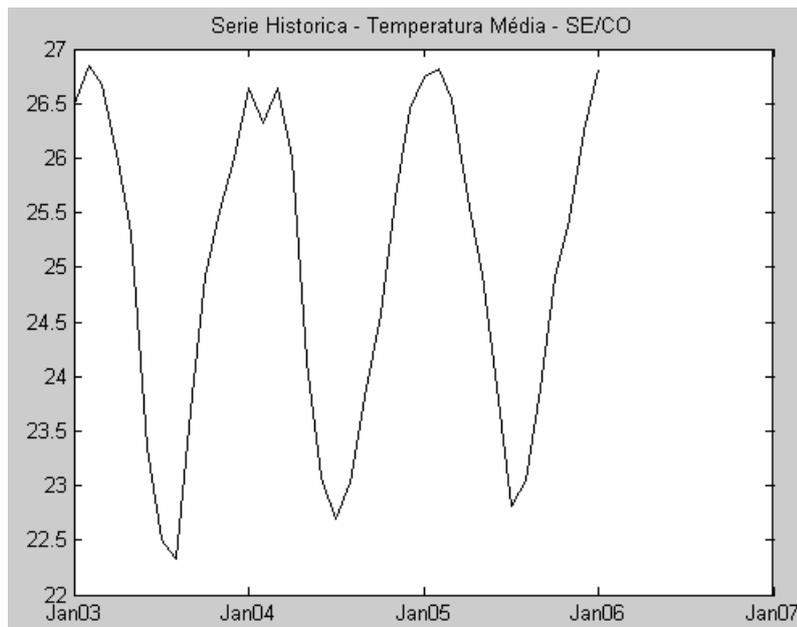
A série histórica do PIB [11] está descrita na

**Figura 15**, sendo a respectiva tabela descrita no anexo 2:

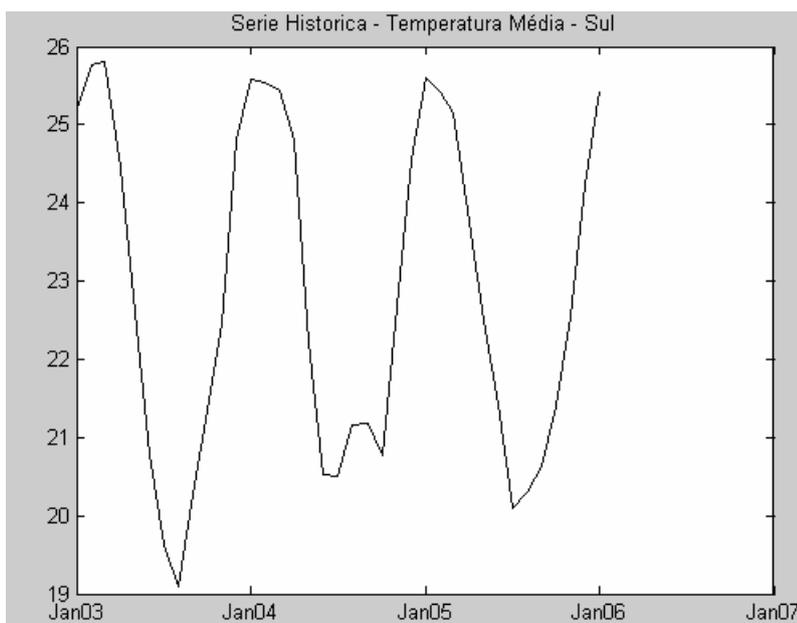


**Figura 15 – Série Histórica – PIB**

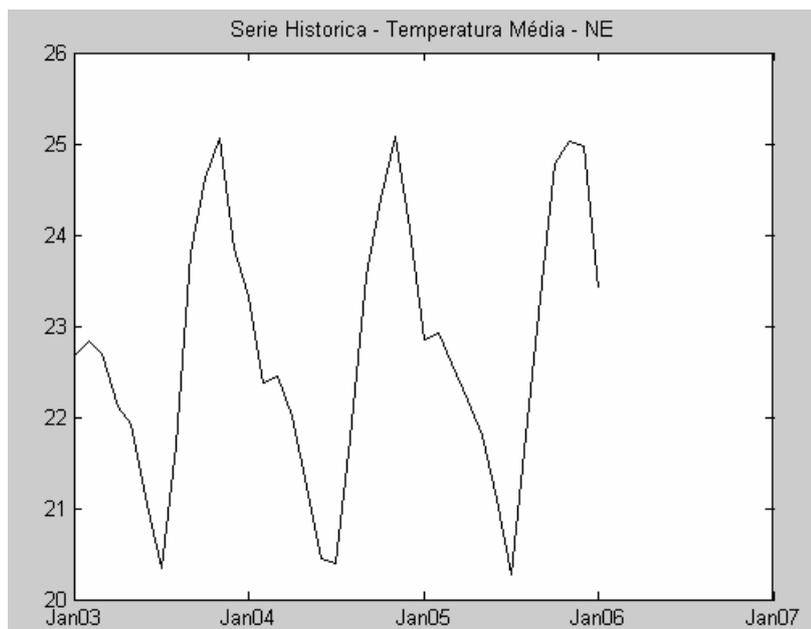
Por fim, as séries históricas de temperatura média por submercado estão aqui representadas pela média das temperaturas médias mensais das capitais [14] existentes em cada submercado. As respectivas tabelas estão descritas no anexo 3.



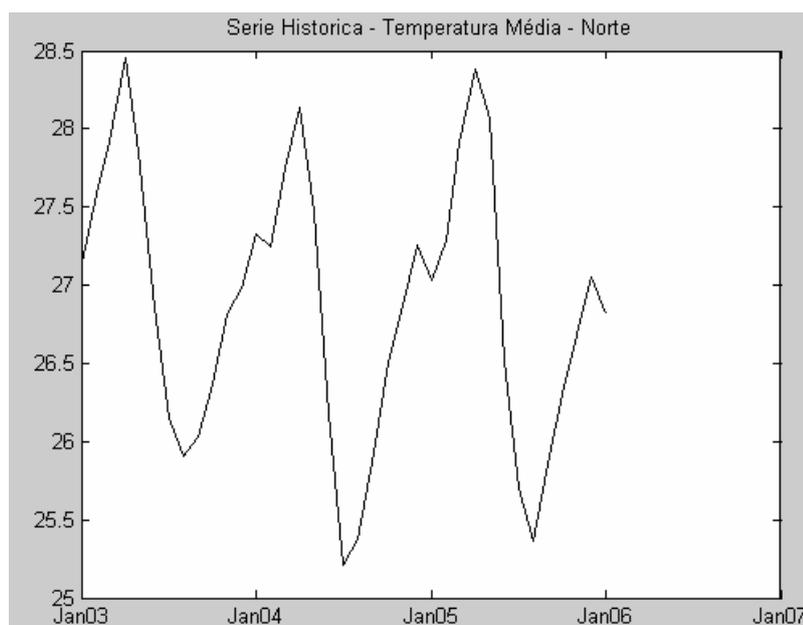
**Figura 16 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema SE/CO (°C)**



**Figura 17 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema Sul (°C)**



**Figura 18 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema NE (°C)**

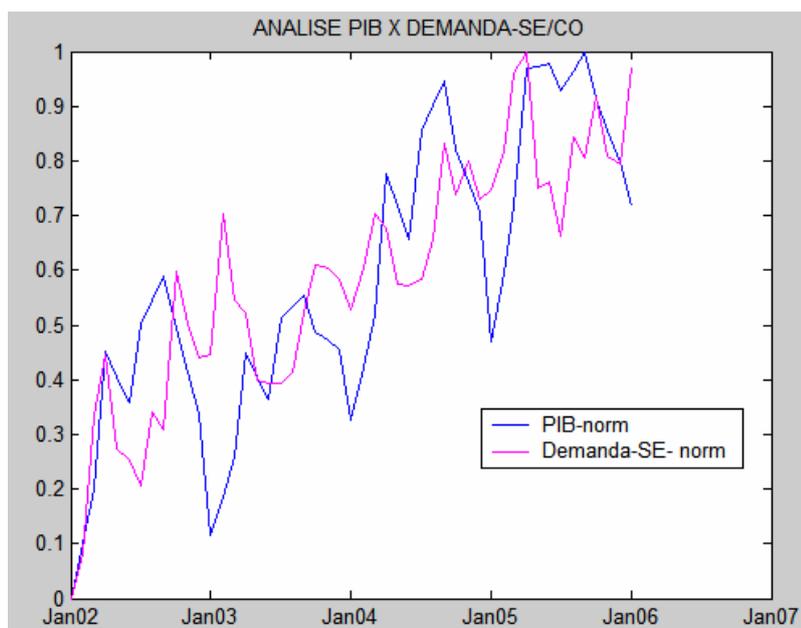


**Figura 19 – Série Histórica – Temperatura Média do Subsistema Norte (°C)**

É importante sublinhar que todas as séries históricas utilizadas neste estudo estão sendo consideradas a partir do ano de 2003. Isso porque, conforme já mencionado anteriormente, o país sofreu um forte racionamento de energia no anos de 2001 e 2002, causando abruptas mudanças no comportamento da demanda por energia elétrica a partir de então.

De posse das séries históricas é possível, agora, analisar as correlações entre as séries explicativas e as séries de demanda por submercados, e calcular as respectivas projeções em busca da explicação da demanda de cada submercado.

### Subsistema Sudeste/Centro Oeste

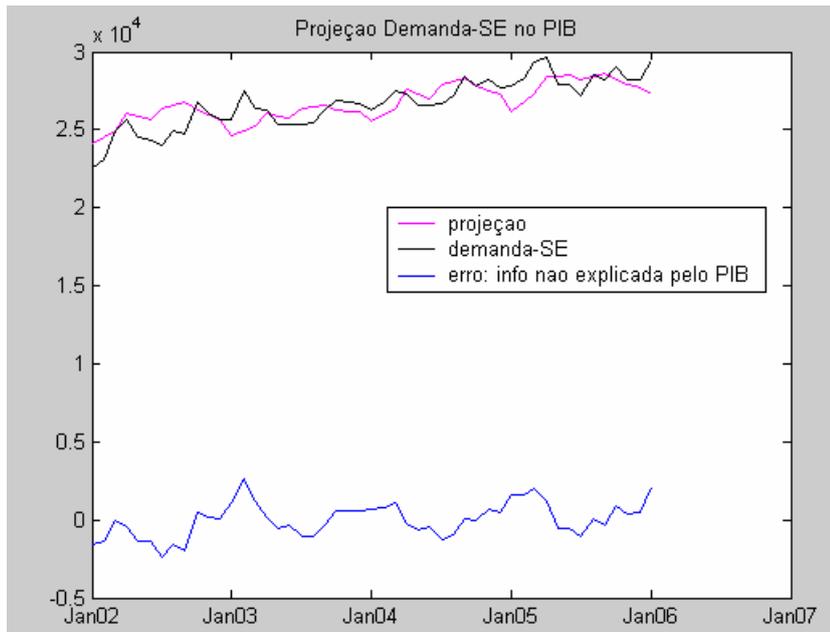


**Figura 20 – Demanda histórica do submercado SE/CO normalizada x série histórica do PIB normalizada**

Através da **Figura 20**, pode-se observar a alta correlação da série de demanda do submercado SE/CO com o PIB nacional.

Para confirmar o observado no gráfico acima, calcula-se a correlação entre as duas séries. O resultado foi uma correlação de 0.7299 com lag zero, o que indica que o PIB é uma excelente variável explicativa para o comportamento da demanda nesse submercado.

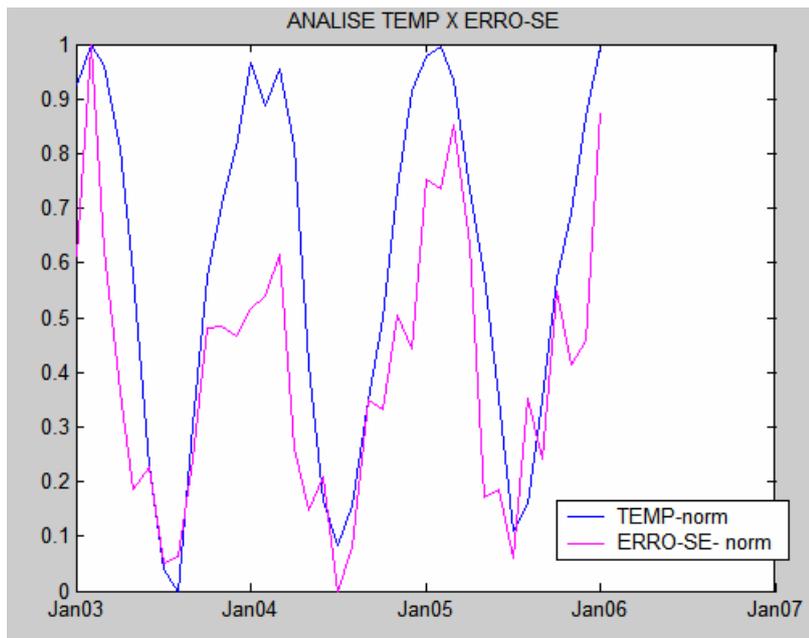
Dessa forma, pode-se lançar mão do cálculo da projeção da demanda do SE/CO na variável explicativa PIB nacional, segundo as equações (5.1).



**Figura 21 – Projeção da série histórica de demanda do SE/CO na variável explicativa PIB**

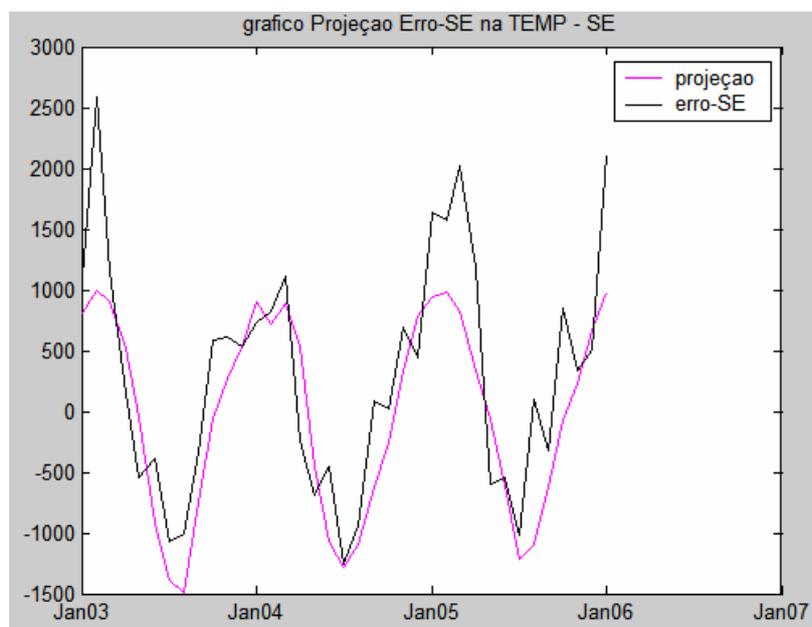
Através da **Figura 21**, pode-se observar que o PIB pode explicar bastante o comportamento da demanda do SE/CO, uma vez que a projeção está bem próxima da série real da demanda, gerando um resíduo razoavelmente pequeno (por volta de 27%).

O próximo passo é tentar explicar esse resíduo através da série histórica de temperatura. Na **Figura 22**, podemos observar o comportamento de ambas as séries:



**Figura 22 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do SE/CO na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal – normalizada**

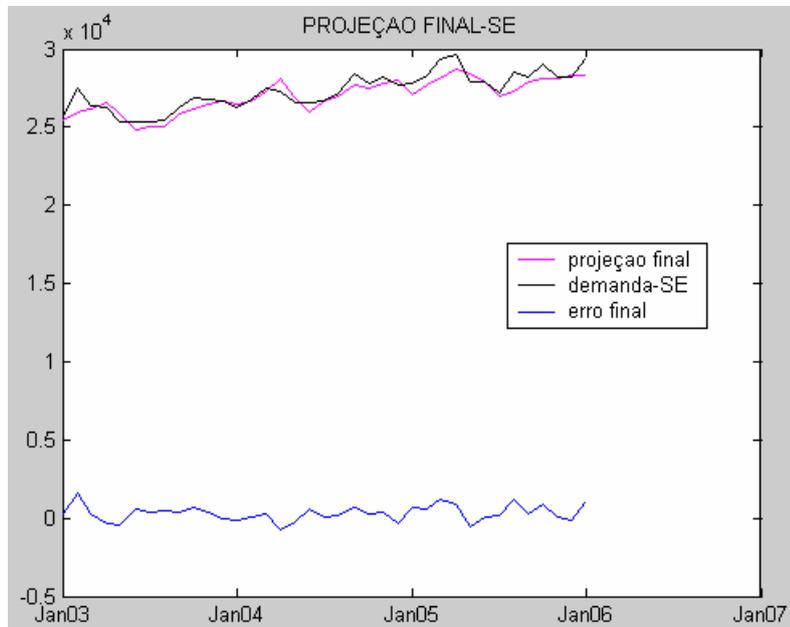
Através da **Figura 22**, pode-se observar que a temperatura média do submercado pode explicar o resíduo 1. A correlação entre as séries é: 0.8422, lag zero. Portanto, calculando-se a projeção do resíduo 1 na variável explicativa Temperatura Média do SE/CO, segundo as equações (5.3), obtém-se:



**Figura 23 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – SE/CO**

Através da **Figura 23**, pode-se observar que a temperatura média pode explicar parte da informação (cerca de 84%) não explicada pelo PIB, uma vez que a projeção está próxima da série do resíduo 1.

Essa conclusão se torna mais evidente na **Figura 24**:



**Figura 24 – Projeção final da demanda do SE/CO**

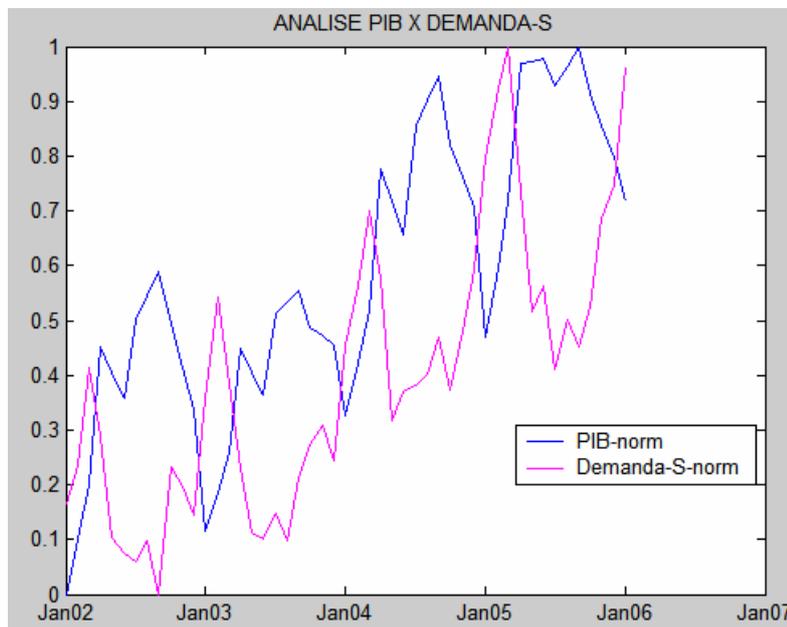
Para os objetivos dessa tese, os resíduos atingidos através da decomposição da demanda do submercado SE/CO em função do PIB e da temperatura média foram considerados satisfatórios.

Dessa forma, pode-se, através da equação (5.5), escrever a demanda do Sudeste/Centro-Oeste em função destas variáveis atingindo-se níveis de resíduos aceitáveis.

$$d(t) = 0.73 * \left\| \frac{d(t)}{d(t)} \right\| * \frac{PIB(t)}{\|PIB(t)\|} + 0.84 \left\| \text{resíduo}_1 \right\| * \frac{T_M}{\|T_M\|} \quad (5.5)$$

O processo descrito é repetido para cada um dos demais submercados, a fim de encontrar as respectivas equações de demanda em função do PIB brasileiro e da temperatura média do submercado.

## Subsistema Sul

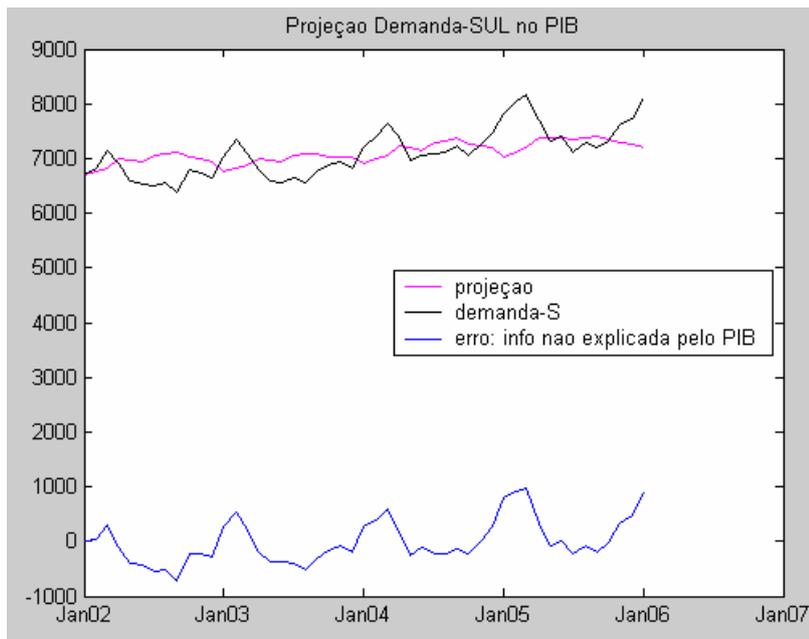


**Figura 25 – Demanda histórica do submercado S normalizada x série histórica do PIB normalizada**

Através da **Figura 25**, pode-se observar a alta correlação da série de demanda do submercado S com o PIB nacional.

Para confirmar o observado no gráfico acima, calcula-se a correlação entre as duas séries. O resultado foi uma correlação de **0.4224**, com lag zero, o que indica que o PIB é uma variável explicativa para o comportamento da demanda nesse submercado.

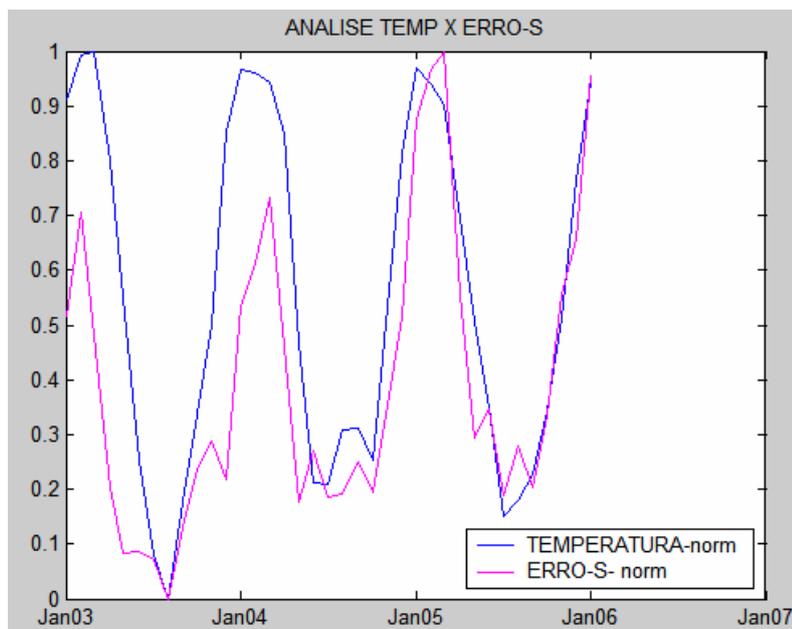
Dessa forma, pode-se lançar mão do cálculo da projeção da demanda do S na variável explicativa PIB nacional, de acordo com a equação (5.1).



**Figura 26 – Projeção da série histórica de demanda do S na variável explicativa PIB**

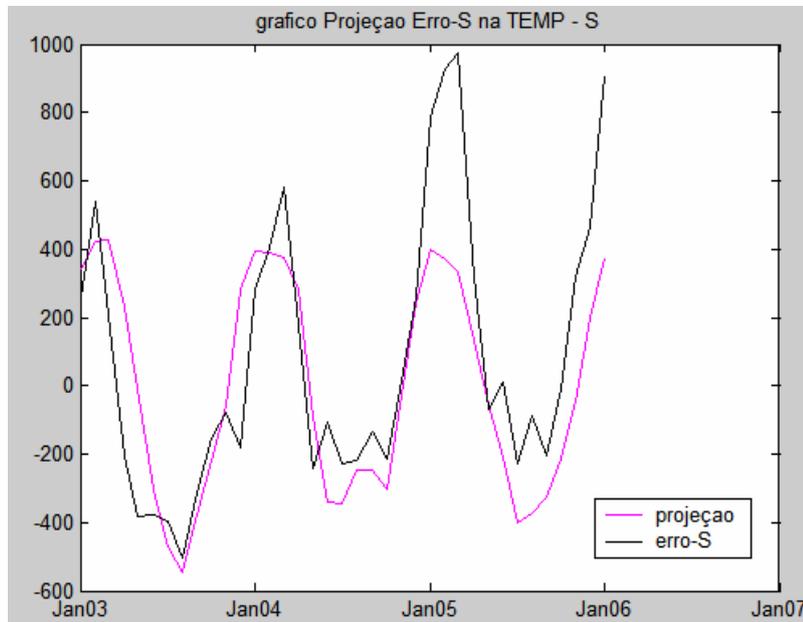
Através da **Figura 26**, pode-se observar que o PIB pode explicar bastante o comportamento da demanda do S, uma vez que a projeção está bem próxima da série real da demanda, gerando um resíduo razoavelmente pequeno.

O próximo passo é tentar explicar esse resíduo através da série histórica de temperatura. Na **Figura 27** podemos observar o comportamento de ambas as séries:



**Figura 27 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do S na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal - normalizada**

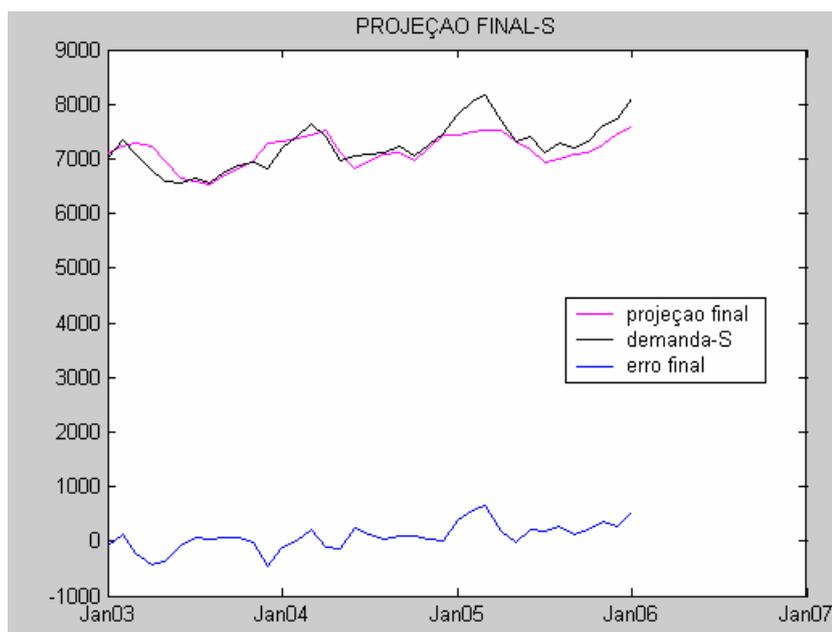
Na **Figura 27**, pode-se observar que a temperatura média do submercado pode explicar o resíduo 1. A correlação entre as séries é: **0.7881**, lag zero. Portanto, calculando-se a projeção do resíduo 1 na variável explicativa Temperatura Média do Sul, segundo as equações (5.3), obtém-se:



**Figura 28 - Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – Sul**

Através da **Figura 28**, pode-se observar que a temperatura média explica parte da informação (cerca de 79%) não explicada pelo PIB, uma vez que a projeção está razoavelmente próxima da série do resíduo 1.

Essa conclusão se torna mais evidente na **Figura 29**:



**Figura 29 – Projeção final da demanda do Sul**

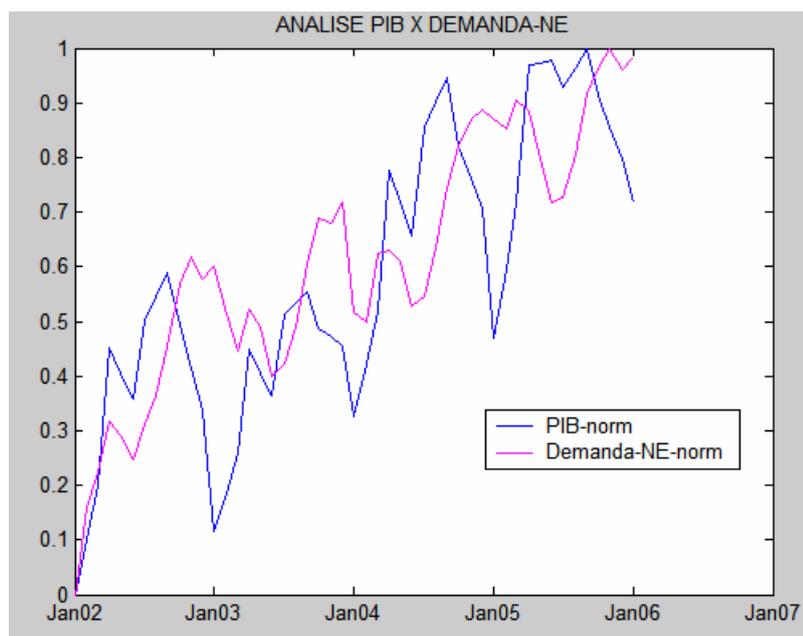
Para os objetivos dessa tese, os resíduos atingidos através da decomposição da demanda do submercado Sul em função do PIB e da temperatura média foram considerados satisfatórios.

Dessa forma, pode-se, através da equação (5.6), escrever a demanda do submercado Sul em função destas variáveis atingindo-se níveis de resíduos aceitáveis.

(5.6)

$$d(t) = 0.42 * \frac{\text{PIB}(t)}{\|\text{PIB}(t)\|} + 0.79 \|\text{resíduo}_1\| * \frac{T_M}{\|T_M\|}$$

### Subsistema Nordeste

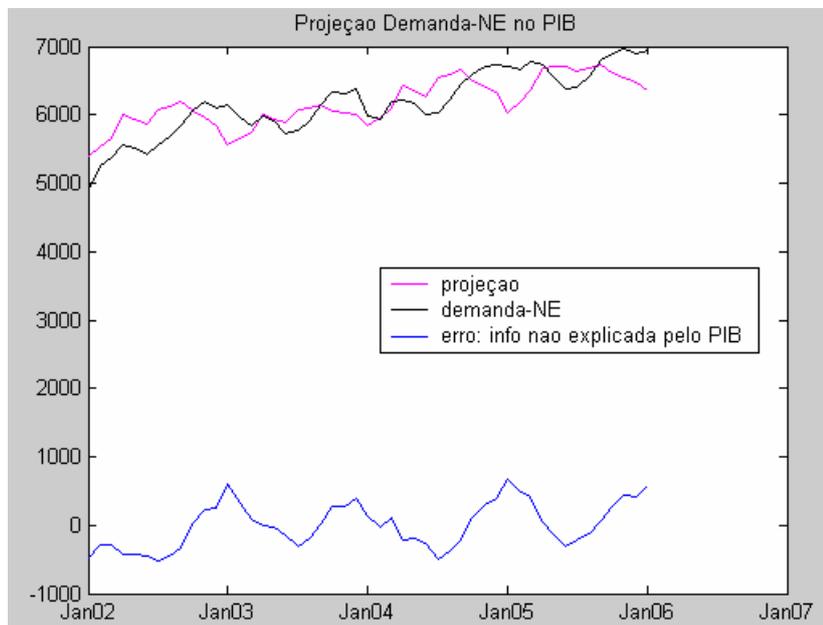


**Figura 30 – Demanda histórica do submercado NE normalizada x série histórica do PIB normalizada**

Através da **Figura 30**, pode-se observar a alta correlação da série de demanda do submercado NE com o PIB nacional.

Para confirmar o observado no gráfico acima, calcula-se a correlação entre as duas séries. O resultado foi uma correlação de **0.7244** com lag zero, o que indica que o PIB é uma excelente variável explicativa para o comportamento da demanda nesse submercado.

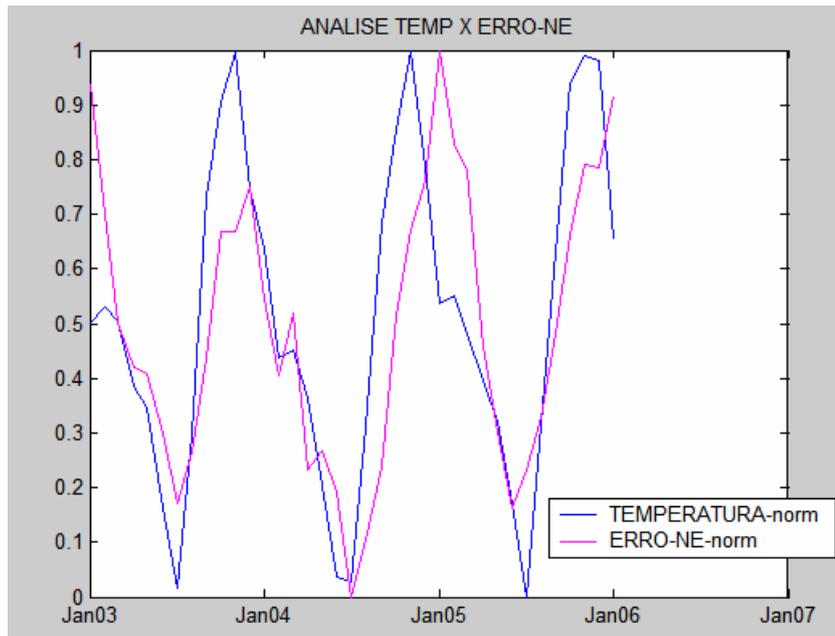
Dessa forma, pode-se lançar mão do cálculo da projeção da demanda do NE na variável explicativa PIB nacional, de acordo com a equação (5.1).



**Figura 31 – Projeção da série histórica de demanda do NE na variável explicativa PIB**

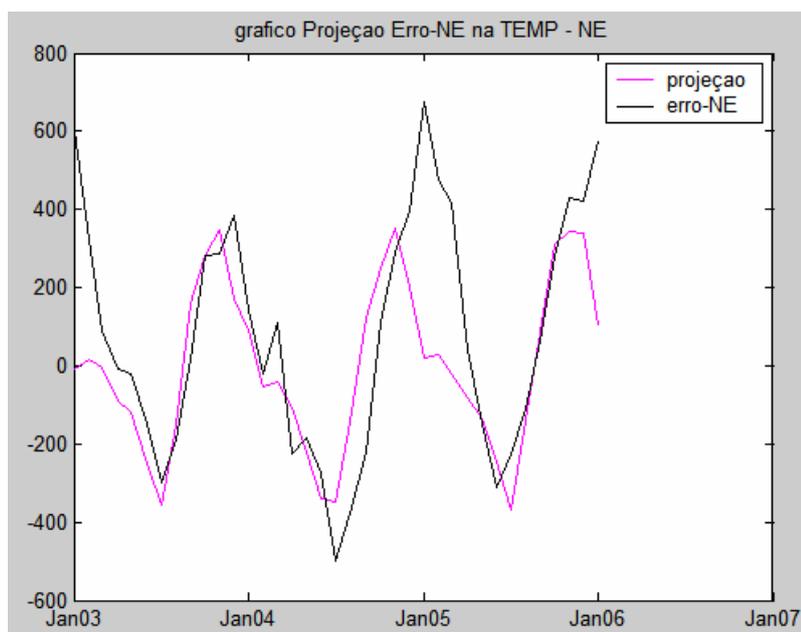
Através da **Figura 31**, pode-se observar que o PIB pode explicar bastante o comportamento da demanda do NE, uma vez que a projeção está bem próxima da série real da demanda, gerando um resíduo razoavelmente pequeno.

O próximo passo é tentar explicar esse resíduo através da série histórica de temperatura. Na **Figura 32**, podemos observar o comportamento de ambas as séries:



**Figura 32 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do NE na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal - normalizada**

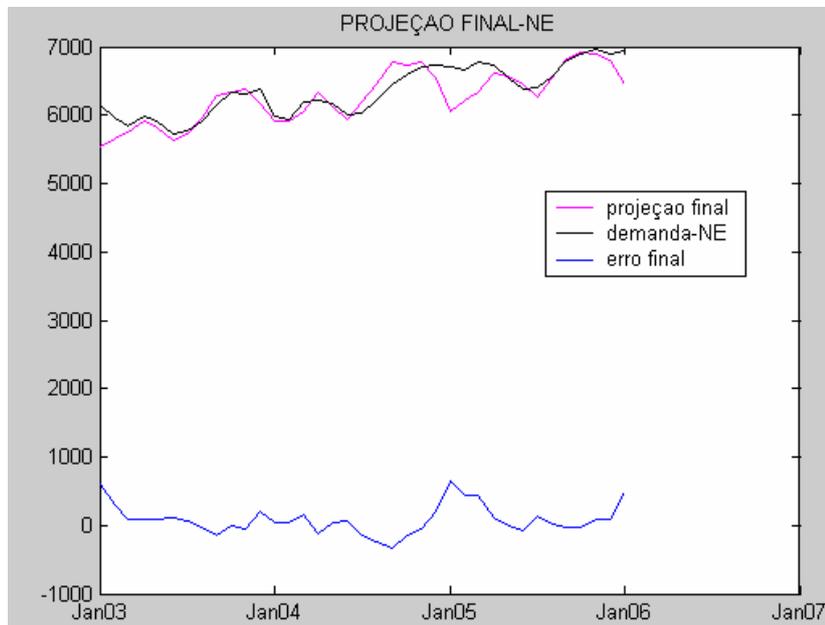
Na **Figura 32**, pode-se observar que a temperatura média do submercado pode explicar o resíduo 1. A correlação entre as séries é: **0.7000**, lag zero. Portanto, calculando-se a projeção do resíduo 1 na variável explicativa Temperatura Média do NE, segundo as equações (5.3), obtém-se:



**Figura 33 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – NE**

Através da **33**, pode-se observar que a temperatura média explica parte da informação (70%) não explicada pelo PIB, uma vez que a projeção está razoavelmente próxima da série do resíduo 1.

Essa conclusão se torna mais evidente na **Figura 34**:



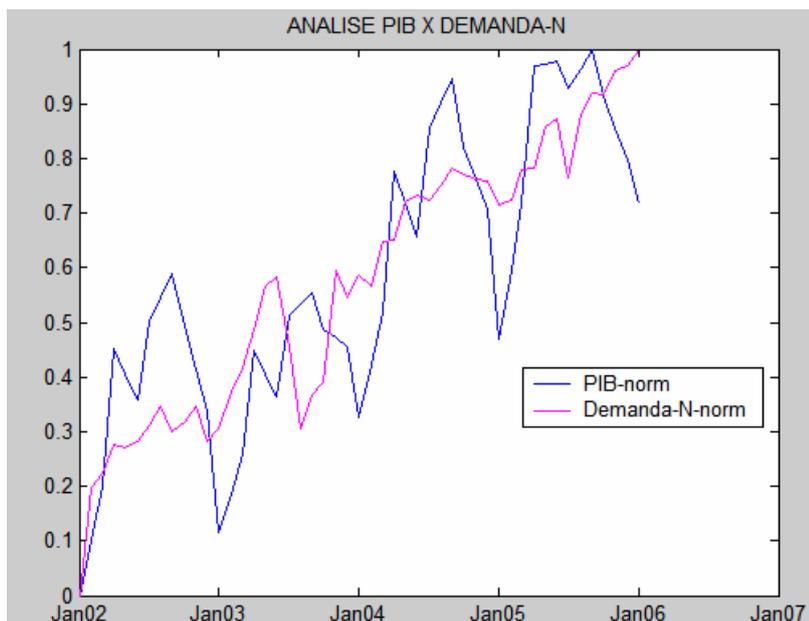
**Figura 34 – Projeção final da demanda do NE**

Para os objetivos dessa tese, os resíduos atingidos através da decomposição da demanda do submercado NE em função do PIB e da temperatura média foram considerados satisfatórios.

Dessa forma, pode-se, através da equação (5.7), escrever a demanda do submercado NE em função destas variáveis atingindo-se níveis aceitáveis.

$$d(t) = 0.72 * \left\| \frac{d(t)}{d(t)} \right\| * \frac{PIB(t)}{\|PIB(t)\|} + 0.70 \left\| \text{resíduo}_1 \right\| * \frac{T_{-M}}{\|T_{-M}\|} \quad (5.7)$$

### Subsistema Norte

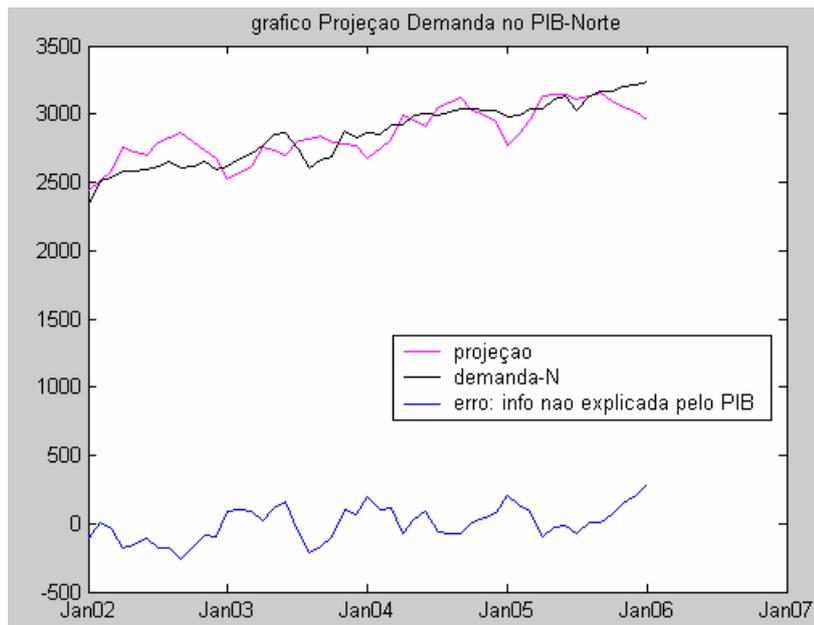


**Figura 35 – Demanda histórica do submercado N normalizada x série histórica do PIB normalizada**

Através da **Figura 35**, pode-se observar a alta correlação da série de demanda do submercado N com o PIB nacional.

Para confirmar o observado no gráfico acima, calcula-se a correlação entre as duas séries. O resultado foi uma correlação de **0.8327** com lag zero, o que indica que o PIB é uma excelente variável explicativa para o comportamento da demanda nesse submercado.

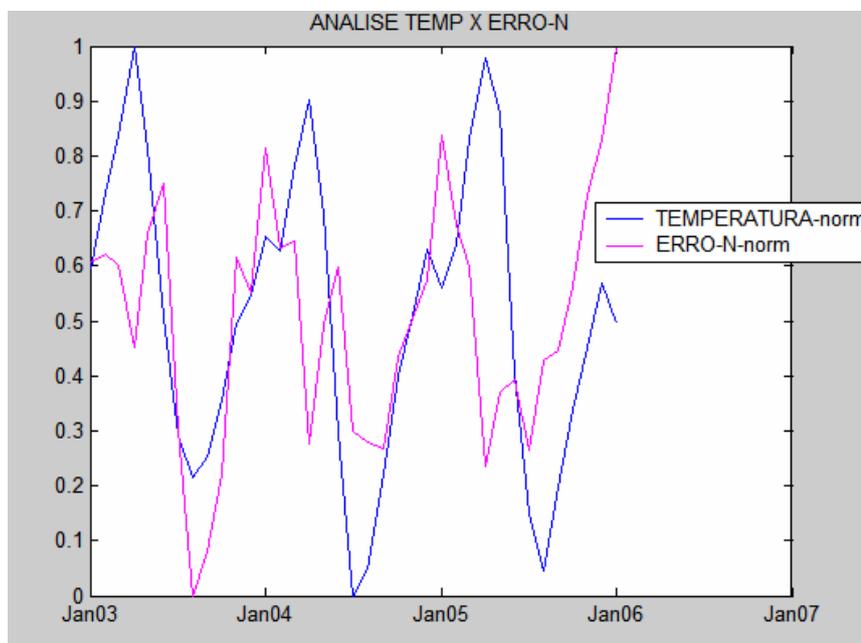
Dessa forma, pode-se lançar mão do cálculo da projeção da demanda do N na variável explicativa PIB nacional, de acordo com a equação (5.1).



**Figura 36 – Projeção da série histórica de demanda do N na variável explicativa PIB**

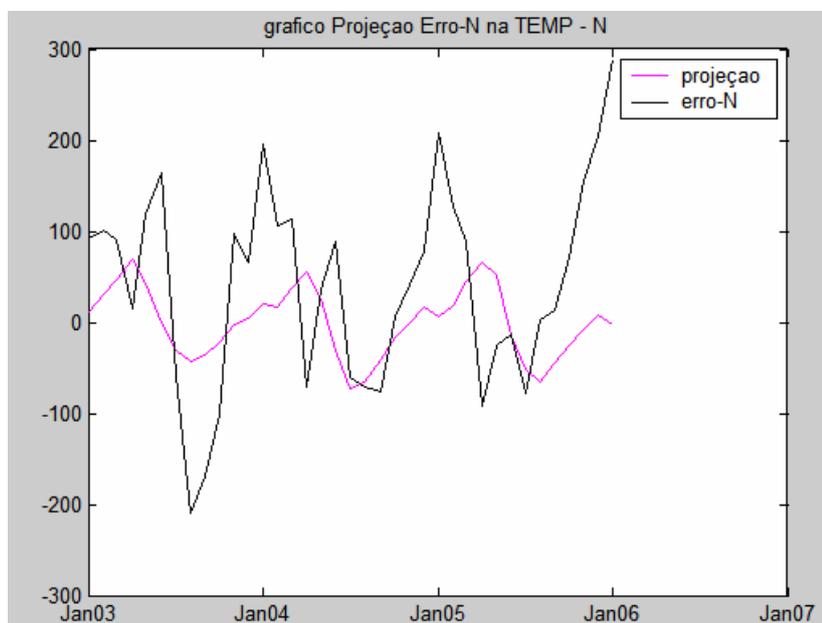
Através da **Figura 36**, pode-se observar que o PIB pode explicar bastante o comportamento da demanda do N, uma vez que a projeção está bem próxima da série real da demanda, gerando um resíduo razoavelmente pequeno.

O próximo passo é tentar explicar esse resíduo através da série histórica de temperatura. Na **Figura 37**, podemos observar o comportamento de ambas as séries:



**Figura 37 – Resíduo da projeção da série histórica de demanda do N na variável explicativa PIB – normalizado x série histórica de Temperatura média mensal - normalizada**

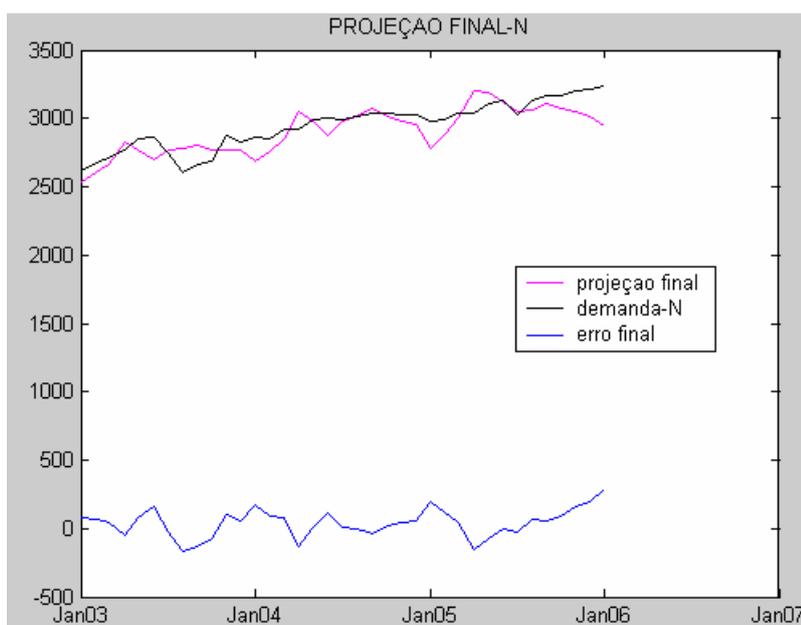
Na **Figura 38**, pode-se observar que a temperatura média do submercado pode explicar o resíduo 1. A correlação entre as séries é: **0.3466**, lag zero. Portanto, calculando-se a projeção do resíduo 1 na variável explicativa Temperatura Média do N, segundo as equações (5.3), obtém-se:



**Figura 38 – Projeção do resíduo 1 na variável explicativa temperatura média – N**

Através da **Figura 39**, pode-se observar que a temperatura média explica parte da informação (cerca de 33%) não explicada pelo PIB, uma vez que a projeção está razoavelmente próxima da série do resíduo 1.

Essa conclusão se torna mais evidente na **Figura 40**:



**Figura 39 – Projeção final da demanda do N**

Para os objetivos dessa tese, os resíduos atingidos através da decomposição da demanda do submercado N em função do PIB e da temperatura média foram considerados satisfatórios.

Dessa forma, pode-se, através da equação (5.8), escrever a demanda do submercado N em função destas variáveis atingindo-se níveis de resíduos bem pequenos.

$$d(t) = 0.83 * \left\| \frac{d(t)}{d(t)} \right\| * \frac{\text{PIB}(t)}{\left\| \text{PIB}(t) \right\|} + 0.35 \left\| \text{resíduo}_1 \right\| * \frac{T_M}{\left\| T_M \right\|} \quad (5.8)$$

É importante ressaltar que, nesta análise, não fica claro se a relação da demanda de cada subsistema é com a temperatura ou se esta relação está representando apenas a sazonalidade presente em ambas as séries.

O objetivo é prever a demanda por submercado para um horizonte de 60 meses (prazo praticado pelo setor). Mais precisamente o estudo simula o planejamento feito para fevereiro de 2006 até janeiro de 2011.

Portanto, é preciso determinar os valores futuros para as variáveis explicativas PIB e temperatura média (somente para o subsistema Nordeste), para o respectivo período de estudo.

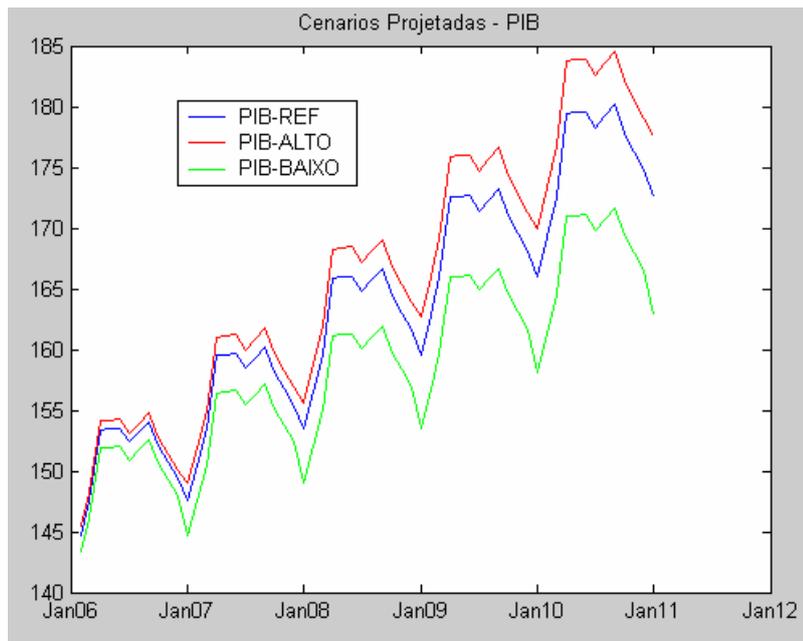
De posse desses valores, é possível prever as demandas através das equações (5.5) a (5.8).

Com base em estudos macroeconômicos, definiram-se três possíveis trajetórias compatíveis para o comportamento do PIB brasileiro: trajetória de referência, trajetória otimista (crescimento alto) e trajetória pessimista (crescimento baixo)[10].

**Tabela 1 – Cenários para o crescimento do PIB**

ano	cenário 1 – REF	cenário 2 - Alto	cenário 3 - Baixo
2006	4,0%	4,5%	3,0%
2007	4,0%	4,5%	3,0%
2008	4,0%	4,5%	3,0%
2009	4,0%	4,5%	3,0%
2010	4,0%	4,5%	3,0%
2011	4,0%	4,5%	3,0%

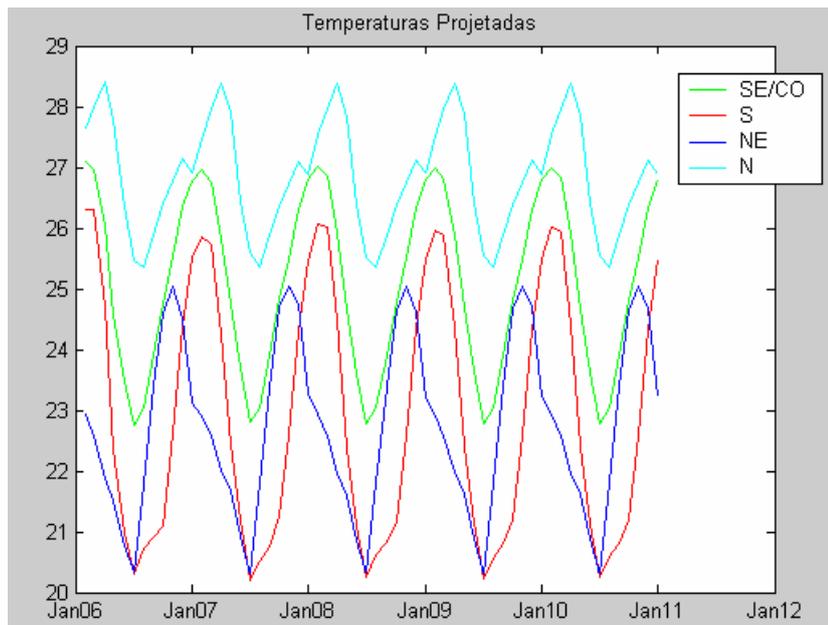
Para a projeção mensal do PIB brasileiro foi mantida a mesma sazonalidade ocorrida no ano de 2005. A Figura 40 mostra as projeções referentes a cada cenário de crescimento, apresentadas em forma de tabela no anexo 4.



**Figura 40 – Cenários projetados – PIB**

Como não se dispõe de um modelo confiável capaz de prever a temperatura média mensal para o horizonte de interesse, considera-se que a temperatura média mensal, em cada submercado, será igual à média mensal ocorrida nos últimos dois anos.

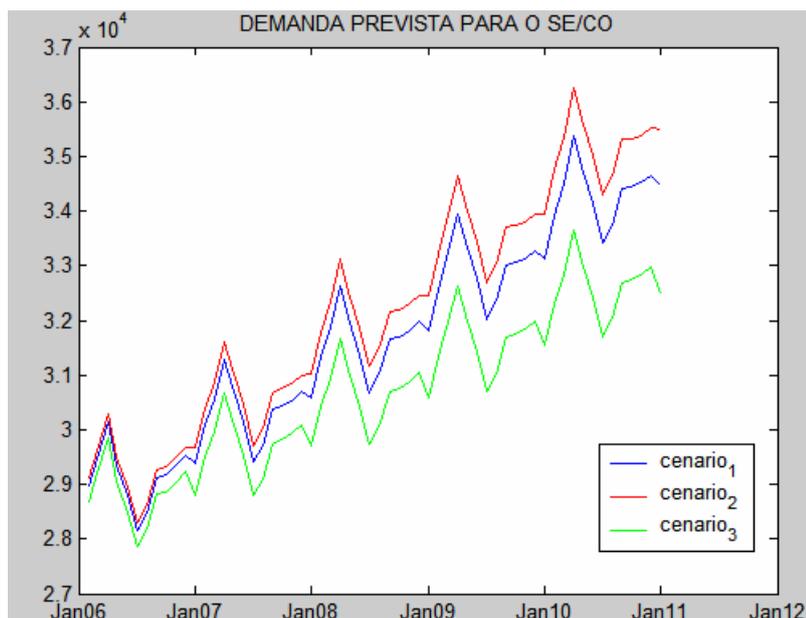
As temperaturas médias utilizadas para a previsão de demanda encontram-se em tabelas no anexo 5 e estão representadas a seguir:



**Figura 41 – Projeção da Temperatura Média por Subsistema (°C)**

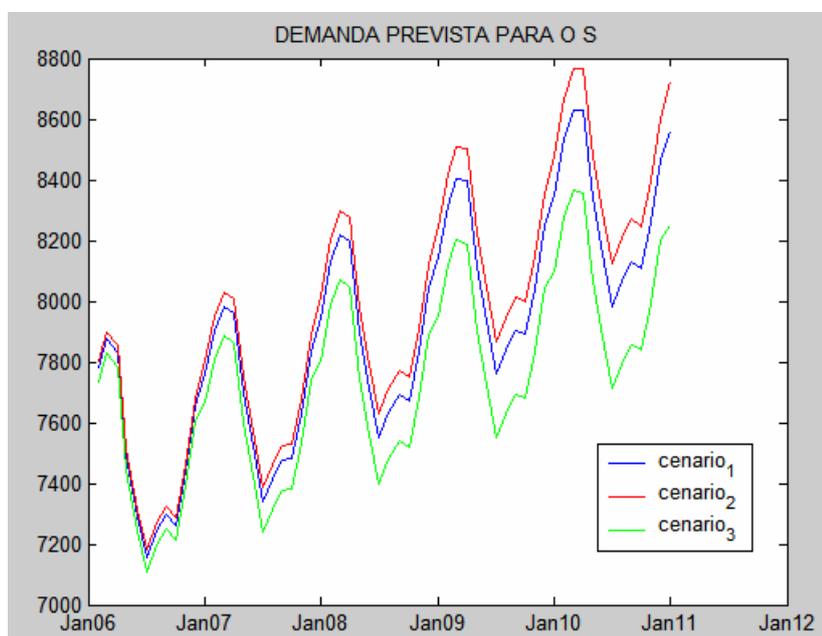
Agora, de posse das equações (5.5) à (5.8), dos três cenários para o PIB e dos valores futuros da temperatura mensal média por submercado, pode-se gerar três possíveis futuros cenários para a demanda de carga elétrica em cada subsistema do SIN.

No gráfico seguinte, pode-se observar o comportamento de cada cenário projetado para a demanda de energia no subsistema SE/CO:



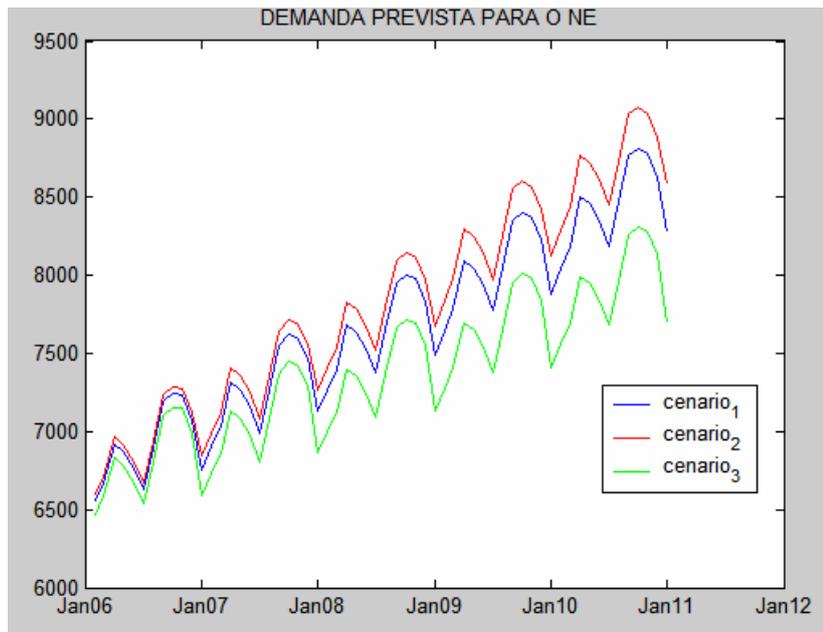
**Figura 42 – Cenários futuros para a demanda no subsistema SE/CO (MWhês)**

Na figura abaixo, pode-se observar o comportamento de cada cenário projetado para a demanda de energia no subsistema Sul:



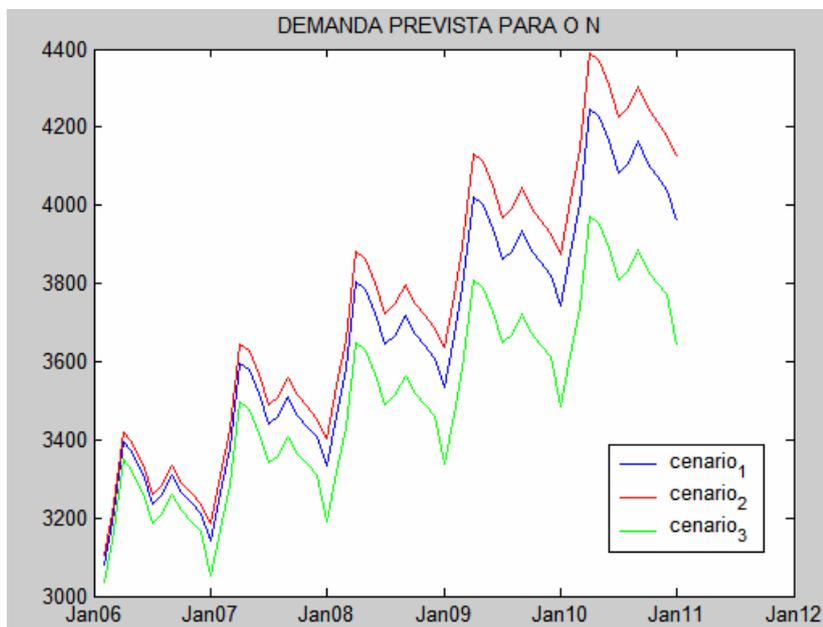
**Figura 43 – Cenários futuros para a demanda no subsistema Sul (MWhês)**

Por sua vez, pode-se observar o comportamento de cada cenário projetado para a demanda de energia no subsistema NE, através da **Figura 43**.



**Figura 44 – Cenários futuros para a demanda no subsistema NE (MWmês)**

Finalmente, pode-se observar o comportamento de cada cenário projetado para a demanda de energia no subsistema N:



**Figura 45 – Cenários futuros para a demanda no subsistema N (MWmês)**

É importante dizer que esses cenários de demanda que foram gerados serão de extrema valia para a determinação dos custos de energia.

## 6

### Expansão Energética: custos a longo prazo

#### 6.1

##### Idéia Central

Para garantir o suprimento, é necessário trazer investimentos, e o investidor precisa de garantias para a recuperação de seu capital.

O Novo Modelo setorial estabeleceu contratos de muito longo prazo (dez, doze, quinze anos), com a finalidade de oferecer ao investidor privado a garantia desejada. Entretanto, nada vem sem um preço. O preço da segurança de suprimento está associado à atração de capital (investimento), que precisa ser remunerado.

Este trabalho tem o objetivo de estimar o preço mínimo que o investidor deverá praticar para recuperar seus investimentos. Este preço é conhecido como o custo de energia nova, associada às usinas ainda não construídas, que serão implantadas contra contratos já celebrados, a um preço conhecido e acordado entre as partes.

Utilizamos, em parte, os conceitos e métodos disponibilizados pela ENGENHO em sua Plataforma para a Previsão de Preços [9], cedida para a análise a seguir.

#### 6.2

##### Modelagem

A análise financeira, aqui proposta, está baseada na determinação do fluxo de caixa futuro.

Um fluxo de caixa é composto por: cronograma físico-financeiro das despesas do empreendimento, a estrutura de capital utilizada, as condições de financiamento, as características técnicas do projeto (potência instalada, vida útil etc.), encargos setoriais e impostos.

Conhecidas essas informações, a idéia é determinar o preço mínimo que o investidor deve aplicar para garantir a remuneração do seu capital ao final da vida útil do empreendimento, utilizando-se do conceito de VPL – valor presente líquido.

Nesse modelo, o preço mínimo (custo) é calculado de forma que o VPL do investimento seja zero, isto é, determinando-se o ponto de equilíbrio entre as receitas e as despesas no qual o investimento não gera lucro nem prejuízo (*break-even*).

### 6.3

#### Caso Exemplo – Usinas Hidráulicas

Para esse exemplo foi simulado um investimento para a construção de uma usina hidrelétrica com potência de 11 GW e vida útil de trinta anos.

De acordo com o mercado, o custo para construção de uma hidrelétrica é cerca de R\$1250,00/kW. Para fins desse trabalho, considera-se que o desembolso desse capital foi feito de forma equivalente durante os quatro anos necessários para esse tipo de construção.

**Tabela 2 – Estrutura de Desembolso**

<b>Hidrelétrica – Investimento</b>	
Montante Inicial	<b>13.750.000.000</b>
1º Ano (%)	25
2º Ano (%)	25
3º Ano (%)	25
4º Ano (%)	25

Para esse caso exemplo, sugere-se a seguinte estrutura de capital, comum no mercado brasileiro:

**Tabela 3 – Estrutura de capital**

<b>Estrutura de Capital</b>	
Recurso Próprio	40,0%
Custo Oportunidade	8,0%
Recurso Terceiro	60,0%
Custo Captação	10,0%

A geração média da usina é calculada multiplicando a potência instalada pelo fator de carga médio. Dessa forma, a receita constitui-se da geração média valorada pelo custo a ser determinado. Os valores de geração média desta usina encontram-se no anexo 6.

Vale ressaltar que o fator de carga nos primeiros anos é menor, atingindo o seu valor máximo após a usina estar em pleno funcionamento.

Por sua vez, as despesas estão aqui representadas por: custos de operação e manutenção (O&M), encargos por uso de Recursos Hídricos e tributação média aplicada no setor e depreciação, além dos custos com o capital inicial investido.

Segundo o Modelo de Empresa de Referência da Aneel, o custo de O&M total de um empreendimento de geração hidrelétrica é de aproximadamente R\$6,00/MWh [1].

**Tabela 4 – Custos de O&M – R\$/MWh**

<b>Custos O&amp;M</b>	
peçoal e manutenção	<b>1,80</b>
Materiais	4,20
<b>Total</b>	<b>6,00</b>

A lei da ANEEL 7990/1989, determinou a compensação financeira pelo resultado da exploração de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica. Segundo esta lei, a energia de hidrelétricas será gravada com a aplicação de 6% do valor da energia elétrica correspondente ao faturamento do serviço público local [1]. Para os fins deste trabalho, foi utilizado o valor da tributação média aplicado atualmente no setor.

**Tabela 5 – Encargos e Tributos**

<b>Encargos e Tributos</b>	
encargos concessão (Rec Hídricos)	6,00%
Tributação Média	25,00%

Por fim, aplica-se um custo associado à depreciação do empreendimento, porque ao final do período de concessão a hidrelétrica é devolvida à União.

Finalmente, as despesas podem ser calculadas conforme as equações a seguir:

- **Despesa Investimento Inicial**

$$d_{-1} = [(I*(RP))*(CO+1) + (I*RT))*(CC+1)]*M \quad (6.1)$$

onde,

$d_I$	despesa investimento inicial
$I$	montante de investimento inicial
$RP$	percentual de recursos próprios
$CO$	percentual de custo de oportunidade
$RT$	percentual de recursos de terceiros
$CC$	percentual de custo de captação de captação
$M$	percentual de desembolso

Dessa forma, de acordo com a Tabela 2 e Tabela 3 e a equação (6.1), pode-se determinar o fluxo das despesas devido ao investimento inicial:

**Tabela 6 – Despesas referentes ao investimento aportado – R\$**

Despesas - I Inicial			
ano construção 1	ano construção 2	ano construção 3	ano construção 4
3.753.750.000	3.753.750.000	3.753.750.000	3.753.750.000

- **Despesa O&M**

$$d_c = C_{-O\&M} * G \quad (6.2)$$

onde,

$d_{O\&M}$	despesa O&M
$C_{-O\&M}$	custo de operação e manutenção em R\$/MWh
$G$	geração em MWh

Utilizando a equação (6.2), o custo da empresa de referência da Aneel (

Tabela 4) e a geração média da Tabela 23, obtém-se o fluxo para as despesas referentes à operação e manutenção desta usina, apontado no anexo 6.

- **Depreciação**

$$T_d = \frac{1}{A} * 100\% \quad (6.3)$$

onde,

$T_d$  taxa de depreciação  
 $A$  total de anos de vida útil (tempo em que a usina deverá ser devolvida)

e

$$d_d = T_d * d_I \quad (6.4)$$

onde,

$d_d$  despesa referente à depreciação

- **Despesas com Encargos e Tributos:** As despesas com encargos e tributos são calculadas com base na receita e, portanto, dependem do preço aplicado, conforme as seguintes equações:

- ◆ tributação

$$[R - (d_I + d_{O\&M})] * T \quad (6.5)$$

onde,

$R$  Receita do empreendimento

$T$  Tributação média

- ◆ encargos

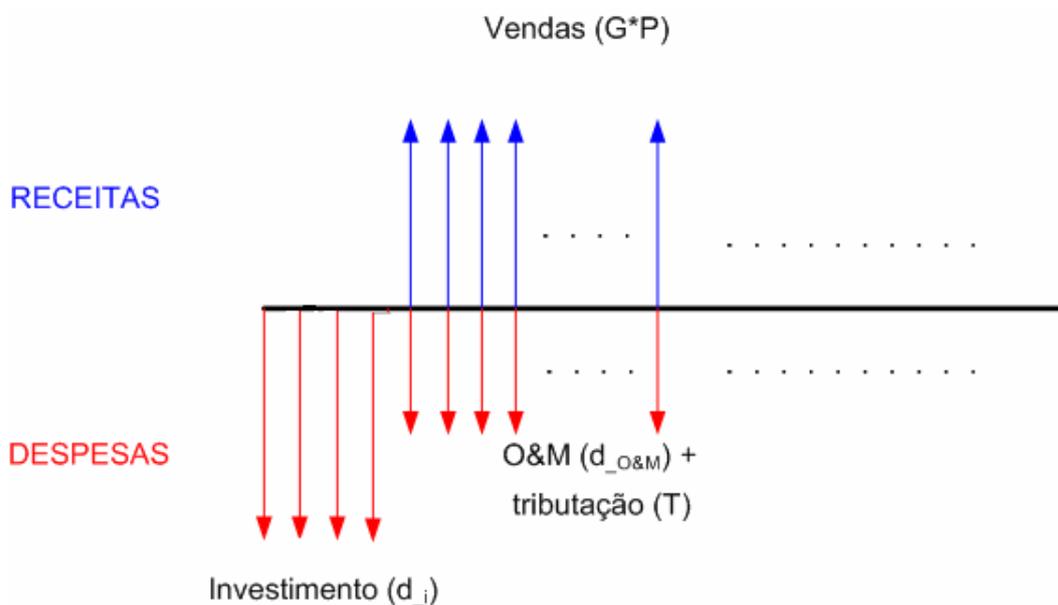
$$R * E \quad (6.6)$$

onde,

$R$  Receita do empreendimento

$E$  taxa aplicada (6% segundo Aneel)

A Figura 46 ilustra o fluxo de caixa utilizado para representar este problema:



**Figura 46 – Fluxo de Caixa – Hidrelétrica**

Utilizando uma taxa interna de retorno – *TIR* – de 10% ao ano, comum no mercado brasileiro, determina-se o custo que gera um VPL zero para o fluxo modelado. Isto é,

$$\sum_{a=0}^{33} \frac{G(a) * P}{(TIR + 1)^a} = \sum_{a=0}^{33} \frac{d_{-I}(a) + d_{-O\&M}(a) + [G(a) * P - (d_{-I}(a) + d_{-O\&M}(a))] * T + G(a) * P * E}{(TIR + 1)^a} \quad (6.7)$$

onde,

P custo a ser determinado

Vale dizer que o somatório de zero a trinta e três representa os quatro anos de construção acrescidos dos trinta anos de vida útil.

O custo resultante da equação (6.7) foi R\$61,15/MWh, gerando as receitas e despesas anuais apontadas no anexo 6.

## 6.4

### Caso Exemplo – Usinas Termelétricas

Nesse exemplo foi simulado um investimento para a construção de uma usina termelétrica a gás, com potência de 600 MW e vida útil de trinta anos.

De acordo com o mercado, o custo para construção de uma hidrelétrica é cerca de R\$600,00/kW. Considera-se que o desembolso desse capital foi feito de forma equivalente durante os dois anos necessários para a construção.

**Tabela 7 – Estrutura de Desembolso**

<b>Termelétrica- Investimento</b>	
Montante Inicial	<b>360.000.000</b>
1º Ano (%)	50
2º Ano (%)	50

Para esse caso exemplo, sugere-se a mesma estrutura de capital, utilizada no caso exemplo de usinas hidrelétricas, de acordo com a Tabela 3.

Conforme já mencionado, a receita constitui-se da geração média valorada pelo custo a ser determinado, conforme tabela disponível no anexo 6.

Pelo mesmo motivo das usinas hidrelétricas, o fator de carga das térmicas é menor nos primeiros anos, atingindo o seu valor máximo após a usina estar em pleno funcionamento.

As despesas de um empreendimento de geração térmica estão aqui representadas por: custos de operação e manutenção (O&M), custos com combustível (gás), e tributação média aplicada no setor, além dos custos com o capital investido.

O custo de O&M total de uma usina termelétrica a gás, é de aproximadamente R\$10,00/MWh [7], enquanto a tributação média é a mesma aplicada aos empreendimentos hidrelétricos (25%).

**Tabela 8 – O&M e Tributação**

<b>O&amp;M e Tributação</b>	
O&M (R\$/MWh)	10,00
Tributação Média (%)	25

Por fim, o custo de combustível, segundo a Annual Energy Outlook 2006 é equivalente a \$6,90/10<sup>6</sup>BTU. Levando em consideração um rendimento médio de 7,67 10<sup>6</sup>BTU/MWh, pode-se calcular os custos anuais referentes ao uso de gás.

Finalmente, as despesas podem ser calculadas conforme os procedimentos a seguir:

- **Despesa Investimento Inicial**

De acordo com a Tabela 3, a Tabela 7 e a equação (6.1), pode-se determinar o fluxo das despesas devido ao investimento inicial:

**Tabela 9 – Despesas referentes ao investimento aportado – Usina Térmica – R\$**

Despesas - I Inicial	
ano construção 1	ano construção 2
251.160.000	251.160.000

- **Despesa O&M**

Utilizando os dados da Tabela 27 e da Tabela 8, pode-se calcular as despesas referentes à operação e manutenção, através da equação (6.2), obtendo-se o fluxo para as despesas referentes à operação e manutenção desta usina, apontado no anexo 6.

- **Despesas Combustível**

$$d_c = P_c * R_e * G \quad (6.8)$$

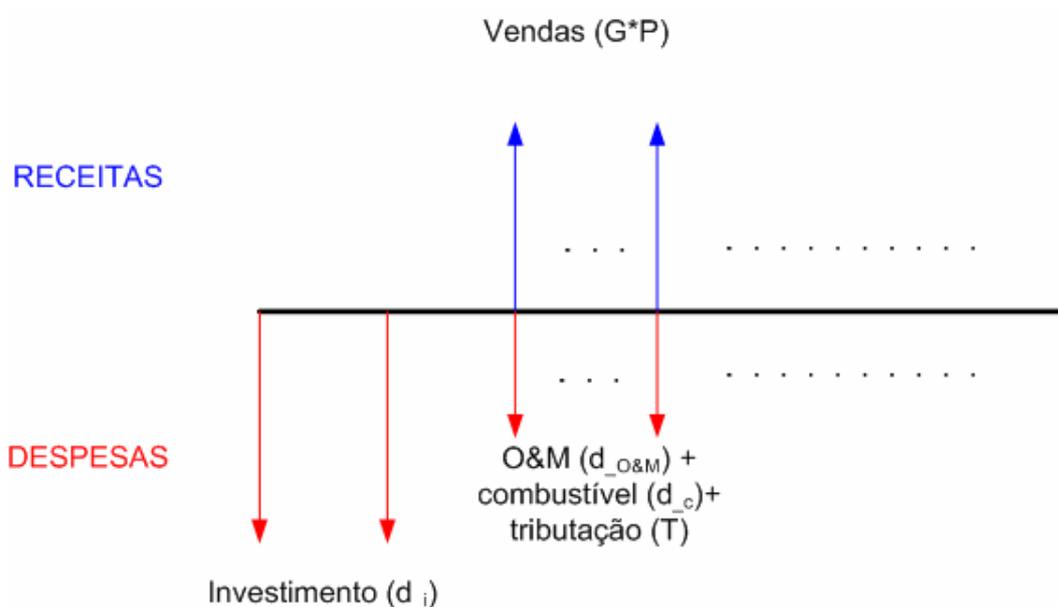
onde,

$d_c$	despesa com combustível (R\$)
$P_c$	preço do combustível (R\$/10 <sup>6</sup> BTU)
$R_e$	rendimento do uso do combustível (10 <sup>6</sup> BTU/MWh)
$G$	geração (MWh)

A tabela com os valores referentes às com combustível encontra-se no anexo 6.

- **Despesas Tributadas:** As despesas com tributos são calculadas com base na receita e, portanto, dependem do preço aplicado, conforme a equação (6.5)

A Figura 47 ilustra o fluxo de caixa utilizado para representar este problema:



**Figura 47– Fluxo de Caixa – Termelétrica a Gás**

Utilizando uma taxa interna de retorno – *TIR* – de 10% ao ano, comum no mercado brasileiro, determina-se o custo que gera um VPL zero para o fluxo modelado. Isto é,

$$\sum_{a=0}^{31} \frac{G(a) * P}{(TIR + 1)^a} = \sum_{a=0}^{31} \frac{d_{-I}(a) + d_{-O\&M}(a) + d_{-C}(a) + [G(a) * P - (d_{-I}(a) + d_{-O\&M}(a) + d_{-C}(a))] * T}{(TIR + 1)^a} \quad (6.9)$$

onde,

P custo a ser determinado

Vale dizer que o somatório de zero a trinta e um representa os dois anos de construção acrescidos dos trinta anos de vida útil.

O custo resultante da equação (6.7) foi R\$158,97/MWh, gerando as receitas e despesas anuais, disponíveis no anexo 6.

## 7

### A Operação: custos a curto prazo

#### 7.1

##### Estrutura Geral

O planejamento de operação hidrotérmica determina a geração para cada estágio do período de planejamento. O objetivo é minimizar o custo de operação ao longo de todo o período, atendendo ao mercado com o mínimo de déficit possível.

Para atender ao mercado, o SIN conta com usinas hidráulicas, sendo que algumas delas possuem grandes reservatórios com capacidade de regularização pluri-anual. Uma parte do mercado é suprida pelas térmicas, que completam as gerações hidráulicas, mas têm custos elevados.

Por isso, o cálculo da política ótima é um problema acoplado no tempo, ou seja, a decisão em um estágio interfere nos estágios posteriores.

Por exemplo, se a decisão em um estágio for gerar muita energia hidráulica (ou, seja não armazenar água), então o estágio seguinte vai contar com menos capacidade hidráulica, devido ao mais baixo nível dos reservatórios. Se ocorrer uma seca, não haverá energia suficiente para suprir o mercado.

Por outro lado, se a decisão for armazenar água, mantendo os reservatórios cheios, através do despacho térmico e, no futuro, ocorrerem boas afluições, será necessário verter água (devido aos limites de armazenamento de cada reservatório), gerando altos custos para o sistema.

Como o planejamento e a operação do SIN são efetuados de forma centralizada, ao determinar a operação ótima, consideram-se todos os submercados do SIN e seus limites de intercâmbios. O objetivo é minimizar o custo de operação, ao longo do período de planejamento, para todo o SIN.

Para efeitos de cálculo, cada submercado é tratado como uma única usina hidráulica com um único reservatório, cuja capacidade máxima é a capacidade conjunta das usinas pertencentes àquele submercado.

Além disso, cada submercado conta com as usinas térmicas convencionais e nucleares para completar a demanda. Esse modelo é chamado de sistema equivalente [5] [6].

Para maior entendimento deste problema, desenvolvemos, neste trabalho, uma implementação independente do modelo de operação ótima utilizado no setor. Os resultados discutidos neste capítulo são obtidos diretamente de execuções deste programa, e devem ser vistos em seu contexto: análises coerentes com a realidade, sem a pretensão de chegar a números oficiais do ONS ou da CCEE.

## 7.2

### **Incertezas Associadas à Operação**

Conhecidas as afluições, as demandas do mercado e as capacidades futuras de energia térmica e hidráulica (expansão), é possível determinar a política ótima de operação.

O modelo utilizado pelo setor – o *Newave* - considera conhecidas as demandas futuras em cada subsistema [5] [6]. Por isso, para a determinação da operação, deve-se lançar mão de um modelo de previsão de demanda. No capítulo 0, foi mostrada uma metodologia de cálculo para os valores futuros de demanda por submercado, através de variáveis explicativas.

A variável de expansão (oferta futura de energia) é considerada determinística pelo modelo setorial, mas nem sempre a hipótese se confirma. Um impasse em contratos de fornecimento de gás, por exemplo, pode mudar radicalmente o cenário da expansão de energia no país.

Sugere-se que a expansão seja tratada como uma variável estocástica, levando em consideração os seus possíveis cenários para o cálculo da operação ótima. Por sua vez, as afluições futuras têm grande impacto na decisão da operação do SIN, devido à grande participação das usinas hidrelétricas na matriz energética nacional.

O comportamento das afluições depende fortemente de fatores climatológicos. Entretanto, o setor não utiliza nenhum modelo capaz de mapear essa dependência, ou capaz de fazer previsões climatológicas para o médio prazo (60 meses). Dessa forma, o programa *Newave* está baseado em modelos estocásticos para a geração de cenários de afluições para cada subsistema do modelo equivalente.

Um processo estocástico considera o conjunto de todas as possíveis trajetórias que podem ser observadas. Cada trajetória é descrita por sua série temporal [16] [19].

Na prática, só está disponível uma realização do processo estocástico: a série histórica. A idéia é ajustar um modelo pelo qual se acredita que a série histórica tenha sido produzida e, a partir dele gerar séries sintéticas que representam as séries temporais que podem ser amostradas pelo processo, constituindo os cenários de afluências futuras de cada submercado.

Os índices estatísticos de uma série temporal  $[z_1, z_2, z_3, \dots, z_n]$  estão listados a seguir:

- Média Amostral:

$$\hat{\mu} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N z_i \quad (7.1)$$

- Desvio Padrão:

$$\hat{\sigma} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (z_i - \hat{\mu})^2} \quad (7.2)$$

- Covariância de ordem 1:

$$\hat{\gamma}(1) = \frac{1}{N} \sum_{i=2}^N (z_i - \hat{\mu})(z_{i-1} - \hat{\mu}) \quad (7.3)$$

- Correlação de ordem 1:

$$\hat{\rho}(1) = \frac{\hat{\gamma}(1)}{\hat{\sigma}^2} \quad (7.4)$$

O desvio padrão mede o grau de dispersão da amostra em torno da média. A covariância de ordem um mede o grau de dependência linear entre duas variáveis aleatórias espaçadas de um intervalo de tempo. Dividindo-se a covariância de ordem um pelos desvios-padrão das variáveis envolvidas, resulta-se na correlação de ordem um.

O processo de afluências hidrológicas apresenta um comportamento periódico descrito pelos ciclos sazonais. Pode-se dizer, então, que o processo de afluências anuais é estacionário enquanto o processo de afluências mensais é considerado não estacionário.

Cada mês apresenta um conjunto de características estatísticas próprias descritas pela média, desvio-padrão e correlações mensais.

A análise dessas séries é feita pelo uso de formulações auto-regressivas periódicas. Esses modelos são denominados PAR(p), onde p é a ordem do modelo, isto é, o número de coeficientes auto-regressivos do modelo.

O modelo PAR(p) pode ser descrito por:

$$\left( \frac{z_t - \mu_m}{\sigma_m} \right) = \phi_1^m \left( \frac{z_{t-1} - \mu_{m-1}}{\sigma_{m-1}} \right) + \dots + \phi_{p_m}^m \left( \frac{z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m}}{\sigma_{m-p_m}} \right) + a_t \quad (7.5)$$

onde,

$z_t$	série temporal de período s
s	número de períodos (s=12 para séries mensais)
N	número de anos
t	índice de tempo, $t = 1, 2, \dots, sN$
$\mu_m$	média sazonal do período s
$\phi^m$	operador auto-regressivo de ordem $p_m$
$\sigma_m$	desvio-padrão sazonal do período s
$p_m$	ordem do operador auto-regressivo do período m
$a_t$	série de ruídos independentes com média zero e variância $\sigma_a^{2(m)}$

Seja  $\rho^m(k)$  a correlação entre  $z_t$  e  $z_{t-k}$ , de tal forma que t corresponda ao período m:

$$\rho^m(k) = E \left[ \left( \frac{(z_t - \mu_m)}{\sigma_m} \right) \left( \frac{(z_{t-k} - \mu_{m-k})}{\sigma_{m-k}} \right) \right] \quad (7.6)$$

O conjunto de funções de autocorrelação  $\rho_m(k)$  dos períodos  $m=1, 2, \dots$ , descrevem a estrutura de dependência temporal da série.

Dessa forma, multiplicando-se os dois lados da equação (7.5), e tomando o valor esperado, obtém-se para cada período:

$$\begin{aligned} E \left[ \left( \frac{(z_t - \mu_m)}{\sigma_m} \right) \left( \frac{(z_{t-k} - \mu_{m-k})}{\sigma_{m-k}} \right) \right] &= \phi_1^m E \left[ \left( \frac{(z_{t-1} - \mu_{m-1})}{\sigma_{m-1}} \right) \left( \frac{(z_{t-k} - \mu_{m-k})}{\sigma_{m-k}} \right) \right] + \dots \\ &+ \phi_{p_m}^m E \left[ \left( \frac{(z_{t-p_m} - \mu_{m-p_m})}{\sigma_{m-p_m}} \right) \left( \frac{(z_{t-k} - \mu_{m-k})}{\sigma_{m-k}} \right) \right] + E \left[ a_t \left( \frac{(z_{t-k} - \mu_{m-k})}{\sigma_{m-k}} \right) \right] \end{aligned} \quad (7.7)$$

Fixando-se  $m$  e variando  $k$  de um até  $p_m$  obtém-se, para cada período, um conjunto de equações denominadas de equações de *Yule Walker*. Para um período  $m$  qualquer se tem que:

$$\begin{bmatrix} 1 & \rho^{m-1}(1) & \rho^{m-1}(2) & \dots & \rho^{m-1}(p_m-1) \\ \rho^{m-1}(1) & 1 & \rho^{m-2}(1) & \dots & \rho^{m-2}(p_m-2) \\ \rho^{m-1}(2) & \rho^{m-2}(1) & 1 & \dots & \rho^{m-3}(p_m-3) \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ \rho^{m-1}(k-1) & \rho^{m-2}(k-2) & \rho^{m-3}(k-3) & \dots & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \phi_{k1}^m \\ \phi_{k2}^m \\ \phi_{k3}^m \\ \vdots \\ \phi_{kk}^m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \rho^m(1) \\ \rho^m(2) \\ \rho^m(3) \\ \vdots \\ \rho^m(k) \end{bmatrix} \quad (7.8)$$

Ao conjunto  $\phi_{kk}^m$ ,  $k=1, 2, \dots$  chamamos de função autocorrelação parcial do período  $m$ . Através desses valores, é possível representar a estrutura de dependência do processo estocástico ao longo do tempo.

Em um processo auto-regressivo de ordem  $p_m$ , a função  $\phi_{kk}^m$  de autocorrelação parcial será diferente de zero para  $k$  menor ou igual a  $p_m$  e zero para  $k$  maior que  $p_m$ .

É importante dizer que, por teoria,

$$E \left[ a_t \left( \frac{(z_{t-k} - \mu_{m-k})}{\sigma_{m-k}} \right) \right] = \sigma_a^{2(m)} \quad (7.9)$$

De posse do modelo PAR(p), é possível aproximar o comportamento estocástico das afluências, permitindo a geração de quantas séries forem necessárias para o estudo.

É importante notar que, para os fins deste trabalho, não foram consideradas as correlações espaciais, incorporadas ao modelo utilizado pelo setor. Consideramos que este refinamento não conduziria a um ganho significativo no foco do trabalho: a formação de preços.

### 7.3

#### Determinação da Função Objetivo

O custo de operação do SIN é dado pelo custo de operação das usinas térmicas e pelo custo de déficit, em todos os subsistemas. A função objetivo do problema é dada por:

$$\text{Min}Z = \sum_{t=1}^T \left[ \begin{aligned} & \left( \sum_{i=1}^{NT\_SE} CT\_SE(i) * TE\_SE(i,t) + CDEF\_SE * D\_SE(t) \right) \\ & + \left( \sum_{i=1}^{NT\_S} CT\_S(i) * TE\_S(i,t) + CDEF\_S * D\_S(t) \right) \\ & + \left( \sum_{i=1}^{NT\_NE} CT\_NE(i) * TE\_NE(i,t) + CDEF\_NE * D\_NE(t) \right) \\ & + \left( \sum_{i=1}^{NT\_N} CT\_N(i) * TE\_N(i,t) + CDEF\_N * D\_N(t) \right) \end{aligned} \right] \quad (7.10)$$

onde:

T	números de períodos de planejamento
NT_SE	número de térmicas no subsistema SE/CO
NT_S	número de térmicas no subsistema S
NT_NE	número de térmicas no subsistema NE
NT_N	número de térmicas no subsistema N

CT_SE (i)	custo da i-ésima térmica do subsistema SE/CO (R\$/MWh)
CT_S (i)	custo da i-ésima térmica do subsistema S (R\$/MWh)
CT_NE (i)	custo da i-ésima térmica do subsistema NE (R\$/MWh)
CT_N (i)	custo da i-ésima térmica do subsistema N (R\$/MWh)
TE_SE (i, t)	geração da i-ésima térmica do subsistema SE/CO no estágio t (MWmês)
TE_S (i, t)	geração da i-ésima térmica do subsistema S no estágio t (MWmês)
TE_NE (i, t)	geração da i-ésima térmica do subsistema NE no estágio t (MWmês)
TE_N (i, t)	geração da i-ésima térmica do subsistema N no estágio t (MWmês)
CDEF_SE	custo de déficit do subsistema SE/CO (R\$/MWh)
CDEF_S	custo de déficit do subsistema S (R\$/MWh)
CDEF_NE	custo de déficit do subsistema NE (R\$/MWh)
CDEF_N	custo de déficit do subsistema N (R\$/MWh)
D_SE (t)	déficit do subsistema SE/CO no estágio t (MWmês)
D_S (t)	déficit do subsistema S no estágio t (MWmês)
D_NE (t)	déficit do subsistema NE no estágio t (MWmês)
D_N(t)	déficit do subsistema N no estágio t (MWmês)

Vale ressaltar que o déficit é representado por uma usina térmica muito mais cara que as demais, e seu custo representa o custo social do não atendimento à demanda. O algoritmo de otimização evita, portanto valores altos de déficit.

#### 7.4

##### Restrições do Problema

Para a solução desse problema, devem-se considerar as restrições de balanço hídrico, as restrições de atendimento à demanda e os limites das variáveis.

As restrições de balanço hídrico têm o objetivo de “fechar” o balanço de água, em cada subsistema. A soma de toda a água que chega mais o volume inicial tem que ser igual à soma da água turbinada, mais a água vertida, mais o volume final de cada subsistema do SIN. Dessa forma têm-se quatro equações de restrição:

$$\begin{aligned}
 VF\_SE(t) + Q\_SE(t) + S\_SE(t) &= AFL\_SE(t) + VI\_SE(t) \\
 VF\_S(t) + Q\_S(t) + S\_S(t) &= AFL\_S(t) + VI\_S(t) \\
 VF\_NE(t) + Q\_NE(t) + S\_NE(t) &= AFL\_NE(t) + VI\_NE(t) \\
 VF\_N(t) + Q\_N(t) + S\_N(t) &= AFL\_N(t) + VI\_N(t)
 \end{aligned}
 \tag{7.11}$$

onde:

$VF\_SE(t)$	volume final do subsistema SE/CO no estágio t (MWhês)
$VF\_S(t)$	volume final do subsistema S no estágio t (MWhês)
$VF\_NE(t)$	volume final do subsistema NE no estágio t (MWhês)
$VF\_N(t)$	volume final do subsistema N no estágio t (MWhês)

$Q_{SE}(t)$	energia turbinada do subsistema SE/CO no estágio $t$ (MWmês)
$Q_S(t)$	energia turbinada do subsistema S no estágio $t$ (MWmês)
$Q_{NE}(t)$	energia turbinada do subsistema NE no estágio $t$ (MWmês)
$Q_N(t)$	energia turbinada do subsistema N no estágio $t$ (MWmês)
$S_{SE}(t)$	energia vertida do subsistema SE/CO no estágio $t$ (MWmês)
$S_S(t)$	energia vertida do subsistema S no estágio $t$ (MWmês)
$S_{NE}(t)$	energia vertida do subsistema NE no estágio $t$ (MWmês)
$S_N(t)$	energia vertida do subsistema N no estágio $t$ (MWmês)
$AFL_{SE}(t)$	energia afluyente do subsistema SE/CO no estágio $t$ (MWmês)
$AFL_S(t)$	energia afluyente do subsistema S no estágio $t$ (MWmês)
$AFL_{NE}(t)$	energia afluyente do subsistema NE no estágio $t$ (MWmês)
$AFL_N(t)$	energia afluyente do subsistema N no estágio $t$ (MWmês)
$VI_{SE}(t)$	volume inicial do subsistema SE/CO no estágio $t$ (MWmês)
$VI_S(t)$	volume inicial do subsistema S no estágio $t$ (MWmês)
$VI_{NE}(t)$	volume inicial do subsistema NE no estágio $t$ (MWmês)
$VI_N(t)$	volume inicial do subsistema N no estágio $t$ (MWmês)

O acoplamento no tempo se torna mais explícito quando se expressa o volume inicial do submercado no estágio  $t$  em função volume final do estágio  $t-1$ .

Dessa forma, as equações de balanço hídrico podem ser reescritas como:

$$VF\_SE(t) + Q\_SE(t) + S\_SE(t) = AFL\_SE(t) + VF\_SE(t-1)$$

$$VF\_S(t) + Q\_S(t) + S\_S(t) = AFL\_S(t) + VF\_S(t-1)$$

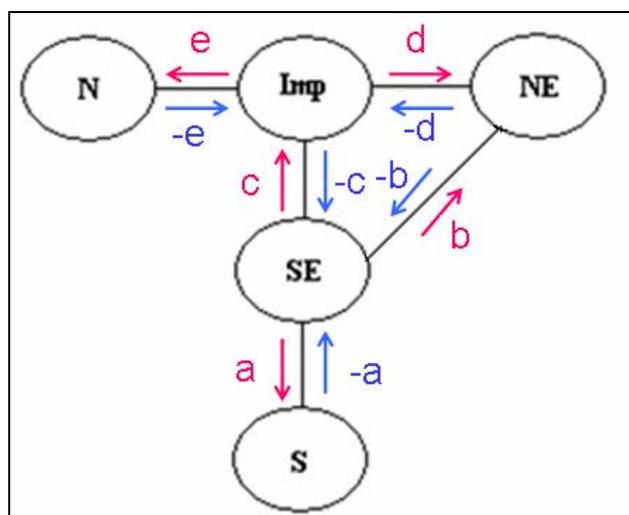
(7.12)

$$VF\_NE(t) + Q\_NE(t) + S\_NE(t) = AFL\_NE(t) + VF\_NE(t-1)$$

$$VF\_NE(t) + Q\_NE(t) + S\_NE(t) = AFL\_NE(t) + VF\_NE(t-1)$$

As restrições de atendimento à demanda visam assegurar que a energia hidráulica gerada, mais a geração térmica e mais o déficit, em cada estágio, deve ser igual à demanda de carga a ser atendida, para cada submercado.

Entretanto, os submercados estão interligados, podendo injetar ou receber energia de outros submercados. O esquema dos intercâmbios do SIN é detalhado abaixo:



**Figura 48 – Intercâmbios entre os submercados do SIN.**

A Figura 48 mostra como os submercados estão interligados. Pode-se observar a presença de um nó fictício, localizado em Imperatriz, no Maranhão. Esse nó é responsável pela ligação do submercado Sudeste/Centro-Oeste com os submercados Nordeste e Norte.

Para efeito de cálculo, os intercâmbios foram nomeados pelas letras **a**, **b**, **c**, **d**, **e**, conforme a Figura 48. Além disso, para cada intercâmbio, foi estipulada

uma direção positiva e uma negativa. Por exemplo, o intercâmbio **a** com fluxo de energia do submercado Sudeste/ Centro-Oeste para o submercado Sul é **+a**, enquanto o fluxo de energia do Sul para o Sudeste/Centro-Oeste é **-a**. Isto é, o sinal indica o sentido do fluxo, em cada intercâmbio.

Dessa forma, a restrição de atendimento à demanda deve assegurar que a soma da geração hidráulica, geração térmica, déficit e os fluxos de energia que entram no submercado, através dos intercâmbios, deve ser igual à carga demandada mais os fluxos de energia que saem do submercado via intercâmbios.

$$Q_{SE}(t) + \sum_{i=1}^{NT_{SE}} TE_{SE}(i, t) + D_{SE}(t) - a(t) - b(t) - c(t) = DEM_{SE}(t)$$

$$Q_S(t) + \sum_{i=1}^{NT_S} TE_S(i, t) + D_S(t) + a(t) = DEM_S(t)$$

(7.13)

$$Q_{NE}(t) + \sum_{i=1}^{NT_{NE}} TE_{NE}(i, t) + D_{NE}(t) + b(t) + d(t) = DEM_{NE}(t)$$

$$Q_N(t) + \sum_{i=1}^{NT_N} TE_N(i, t) + D_N(t) + e(t) = DEM_N(t)$$

onde:

a(t)                      fluxo de energia do intercâmbio **a** no estágio t (MWhês)

b(t)                      fluxo de energia do intercâmbio **b** no estágio t (MWhês)

c(t)                      fluxo de energia do intercâmbio **c** no estágio t (MWhês)

d(t)                      fluxo de energia do intercâmbio **d** no estágio t (MWhês)

e(t)                      fluxo de energia do intercâmbio **e** no estágio t (MWhês)

DEM<sub>SE</sub>(t)              demanda do submercado SE/CO no estágio t (MWhês)

DEM_S(t)	demanda do submercado S no estágio t (MWmês)
DEM_NE(t)	demanda do submercado NE no estágio t (MWmês)
DEM_N(t)	demanda do submercado N no estágio t (MWmês)

Vale notar que essa metodologia considera as demandas futuras dos subsistemas conhecidas. Portanto, foi necessário o desenvolvimento de um modelo capaz de prever o comportamento futuro do mercado de cada subsistema do SIN. Tal modelo está descrito no capítulo 0.

A última equação a ser incorporada é a equação do nó fictício. Esse nó é apenas um conector entre os submercados. Justamente por não representar um subsistema, a energia injetada tem que ser igual à energia que sai. Portanto:

$$c(t) = d(t) + e(t) \quad (7.14)$$

Finalmente devem ser considerados os limites das variáveis.

O volume final do submercado não pode ser menor que o seu volume mínimo, nem maior que o seu volume máximo. Esses valores são dados pelos limites físicos dos reservatórios das usinas pertencentes a cada um dos submercados. Dessa forma,

$$\begin{aligned} V_{SE\_min} &\leq VF_{SE}(t) \leq V_{SE\_max} \\ V_{S\_min} &\leq VF_S(t) \leq V_{S\_max} \\ V_{NE\_min} &\leq VF_{NE}(t) \leq V_{NE\_max} \\ V_{N\_min} &\leq VF_N(t) \leq V_{N\_max} \end{aligned} \quad (7.15)$$

onde:

V_SE_min	volume mínimo do subsistema SE/CO (MWmês)
V_SE_max	volume máximo do subsistema SE/CO (MWmês)
V_S_min	volume mínimo do subsistema S (MWmês)

$V_{S\_max}$	volume máximo do subsistema S (MWmês)
$V_{NE\_min}$	volume mínimo do subsistema NE (MWmês)
$V_{NE\_max}$	volume máximo do subsistema NE (MWmês)
$V_{N\_min}$	volume mínimo do subsistema N (MWmês)
$V_{N\_max}$	volume máximo do subsistema N (MWmês)

O volume turbinado pode variar de zero (obviamente não existe turbinamento negativo) até a capacidade máxima de turbinamento do submercado.

$$\begin{aligned}
 0 &\leq Q_{SE}(t) \leq Q_{SE\_max} \\
 0 &\leq Q_S(t) \leq Q_{S\_max} \\
 0 &\leq Q_{NE}(t) \leq Q_{NE\_max} \\
 0 &\leq Q_N(t) \leq Q_{N\_max}
 \end{aligned}
 \tag{7.16}$$

onde:

$Q_{SE\_max}$	turbinamento máximo do subsistema SE/CO (MWmês)
$Q_{S\_max}$	turbinamento máximo do subsistema S (MWmês)
$Q_{NE\_max}$	turbinamento máximo do subsistema NE (MWmês)
$Q_{N\_max}$	turbinamento máximo do subsistema N (MWmês)

O vertimento, por sua vez, não possui restrição para o limite máximo. O volume vertido pode variar de zero até qualquer valor que mantenha o volume do submercado dentro de seus limites. Essa restrição já está explícita nas equações

de balanços hídricos dos subsistemas. Dessa forma, as restrições para os vertimentos são:

$$\begin{aligned}
 0 \leq S_{SE}(t) &\leq INF \\
 0 \leq S_S(t) &\leq INF \\
 0 \leq S_{NE}(t) &\leq INF \\
 0 \leq S_N(t) &\leq INF
 \end{aligned}
 \tag{7.17}$$

Por sua vez, a geração térmica varia entre os respectivos valores mínimos (inflexibilidade) e máximos:

$$\begin{aligned}
 TE_{SE\_min}(i) &\leq TE_{SE}(i, t) \leq TE_{SE\_max}(i) \\
 TE_{S\_min}(i) &\leq TE_S(i, t) \leq TE_{S\_max}(i) \\
 TE_{NE\_min}(i) &\leq TE_{NE}(i, t) \leq TE_{NE\_max}(i) \\
 TE_{N\_min}(i) &\leq TE_N(i, t) \leq TE_{N\_max}(i)
 \end{aligned}
 \tag{7.18}$$

onde:

TE <sub>SE_min</sub> (i)	geração térmica mínima da i-ésima térmica do subsistema SE/CO (MWmês)
TE <sub>SE_max</sub> (i)	geração térmica máxima da i-ésima térmica do subsistema SE/CO (MWmês)
TE <sub>S_min</sub> (i)	geração térmica mínima da i-ésima térmica do subsistema S (MWmês)

TE_S_max (i)	geração térmica máxima da i-ésima térmica do subsistema S (MWmês)
TE_NE_min (i)	geração térmica mínima da i-ésima térmica do subsistema NE (MWmês)
TE_NE_max (i)	geração térmica máxima da i-ésima térmica do subsistema NE (MWmês)
TE_N_min (i)	geração térmica mínima da i-ésima térmica do subsistema N (MWmês)
TE_N_max (i)	geração térmica máxima da i-ésima térmica do subsistema N (MWmês)

Finalmente, devem ser considerados os limites de cada um dos intercâmbios. Os valores dos intercâmbios variam de zero até um valor máximo, que representa capacidade máxima de transferência entre os subsistemas.

Como foi estabelecido um sinal para cada sentido, para cada intercâmbio, obtêm-se duas restrições:

$$0 \leq a(t) \leq a_{\max}^+$$

$$0 \leq -a(t) \leq a_{\max}^-$$

$$0 \leq b(t) \leq b_{\max}^+$$

$$0 \leq -b(t) \leq b_{\max}^-$$

$$0 \leq c(t) \leq c_{\max}^+$$

(7.19)

$$0 \leq -c(t) \leq c_{\max}^-$$

$$0 \leq d(t) \leq d_{\max}^+$$

$$0 \leq -d(t) \leq d_{\max}^-$$

$$0 \leq e(t) \leq e_{\max}^+$$

$$0 \leq -e(t) \leq e_{\max}^-$$

onde:

$a_{\max}^+$             limite máximo do intercâmbio a no sentido positivo  
(MWmês)

$a_{\max}^-$             limite máximo do intercâmbio a no sentido negativo  
(MWmês)

$b_{\max}^+$             limite máximo do intercâmbio b no sentido positivo  
(MWmês)

$b_{\max}^-$             limite máximo do intercâmbio b no sentido negativo  
(MWmês)

$c_{\max}^+$             limite máximo do intercâmbio c no sentido positivo  
(MWmês)

$c\_max^-$	limite máximo do intercâmbio c no sentido negativo (MWmês)
$d\_max^+$	limite máximo do intercâmbio d no sentido positivo (MWmês)
$d\_max^-$	limite máximo do intercâmbio d no sentido negativo (MWmês)
$e\_max^+$	limite máximo do intercâmbio e no sentido positivo (MWmês)
$e\_max^-$	limite máximo do intercâmbio e no sentido negativo (MWmês)

Dessa forma, obtêm-se as equações para os limites dos intercâmbios:

$$\begin{aligned}
 -a\_max^- &\leq a(t) \leq a\_max^+ \\
 -b\_max^- &\leq b(t) \leq b\_max^+ \\
 -c\_max^- &\leq c(t) \leq c\_max^+ \\
 -d\_max^- &\leq d(t) \leq d\_max^+
 \end{aligned}
 \tag{7.20}$$

## 7.5

### A Solução do Modelo e a Determinação dos Custos

O problema modelado pode ser expresso genericamente da seguinte forma [2]:

$$\begin{aligned}
 \text{Min}Z = & C_1 * X_1 + (P_1 * C_2 * X_{2,1} + P_2 * C_2 * X_{2,2} + P_3 * C_2 * X_{2,3} + \dots + P_c * C_2 * X_{2,c}) + \dots \\
 & \dots + (P_1 * C_t * X_{t,1} + P_2 * C_t * X_{t,2} + P_3 * C_t * X_{t,3} + \dots + P_c * C_t * X_{t,c})
 \end{aligned}$$

sujeito a

$$\begin{array}{rcl}
A_1 * X_1 & \geq & B_1 \\
E_1 * X_1 + A_2 * X_{2,1} & \geq & B_{2,1} \\
E_1 * X_1 + A_2 * X_{2,2} & \geq & B_{2,2} \\
\\
E_1 * X_1 + A_2 * X_{2,3} & \geq & B_{2,3} \\
\vdots & & \vdots \\
E_1 * X_1 + A_2 * X_{2,C} & \geq & B_{2,C} \\
\vdots & & \vdots
\end{array} \quad (7.21)$$
  

$$\begin{array}{rcl}
E_{t-1} * X_{t-1,1} + A_t * X_{t,1} & \geq & B_{t,1} \\
E_{t-1} * X_{t-1,2} + A_t * X_{t,2} & \geq & B_{t,2} \\
E_{t-1} * X_{t-1,3} + A_t * X_{t,3} & \geq & B_{t,3} \\
\vdots & & \vdots \\
E_{t-1} * X_{t-1,C} + A_t * X_{t,C} & \geq & B_{t,C}
\end{array}$$

onde,

$B_{t,c}$  variáveis aleatórias (afluências) do cenário c no estágio t

$P_c$  probabilidade do cenário c

Num problema estocástico, a decisão em um estágio depende dos n valores que uma ou mais variáveis aleatórias podem assumir no futuro.

Dessa forma, fica evidente que o problema de operação ótima trata-se de um modelo estocástico que pode ser resolvido por uma programação dinâmica dual estocástica (PDDE) [17]. Pelo método PDDE, o problema pode ser resolvido separadamente para cada estágio.

Como a afluência já está conhecida, no primeiro estágio, o problema é determinístico. A partir do estágio 2, cada problema se separa em m problemas, onde m é o número de cenários de afluências considerados.

Como os problemas dos estágios são acoplados, é preciso introduzir uma variável no problema do estágio t, que seja uma função dos estágios posteriores.

$$\alpha_t(X_t) = \text{Min}Z_{t+1} = \sum_{t=t+1}^T P_1 * C_t * X_{t,1} + P_2 * C_t * X_{t,2} + P_3 * C_t * X_{t,3} + \dots + P_c * C_t * X_{t,c}$$

s.a:

$$\begin{array}{rcl}
 E_{t-1} * X_{t-1,1} + A_t * X_{t,1} & \geq & B_{t,1} \\
 E_{t-1} * X_{t-1,2} + A_t * X_{t,2} & \geq & B_{t,2} \\
 E_{t-1} * X_{t-1,3} + A_t * X_{t,3} & \geq & B_{t,3} \\
 \vdots & & \vdots \\
 E_{t-1} * X_{t-1,C} + A_t * X_{t,C} & \geq & B_{t,C} \\
 \vdots & & \vdots \\
 \\
 E_{T-1} * X_{T-1,1} + A_T * X_{T,1} & \geq & B_{T,1} \\
 E_{T-1} * X_{T-1,2} + A_T * X_{T,2} & \geq & B_{T,2} \\
 E_{T-1} * X_{T-1,3} + A_T * X_{T,3} & \geq & B_{T,3} \\
 \vdots & & \vdots \\
 E_{T-1} * X_{T-1,C} + A_T * X_{T,C} & \geq & B_{T,C}
 \end{array} \quad (7.22)$$

A função  $\alpha_t(x_t)$  tem o objetivo de representar as conseqüências da decisão do estágio  $t$  nos estágios futuros. A questão é como calcular essa função.

Descreveremos aqui a técnica de Decomposição de Benders [3] aplicada a problemas lineares, como o formulado neste trabalho. Extensões não lineares são possíveis, mas não se aplicam no problema aqui tratado.

A técnica de decomposição em sua forma linear é uma maneira iterativa de determinar a função  $\alpha_t(x_t)$ . Tal método está embasado em algumas propriedades de programação linear:

- Um problema possui sempre um dual e o valor de sua função objetivo é igual a do seu primal;
- A região factível de um problema de programação linear é um poliedro convexo, sendo que a solução ótima encontra-se em um dos vértices;
- O poliedro é formado pelas restrições que estão ativadas;
- Para cada restrição do problema, existe um multiplicador de Lagrange, que representa a variação do valor da função objetivo, dada uma alteração na restrição;
- Os multiplicadores de Lagrange ( $\pi$ ) do primal são iguais aos valores ótimos das variáveis do dual e vice-versa.

O dual do problema de cada estágio, para cada cenário pode ser generalizado como:

$$\begin{aligned} \text{Max } \overline{Z}_{t,c} &= \pi_{t,c} (B_{t,c} - E_{t-1} * X_{t-1,c}) * P_c \\ \text{s.a} & \\ A_t * \pi_{t,c} &\leq C_t \end{aligned} \quad (7.23)$$

Como a região viável do problema é um poliedro convexo e a solução ótima está em um dos vértices, a solução pode ser obtida por enumeração.

$$\begin{aligned} \text{Max } \overline{Z}_{t,c} &= \pi_{t,c}^i (B_{t,c} - E_{t-1} * X_{t-1,c}) * P_c \\ \pi_{t,c}^i &\in \pi_{t,c} \end{aligned} \quad (7.24)$$

onde  $\pi_{t,c}$  é o conjunto de vértices do poliedro.

Com a introdução da função  $\alpha_t(x_t)$ , é possível resolver o problema por estágios, reescrevendo-o da seguinte maneira:

$$\begin{aligned} \text{Min } Z_1 &= C_1 * X_1 + \alpha_1(X_1) \\ \text{s.a:} & \\ A_1 * X_1 &\geq B_1 \\ \pi_{2,c}^i (B_{2,c} - E_1 X_1) - \alpha_1(X_1) &\leq 0 \end{aligned} \quad (7.25)$$

onde  $\alpha_1(x_1)$  corresponde ao valor de uma função convexa definida por restrições lineares do tipo  $\pi_{2,c}^i (B_{2,c} - E_1 x_1)$ , onde os  $\pi_{2,c}^i$  são os coeficientes dos hiperplanos de suporte.

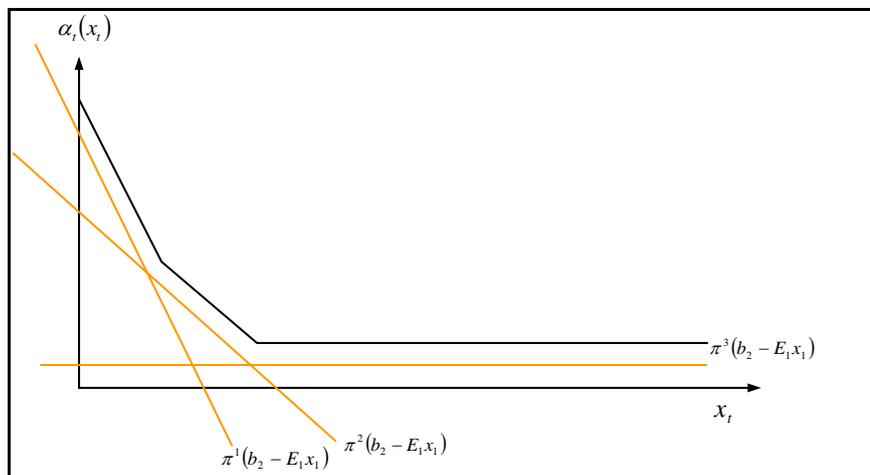


Figura 49 – Construção geométrica da função  $\alpha_1(X_1)$

A função  $\alpha_1(x_1)$  representa as conseqüências futuras nos demais estágios da decisão tomada no primeiro estágio, determinada da seguinte forma:

$$\alpha_1(X_1) = \text{Min}Z_2 = \sum_{t=2}^T P_1 * C_t * X_{t,1} + P_2 * C_t * X_{t,2} + P_3 * C_t * X_{t,3} + \dots + P_c * C_t * X_{t,c}$$

s.a:

$$\begin{array}{rcl} E_{t-1} * X_{t-1,1} + A_t * X_{t,1} & \geq & B_{t,1} \\ E_{t-1} * X_{t-1,2} + A_t * X_{t,2} & \geq & B_{t,2} \\ E_{t-1} * X_{t-1,3} + A_t * X_{t,3} & \geq & B_{t,3} \\ \vdots & & \vdots \\ E_{t-1} * X_{t-1,c} + A_t * X_{t,c} & \geq & B_{t,c} \\ \vdots & & \vdots \end{array} \quad (7.26)$$

$$\begin{array}{rcl} E_{T-1} * X_{T-1,1} + A_T * X_{T,1} & \geq & B_{T,1} \\ E_{T-1} * X_{T-1,2} + A_T * X_{T,2} & \geq & B_{T,2} \\ E_{T-1} * X_{T-1,3} + A_T * X_{T,3} & \geq & B_{T,3} \\ \vdots & & \vdots \\ E_{T-1} * X_{T-1,c} + A_T * X_{T,c} & \geq & B_{T,c} \end{array}$$

Aplicando-se esse procedimento até o penúltimo estágio, obtém-se:

$$\text{Min}Z_{T-1} = \sum_{t=T-1}^T P_1 * C_t * X_{t,1} + P_2 * C_t * X_{t,2} + P_3 * C_t * X_{t,3} + \dots + P_c * C_t * X_{t,c} + \alpha_{T-1}(X_{T-1})$$

s.a:

$$A_{T-1} * X_{T-1} \geq B_{T-1} - E_{T-2} * X_{T-2} \quad (7.27)$$

Onde a função  $\alpha_{T-1}(X_{T-1})$  é determinada por:

$$\alpha_{T-1}(X_{T-1}) = \text{Min}Z_T = P_1 * C_T * X_{T,1} + P_2 * C_T * X_{T,2} + P_3 * C_T * X_{T,3} + \dots + P_c * C_T * X_{T,c}$$

s.a:

$$\begin{aligned}
 E_{T-1} * X_{T-1,1} + A_T * X_{T,1} &\geq B_{T,1} \\
 E_{T-1} * X_{T-1,2} + A_T * X_{T,2} &\geq B_{T,2} \\
 E_{T-1} * X_{T-1,3} + A_T * X_{T,3} &\geq B_{T,3} \\
 &\vdots \\
 E_{T-1} * X_{T-1,3} + A_T * X_{T,c} &\geq B_{T,c}
 \end{aligned} \tag{7.28}$$

Dessa forma, pode-se lançar mão de um algoritmo para a solução de um problema de múltiplos estágios, através da construção iterativa da função  $\alpha_t(x_t)$ :

- Passo1: Definir TOL=1 e J=0
- Passo2: Resolver o problema de primeiro estágio:

$$\begin{aligned}
 \text{Min} Z_1 &= C_1 * X_1 + \alpha_1(X_1) \\
 \text{s.a} & \\
 A_1 * X_1 &\geq B_1 \\
 \pi^j (B_{2,c} - E_1 * X_1) - \alpha_1(X_1) &\leq 0
 \end{aligned} \tag{7.29}$$

onde  $j = 1, 2, 3, \dots, J$ .

- Passo 3: Calcular o limite inferior:

$$Z_{\text{inf}} = C_1 * X_1^* + \alpha_1(X_1^*)$$

- Passo 4: Repetir para  $t=2, \dots, T-1$   
 Repetir para  $c=1, \dots, \text{número\_cenários}$

$$\begin{aligned}
 \text{Min} Z_{t,c} &= (C_t * X_{t,c} + \alpha_{t,c}(X_{t,c})) * P_c \\
 \text{s.a.} & \\
 A_t * X_{t,c} &\geq B_{t,c} - A_{t-1} * X_{t-1,c} \\
 Z_{t+1,c}^j + \pi_{t+1,c}^j * E_t * (X_{t,c}^j - X_{t,c}) - \alpha_{t,c}(X_{t,c}) &\leq 0
 \end{aligned} \tag{7.30}$$

onde  $j=1, 2, 3, \dots, J$

- Passo 5: Resolver o problema do último estágio:  
Repetir para  $c= 1, \dots, \text{número\_cenários}$

$$\begin{aligned} \text{Min} Z_{T,c} &= (C_T * X_{T,c}) * P_c \\ \text{s.a.} & \\ A_T * X_{T,c} &\geq B_{T,c} - A_{T-1} * X_{T-1,c} \end{aligned} \quad (7.31)$$

- Passo 6: Calcular o limite superior:

$$Z_{\text{sup}} = \left( \sum_{c=1}^{\text{n}^\circ \text{ cenários}} \left( \sum_{t=1}^T C_t * X_{t,c}^* * P_c \right) \right) \quad (7.32)$$

- Passo 7: Verificar a diferença entre os limites inferior e superior. Se  $Z_{\text{sup}} - Z_{\text{inf}} \leq \text{TOL}$  o processo iterativo está finalizado, e o conjunto  $(x_1^*, x_2^*, \dots, x_t^*)$  é a solução ótima do problema. Caso contrário, o algoritmo continua no passo 8.

- Passo 8: Calcular os cortes de Benders, isto é, as novas restrições que serão incorporadas aos problemas dos estágios anteriores.

Repetir para  $t= T, \dots, 2$ :

Repetir para  $c= 1, \dots, \text{número\_cenários}$ :

Resolver o problema:

$$\begin{aligned} \text{Min} Z_{t,c} &= (C_t * X_{t,c} + \alpha_{t,c}(X_{t,c})) * P_c \\ \text{s.a.} & \\ A_t * X_{t,c} &\geq B_{t,c} - A_{t-1} * X_{t-1,c} \\ Z_{t+1,c}^j + \pi_{t+1,c}^j * E_t * (X_{t,c}^j - X_{t,c}) - \alpha_{t,c}(X_{t,c}) &\leq 0 \end{aligned} \quad (7.33)$$

onde  $j=1,2,3, \dots, J$

Calcular a restrição a ser incorporada ao estágio anterior, através da expressão:

$$Z_{t,c}^j + \pi_{t,c}^j * E_{t-1} * (X_{t-1,c}^j - X_{t-1,c}) - \alpha_{t-1,c}(X_{t-1,c}) \leq 0 \quad (7.34)$$

Vale notar que, nesse passo, quando  $t=T$ , basta calcular o corte, pois o problema do último estágio acabou de ser resolvido no passo 5.

- Passo 9: Fazer  $J=J+1$

A parte do algoritmo correspondente aos passos 2, 3, 4 e 5 é denominada simulação *forward*. O passo 8, em que são calculados os cortes de Benders, é denominado simulação *backward*.

A função  $\alpha_t(x_t)$  é denominada função de custo futuro. Na realidade, esta função não é linear, sendo aproximada por uma função linear por partes (Figura 49).

Na primeira iteração tem-se um valor nulo, pois não há qualquer informação sobre o próximo estágio. A cada iteração, a função vai tomando forma, pois são incluídas as restrições (cortes de Benders), a partir dos multiplicadores de Lagrange do estágio seguinte, até que a convergência seja alcançada.

Dessa forma, o valor ótimo para a função de custo total de operação é atingido. Mas como saber quais são os custos em cada submercado?

O setor utiliza-se da teoria marginalista [13] [18] para a determinação dos custos ótimos de operação. O custo marginal é aquele ocasionado pela produção de uma unidade extra de um produto. Em outras palavras, indica quanto custa cada aumento unitário de produção. Matematicamente, a função de custo marginal é expressa como a derivada da função de custo total sobre a quantidade de produção.

Os multiplicadores de Lagrange representam as variações da função objetivo, dadas variações nas restrições. Como a função objetivo nada mais é do que a função de custo total pode-se concluir que os multiplicadores de Lagrange referentes às variações nas equações de atendimento às demandas representam os custos marginais em cada submercado, ou seja, dado um aumento unitário na demanda em um submercado, a variação da função de custo total é o custo marginal neste determinado submercado.

## 7.6

### Estudo de caso

Os dados aqui utilizados foram os considerados para o planejamento de fevereiro de 2006 feito pelo ONS (mês de fevereiro de 2006).

No caso das demandas por submercados, foram utilizados os valores resultantes do estudo de caso descrito no item 0. Os valores futuros de demanda de cada subsistema que serão utilizados como entradas do modelo estão disponíveis no anexo 7.

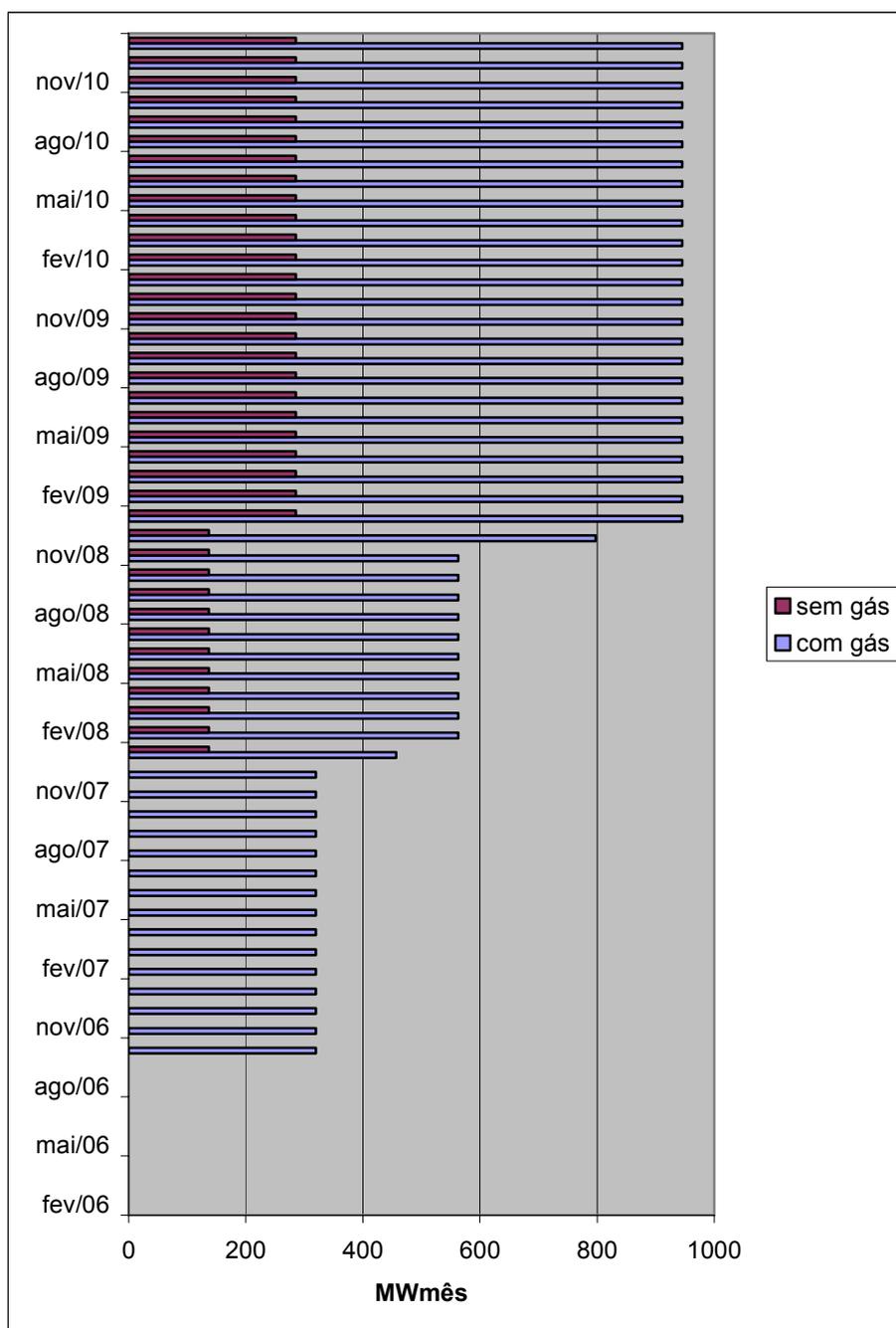
Para mostrar a necessidade de um modelo estocástico para a expansão, consideraremos neste trabalho dois cenários distintos de expansão: com disponibilidade de gás e sem disponibilidade de gás.

O cenário de expansão com disponibilidade de gás é o cenário esperado pelo setor. Está aqui representado pelo cronograma de expansão sugerido pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) no planejamento de fevereiro de 2006.

Para simular o cenário sem gás, considera-se, neste exemplo, o mesmo cronograma de expansão sugerido pelo ONS, desconsiderando as capacidades das usinas térmicas a gás.

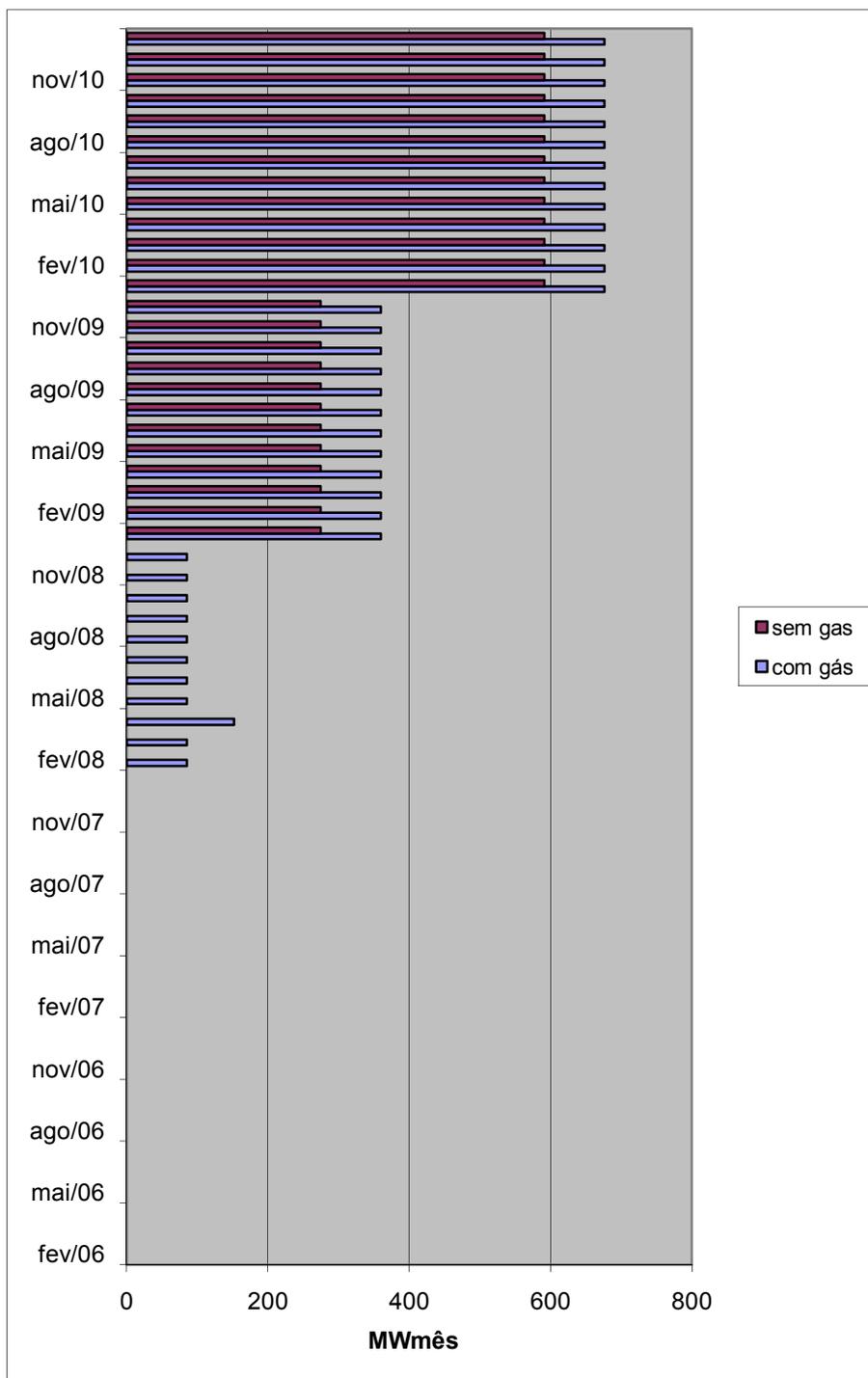
O anexo 8 contém os cronogramas de expansão de usinas térmicas para os subsistemas SE/CO, S e NE, respectivamente. O subsistema Norte não possui usinas térmicas e o cenário fornecido pelo ONS é que não haja expansão para os próximos cinco anos.

A Figura 50 mostra o impacto da falta de gás para a disponibilidade térmica no SE/CO:



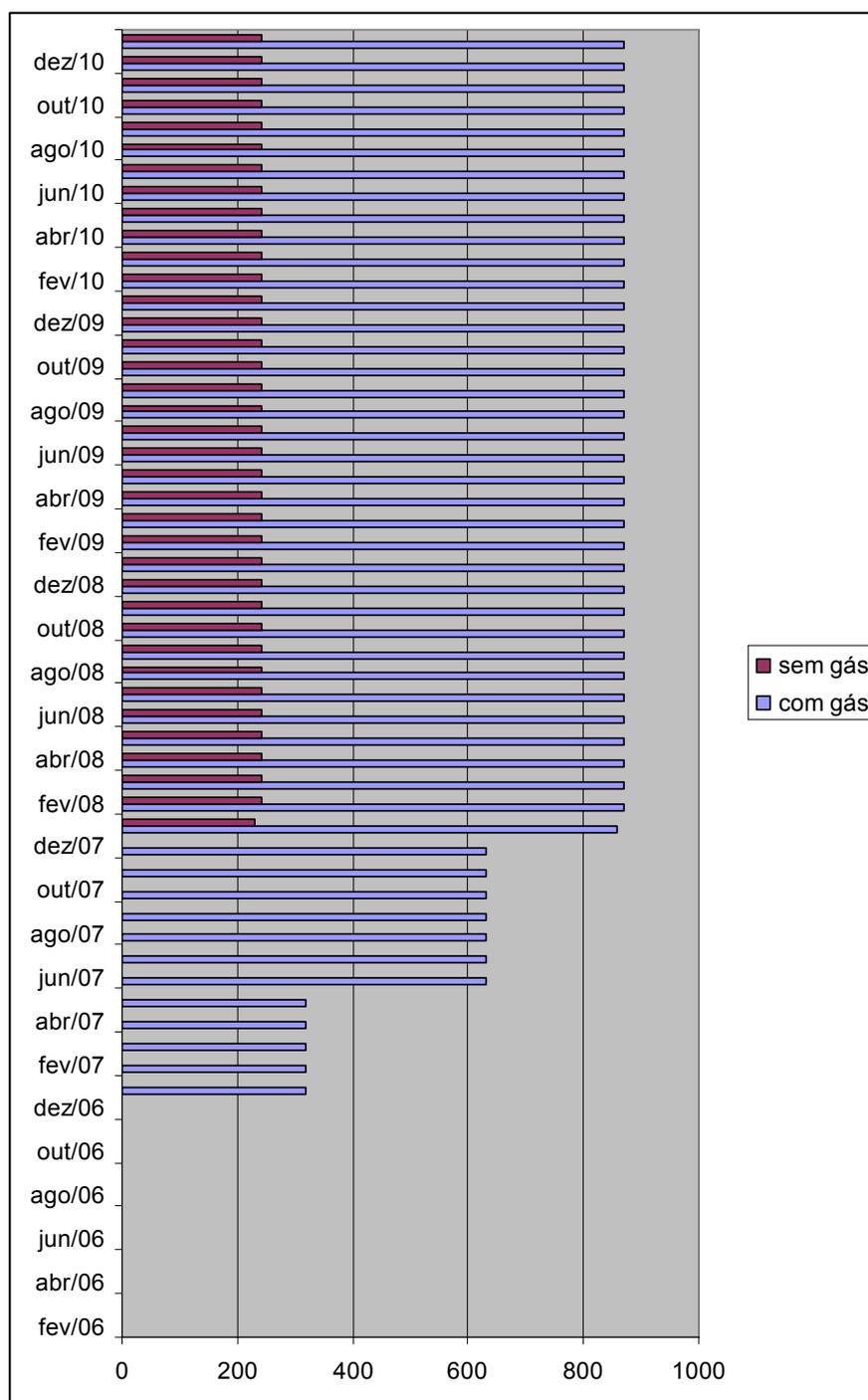
**Figura 50 – Cenários para a expansão de energia térmica no SE/CO**

A Figura 51 mostra o impacto da falta de gás para a para a disponibilidade térmica no Sul:



**Figura 51 – Cenários para a expansão de energia térmica no S**

Finalmente, a **Figura 52** mostra o impacto da falta de gás para a disponibilidade térmica no NE:



**Figura 52 – Cenários para a expansão de energia térmica no NE**

Neste trabalho, a expansão de energia hidráulica foi considerada determinística. Os valores utilizados no planejamento de fevereiro de 2006 pelo ONS estão apontados no anexo 9. Para o planejamento de fevereiro de 2006, o ONS não considerou nenhum incremento na capacidade hidráulica do

subsistema Nordeste. A Figura 53 mostra a evolução da expansão em cada submercado.

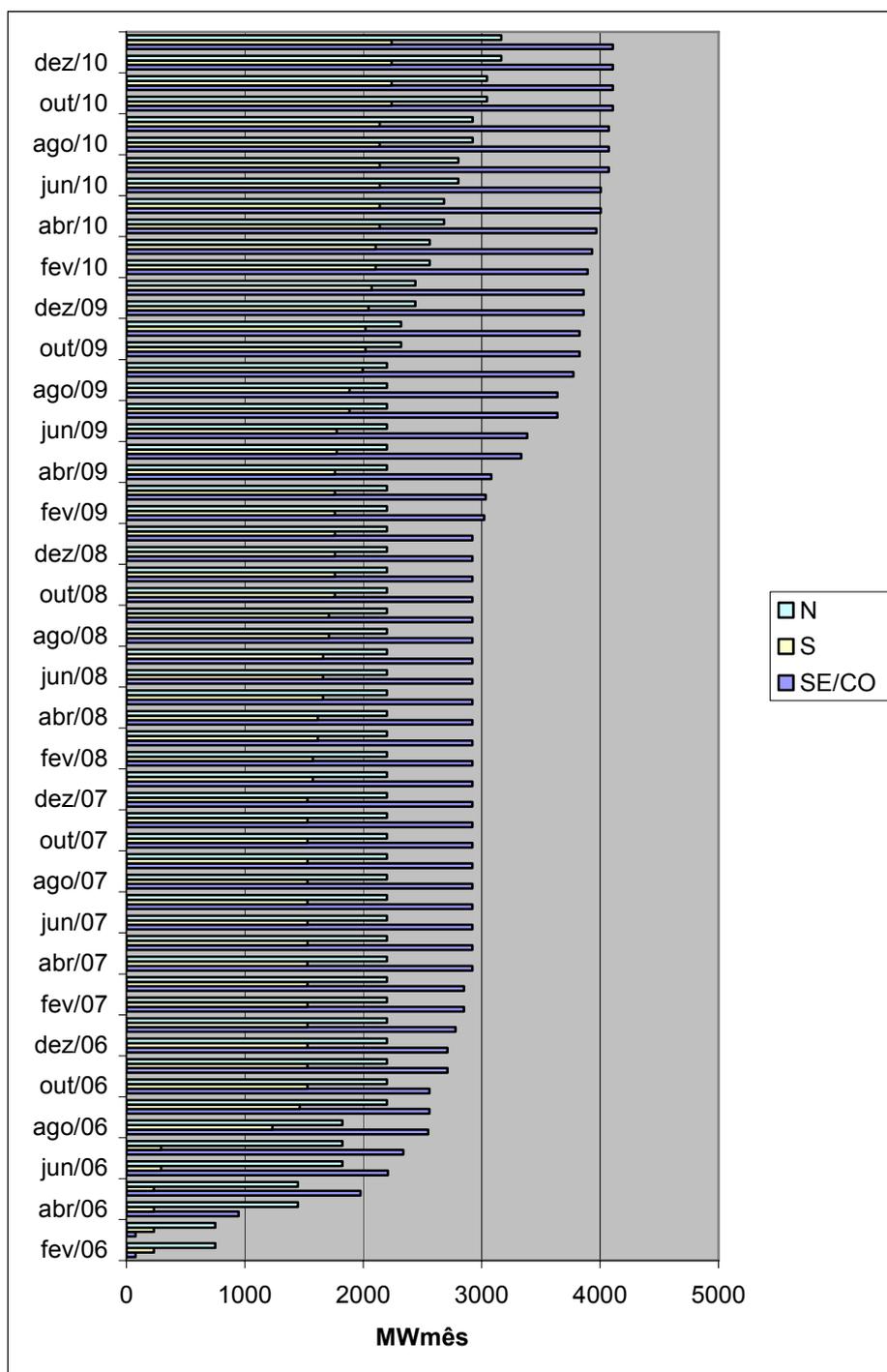


Figura 53 – Expansão Hidráulica

Os coeficientes dos modelos auto-regressivos PAR(p) foram calculados no planejamento de fevereiro de 2006, utilizando-se as séries históricas. Tais coeficientes foram determinados pelas equações de *Yule-Walker*, explanadas no item 0. Os ruídos  $a_t$  foram simulados computacionalmente, através de uma função que gera séries aleatórias, respeitando os valores dos desvios-padrão de cada série, apontados no planejamento do ONS. Os coeficientes auto-regressivos utilizados na determinação das séries sintéticas de afluências de cada subsistema estão apontados no anexo 10.

De posse desses coeficientes e do ruído gerado, é possível, então, gerar os cenários de afluências de cada submercado, através das equações (7.7). Para esse estudo de caso, foram gerados três cenários, para cada submercado.

Para compor a função objetivo, é necessário conhecer os custos das térmicas e os custos dos déficits de cada subsistema. No anexo 11, encontram-se as tabelas com os respectivos valores utilizados no planejamento de fevereiro 2006 – ONS.

Os custos de déficit são segregados em quatro patamares, de acordo com o nível de carga não suprida, conforme a tabela a seguir.

**Tabela 10 – Custos de déficit por submercado por patamar de carga (R\$/MWh) – fonte ONS**

	Patamares			
	1	2	3	4
<b>SUDESTE</b>	855,31	1845,17	3855,85	4381,72
<b>SUL</b>	855,31	1845,17	3855,85	4381,72
<b>NORDESTE</b>	855,31	1845,17	3855,85	4381,72
<b>NORTE</b>	855,31	1845,17	3855,85	4381,72

De posse dos custos das térmicas e dos custos de déficit de cada subsistema, é possível, através da equação (7.10), montar a função objetivo. É importante observar que, como os custos das térmicas mudam ao longo do tempo, a função objetivo é dinâmica. Esse processo está incorporado no modelo desenvolvido computacionalmente.

Agora, devem-se montar as equações referentes às restrições de balanço hídrico, de acordo com as equações (7.11). Para tal, é necessário conhecer os cenários de afluências e os volumes iniciais de cada subsistema.

Por sua vez, os volumes iniciais estão expostos na tabela abaixo:

**Tabela 11 – Volumes Iniciais por Subsistema (MWhês) – Fonte ONS**

SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
130150,3	12775,6	37460,3	10121,8

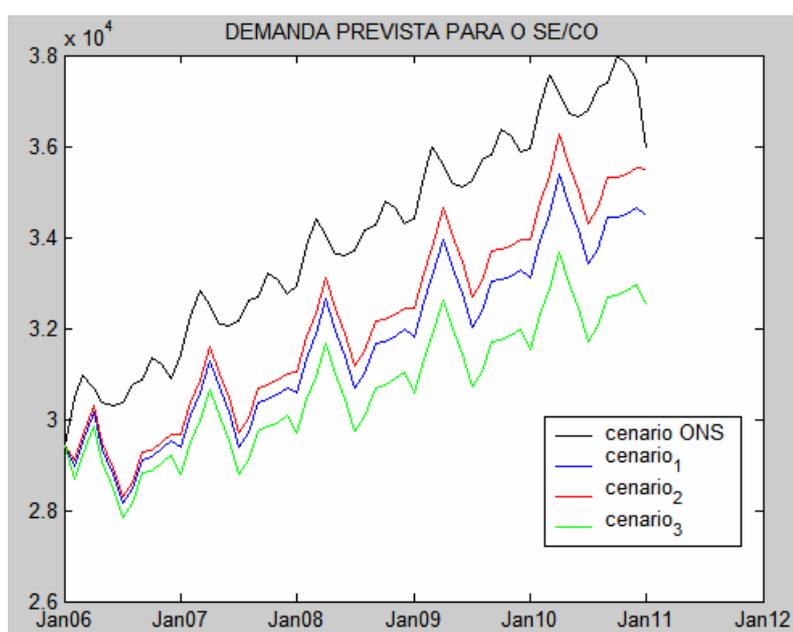
A outra equação de restrição é a referente ao atendimento à demanda (equações (7.13)) e, portanto, deve-se saber qual a demanda a ser atendida por submercado. Conforme comentado, as demandas utilizadas nesse estudo serão as demandas previstas através do estudo de caso 0. Para cada um desses cenários gerados foi feita uma simulação, com o objetivo de mostrar a sensibilidade da operação do sistema e conseqüentemente dos custos em relação à variação da demanda.

Por fim, precisam-se saber quais são os limites das variáveis utilizadas no modelo. O anexo 12 mostra os limites das variáveis: volume final, turbinamento e geração térmica, fornecidos pelo ONS.

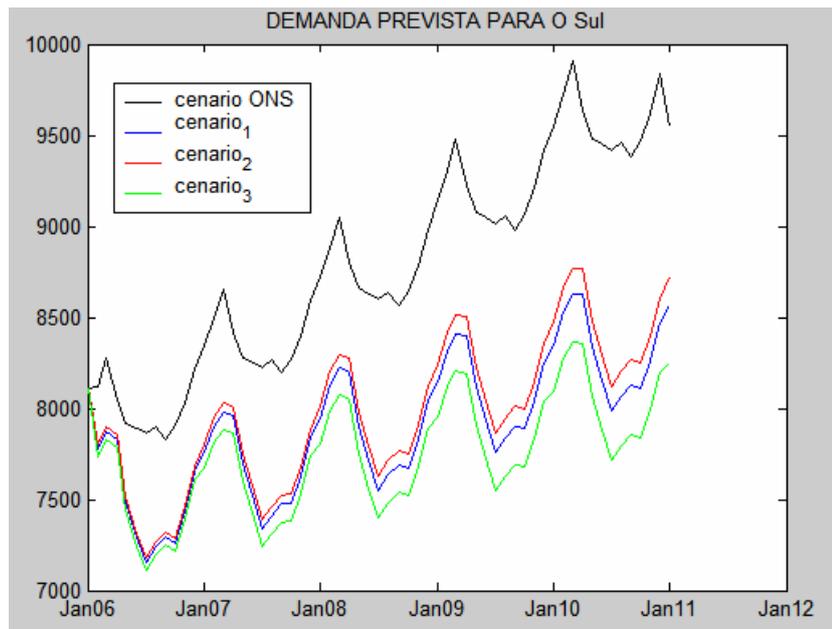
De acordo com as informações referentes aos limites dos intercâmbios presentes nos dados correspondentes ao mês de fevereiro de 2006 e com as simplificações dadas pelas equações (7.19) e (7.20), o anexo 13 disponibiliza os respectivos limites dos intercâmbios **a**, **b**, **c**, **d** e **e**.

O problema formulado acima foi simulado computacionalmente e seus resultados serão apresentados e analisados a seguir.

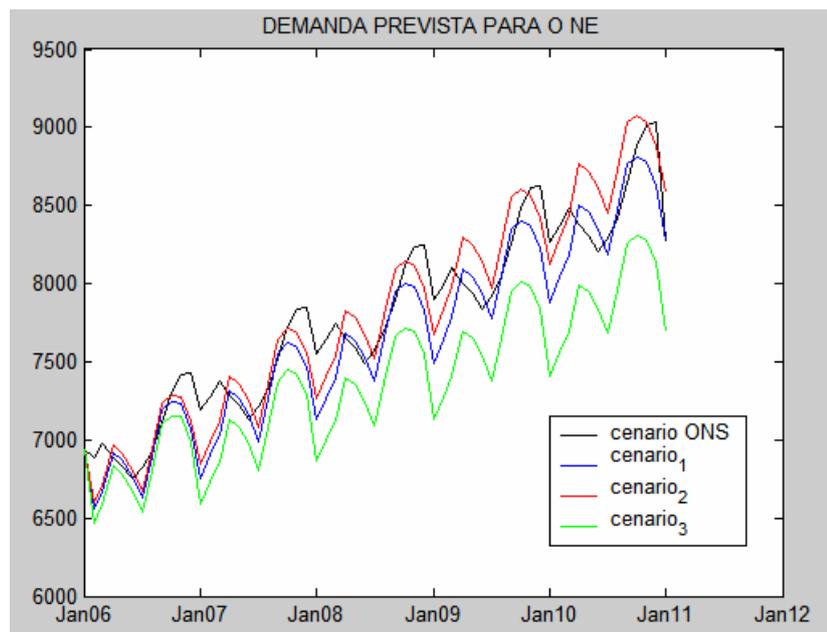
As figuras seguintes descrevem a diferença entre os cenários propostos no capítulo 0 e o cenário utilizado no planejamento do ONS, para cada submercado.



**Figura 54 – Comparação - cenários demanda SE/CO**



**Figura 55 – Comparação - cenários demanda - S**



**Figura 56 – Comparação - cenários demanda - NE**

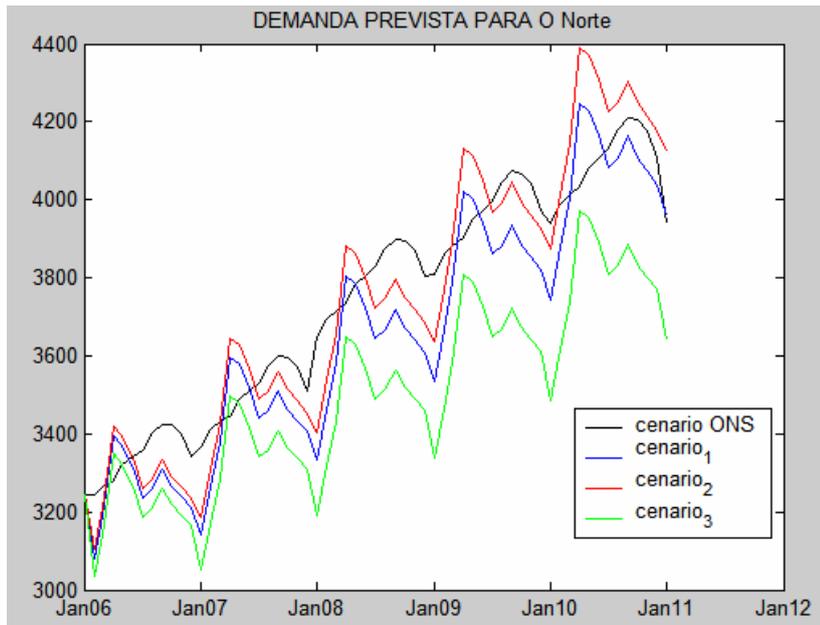


Figura 57 – Comparação - cenários demanda – N

- Cenário de expansão com disponibilidade de gás

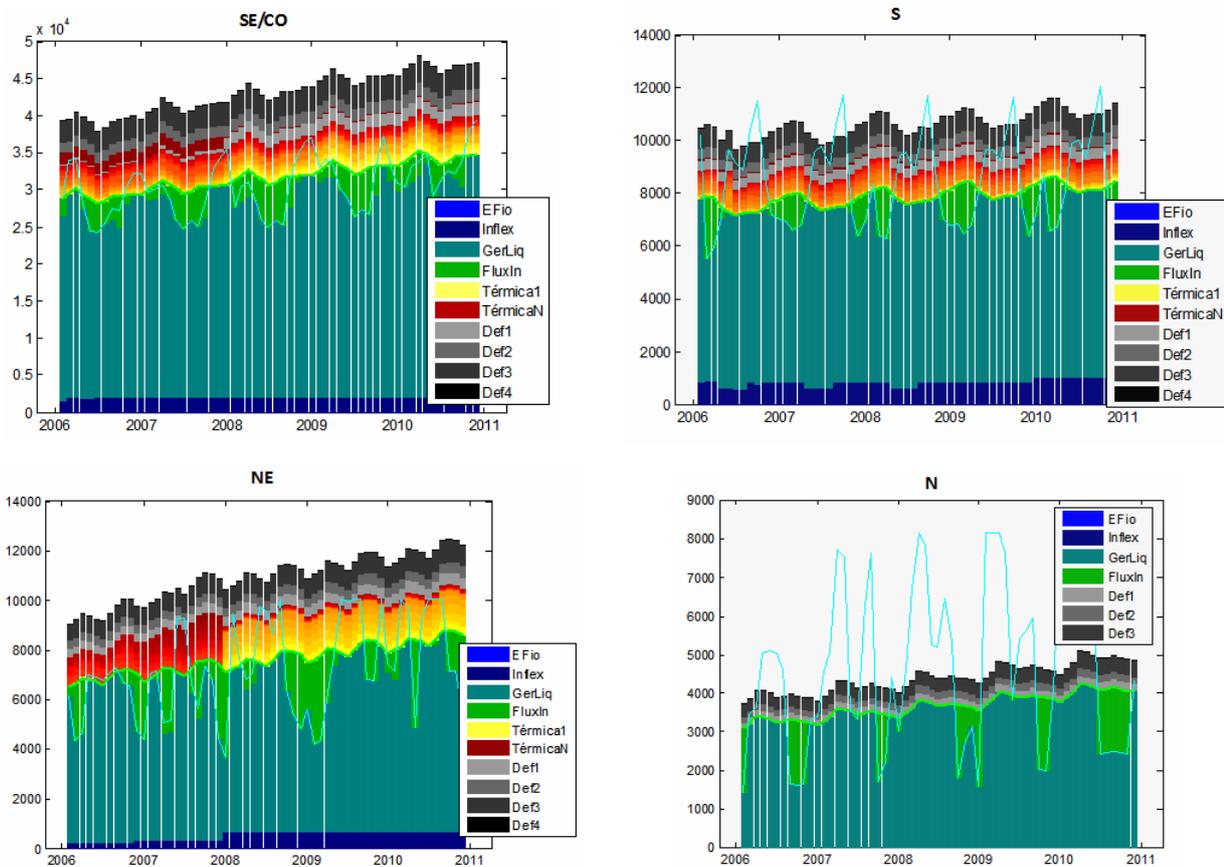


Figura 58 – Operação submercado – cenário 1 de demanda

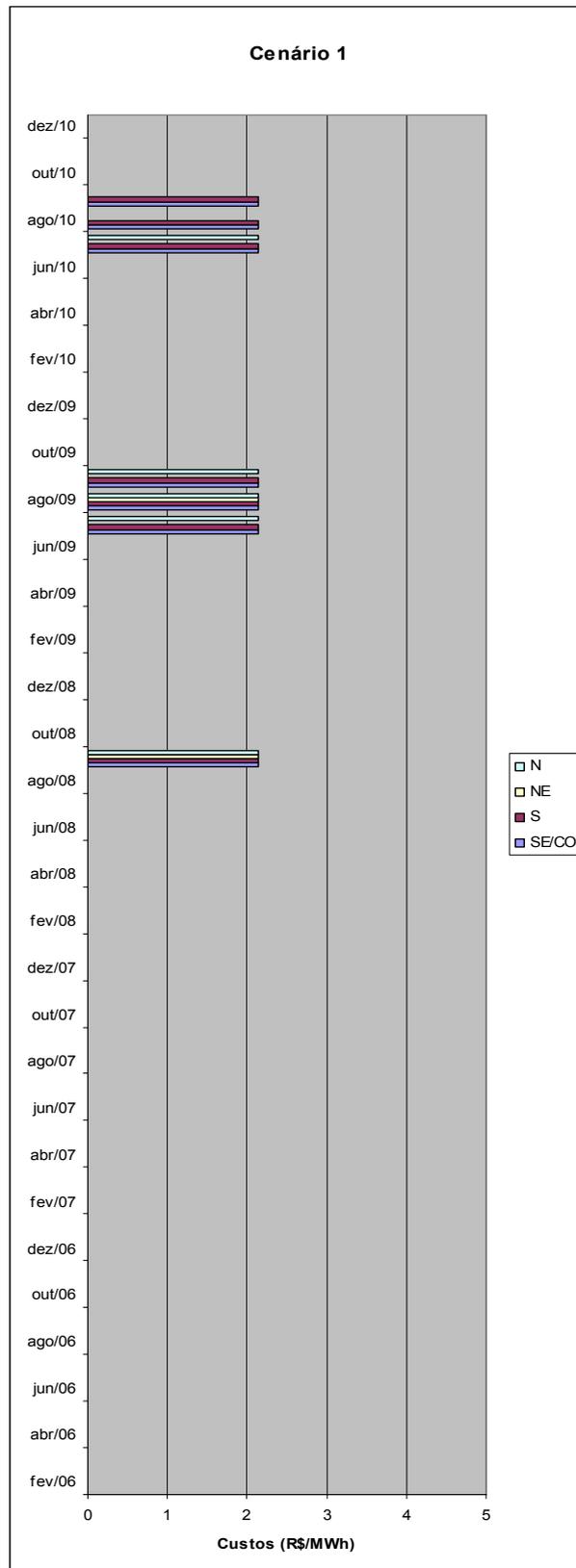


Figura 59 – CMO por submercado – cenário 1 de demanda

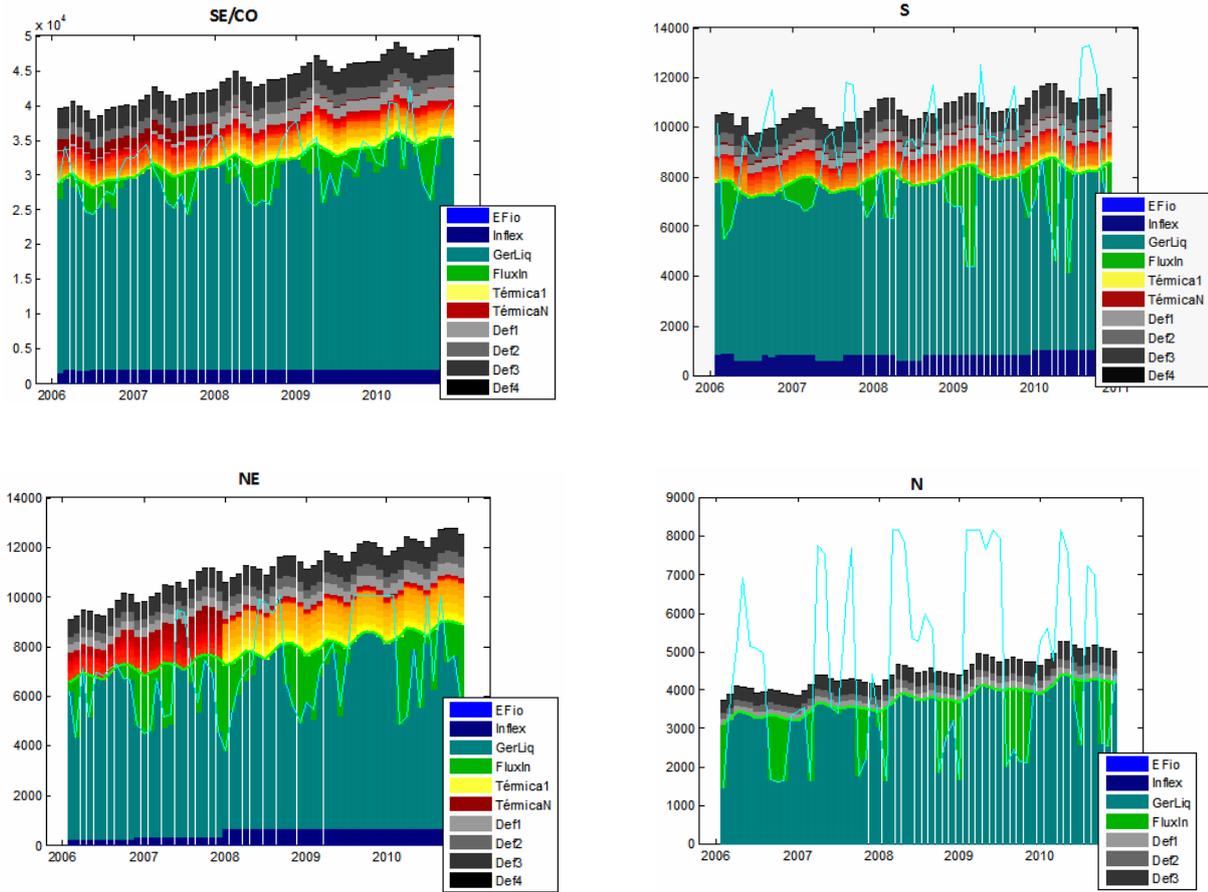
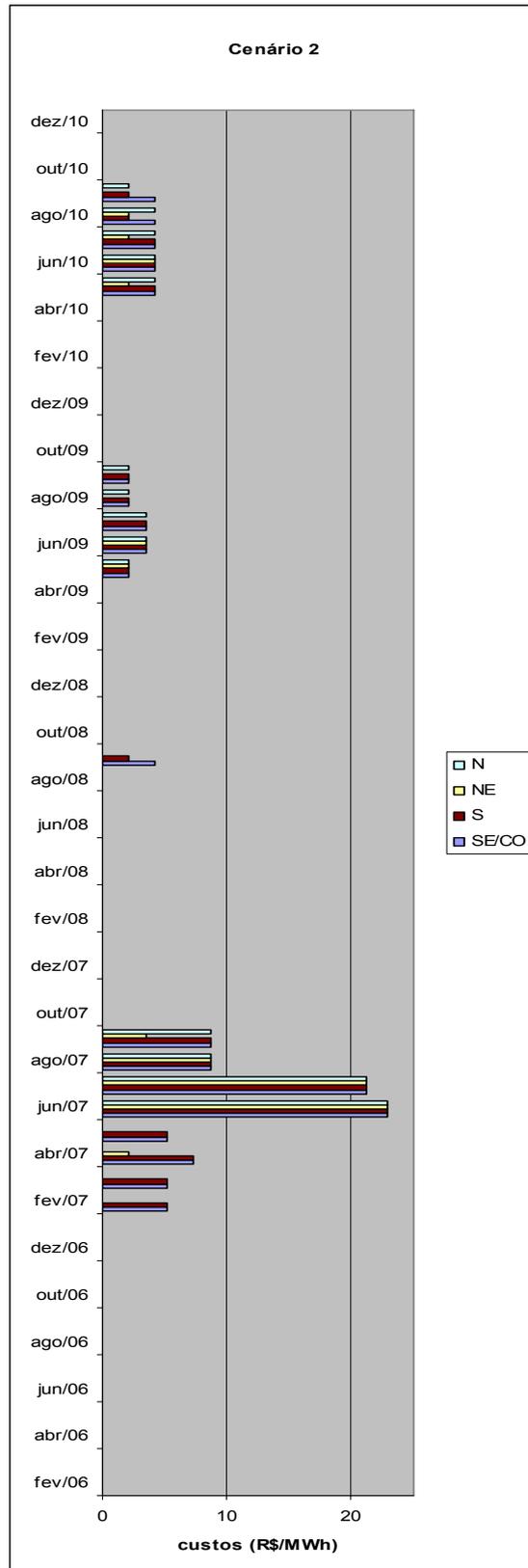


Figura 60 – Operação por submercado – cenário 2 de demanda



**Figura 61 – CMO por submercado – cenário 2 de demanda**

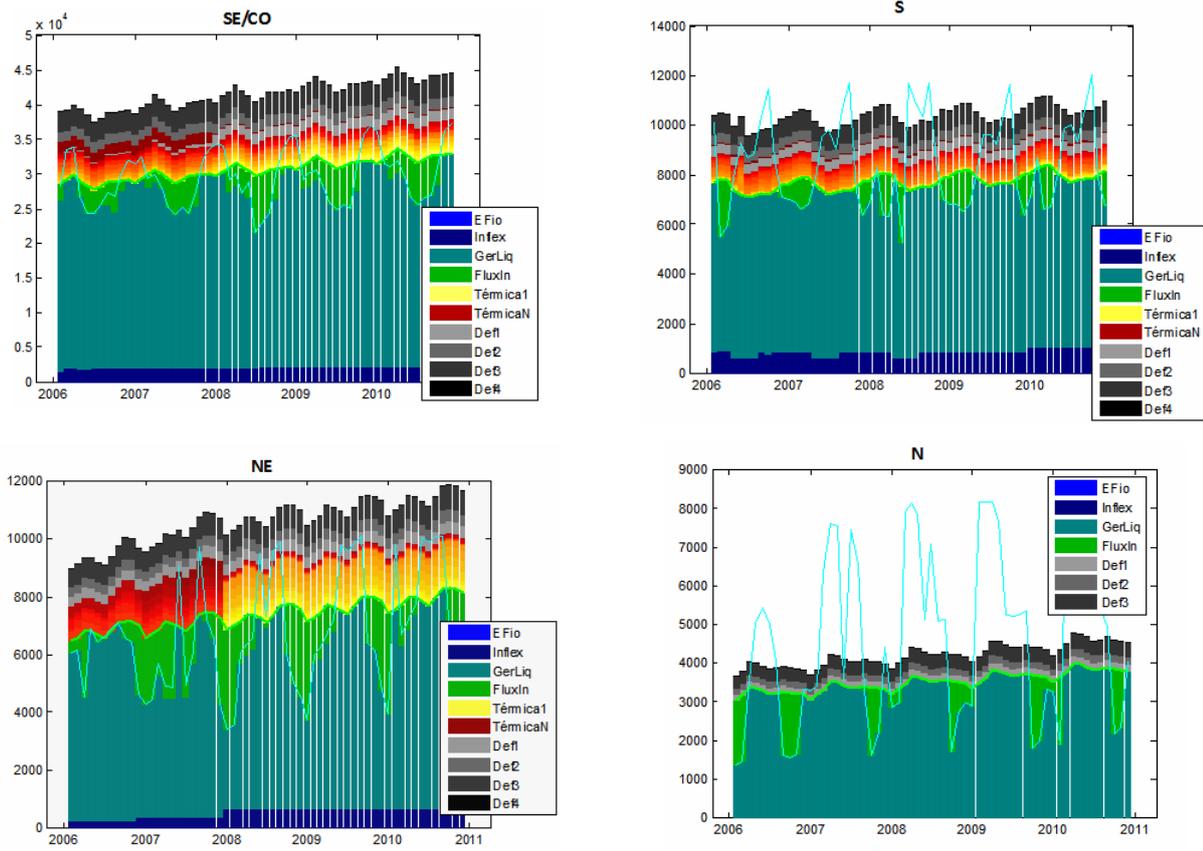
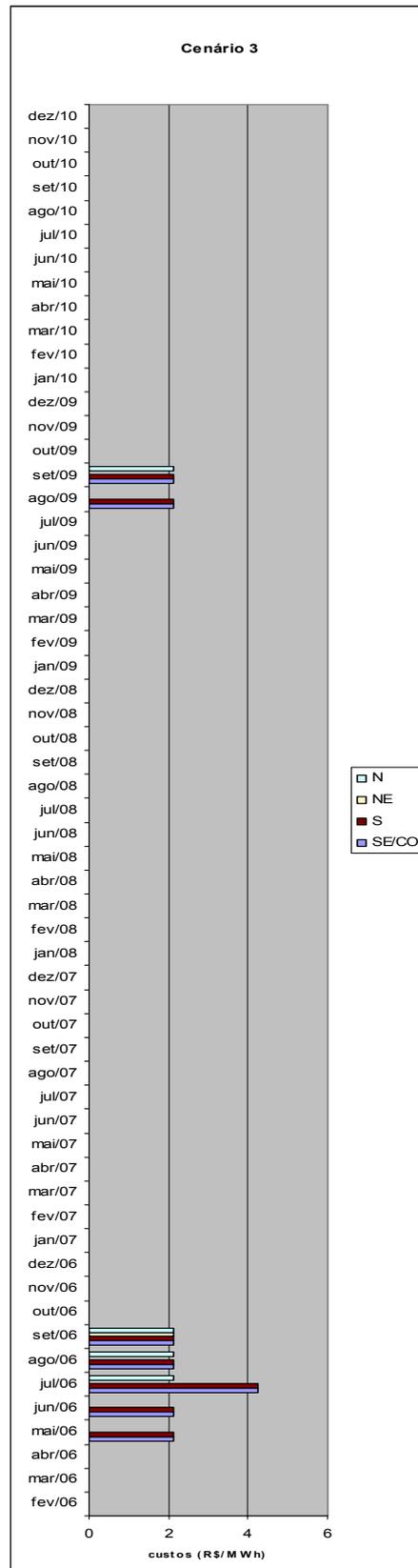


Figura 62 – Operação por submercado – cenário 3 de demanda



**Figura 63 – CMO por submercado – cenário 3 de demanda**

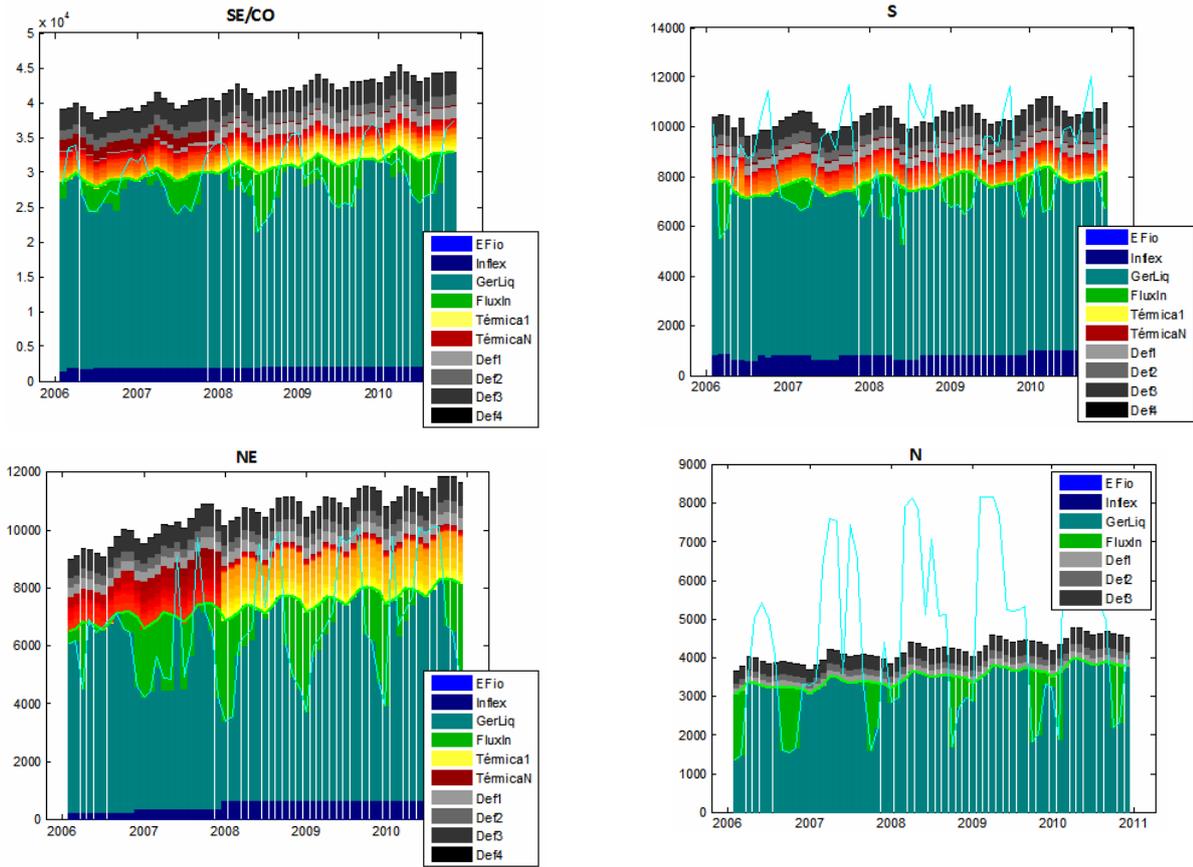


Figura 64 – Operação por submercado – cenário ONS de demanda

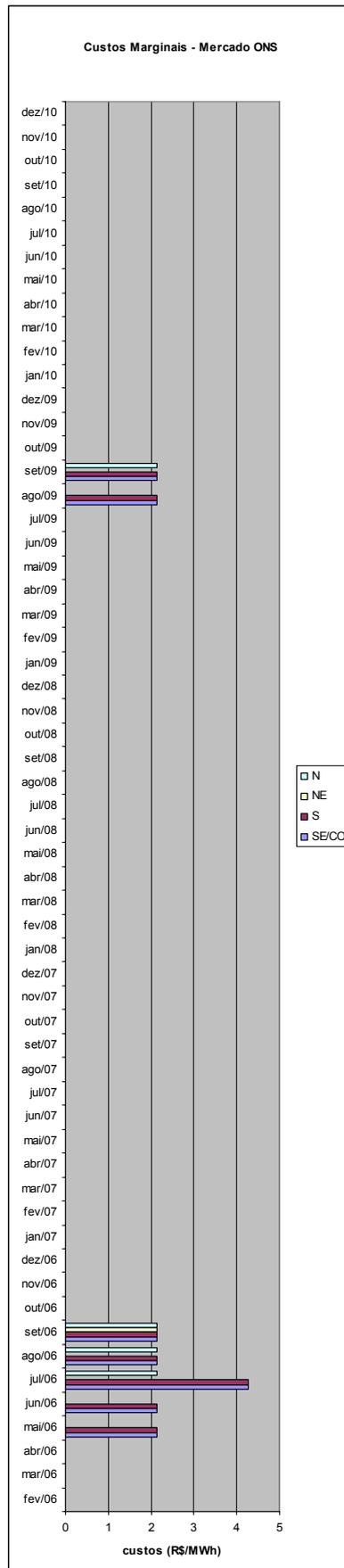


Figura 65 – CMO por submercado – cenário ONS de demanda

Da Figura 58 à Figura 65, pode-se observar o comportamento dos custos marginais de operação, para os três cenários de demanda previstos no capítulo 0 e para o cenário de demanda considerado pelo ONS, considerando disponibilidade de gás.

No cenário de demanda\_1 (demanda de referência), não houve despacho de térmicas. Os custos marginais encontrados, que são menores que o custo da térmica mais barata do sistema, são resultantes da média dos custos entre os três cenários de afluência considerados na otimização. (Como em alguns cenários com as afluências mais altas, o CMO é zero, a média dos custos pode ser menor que o custo unitário da térmica mais barata). Dessa forma, apesar de não ter havido despacho térmico, em alguns momentos, o CMO é diferente de zero, ou seja, para o atendimento de uma carga adicional seria preciso ligar térmicas.

Já no cenário de demanda\_2, apesar da demanda estar mais alta, o sistema também não precisou ligar térmicas (no cenário apresentado), porém também apresentou custos marginais. A diferença é que tais custos já aparecem a partir de 2007 e apresentam-se em valores maiores devido ao fato de que , nos demais cenários houve despacho térmico.

Por sua vez, no cenário demanda\_3 (demanda baixa) não houve despacho de nenhuma térmica. Da mesma forma que no cenário\_1, os custos marginais encontrados, que são menores que o custo da térmica mais barata do sistema, são resultantes da média dos custos entre os três cenários de afluência considerados na otimização.

Por fim, o cenário de demanda\_ONS obteve o mesmo resultado de operação do cenário demanda\_3.

- Cenário de expansão sem disponibilidade de gás

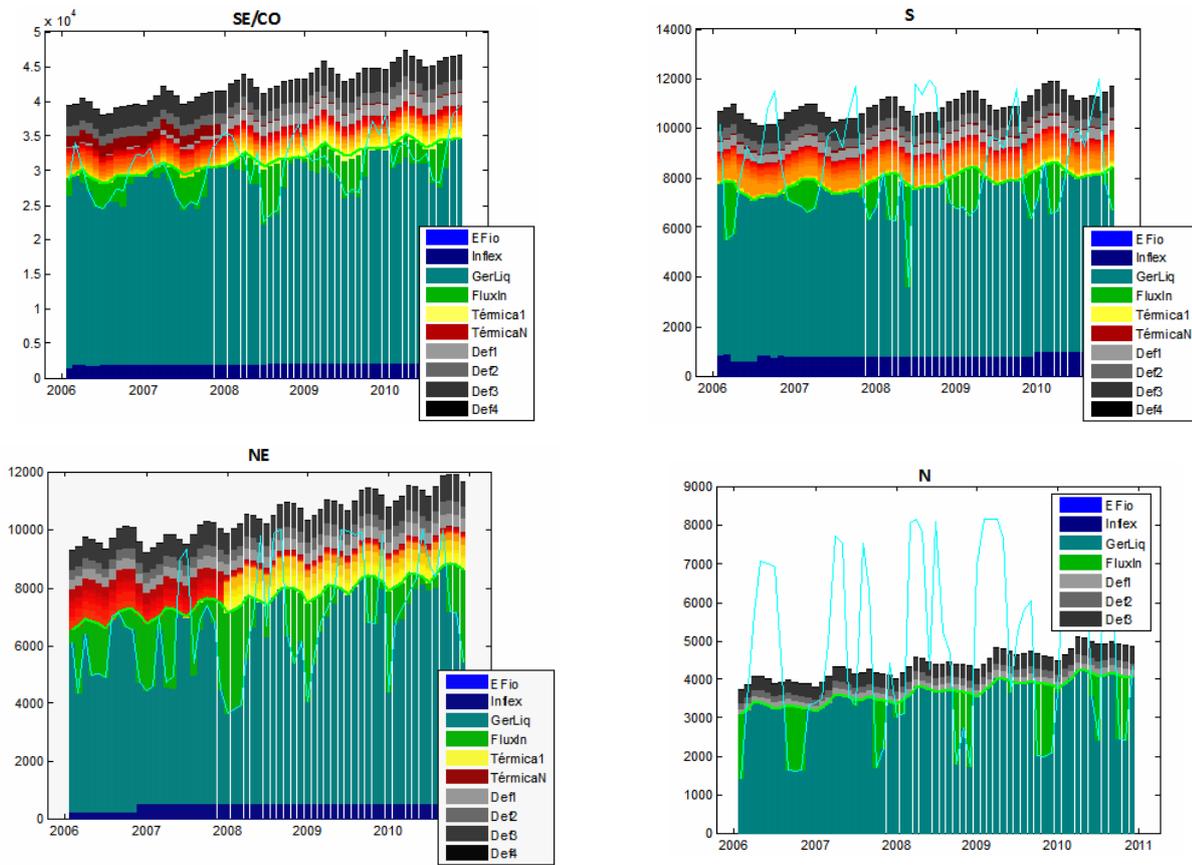


Figura 66 – Operação por submercado – cenário 1 de demanda

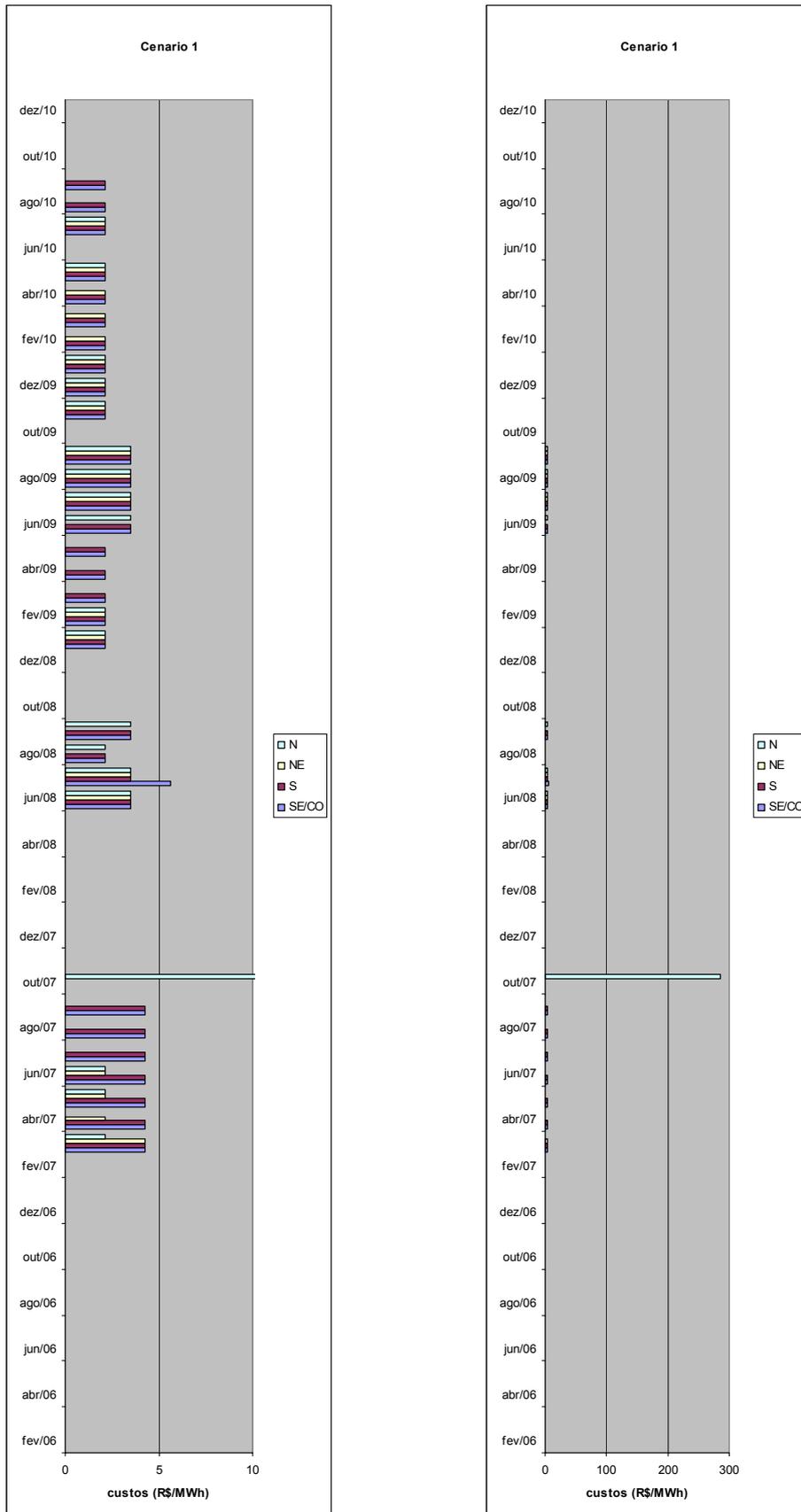


Figura 67 – CMO por submercado – cenário 1 de demanda

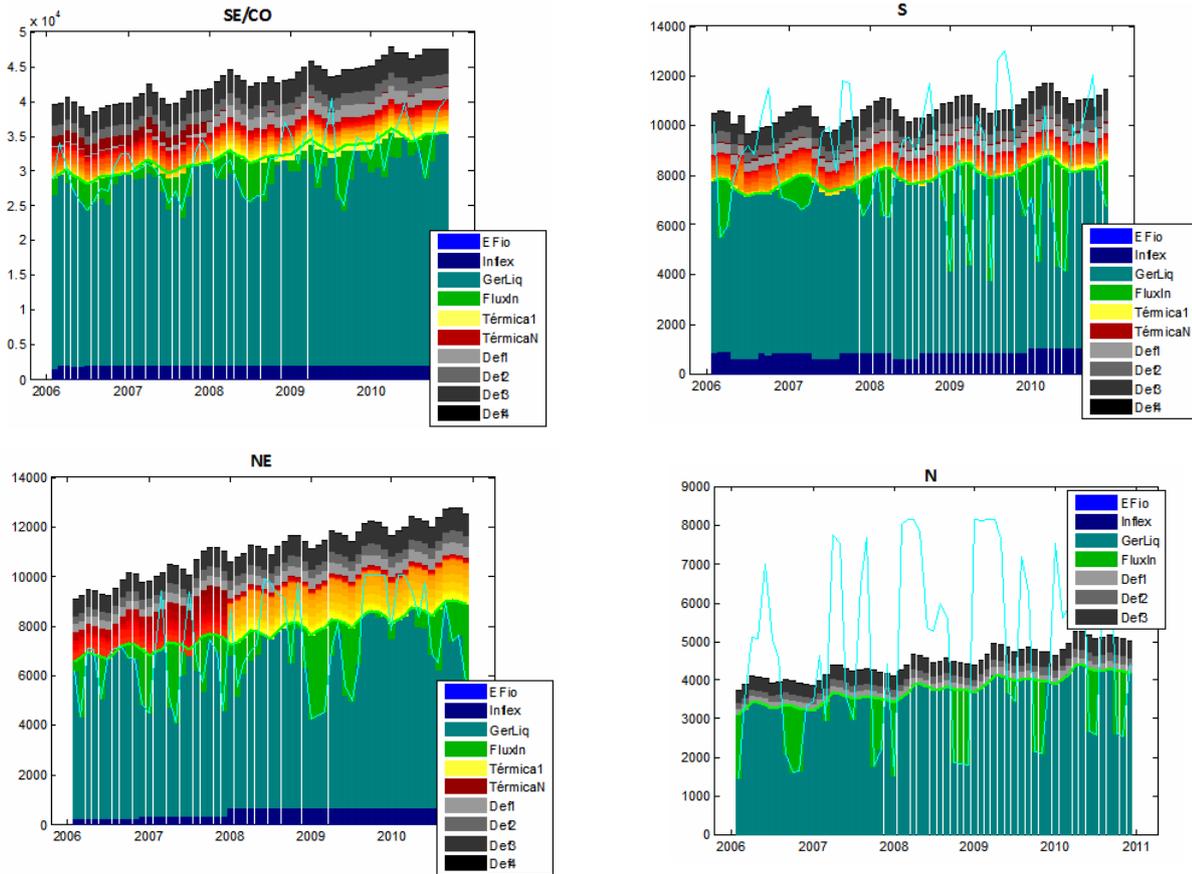


Figura 68 – Operação por submercado – cenário 2 de demanda

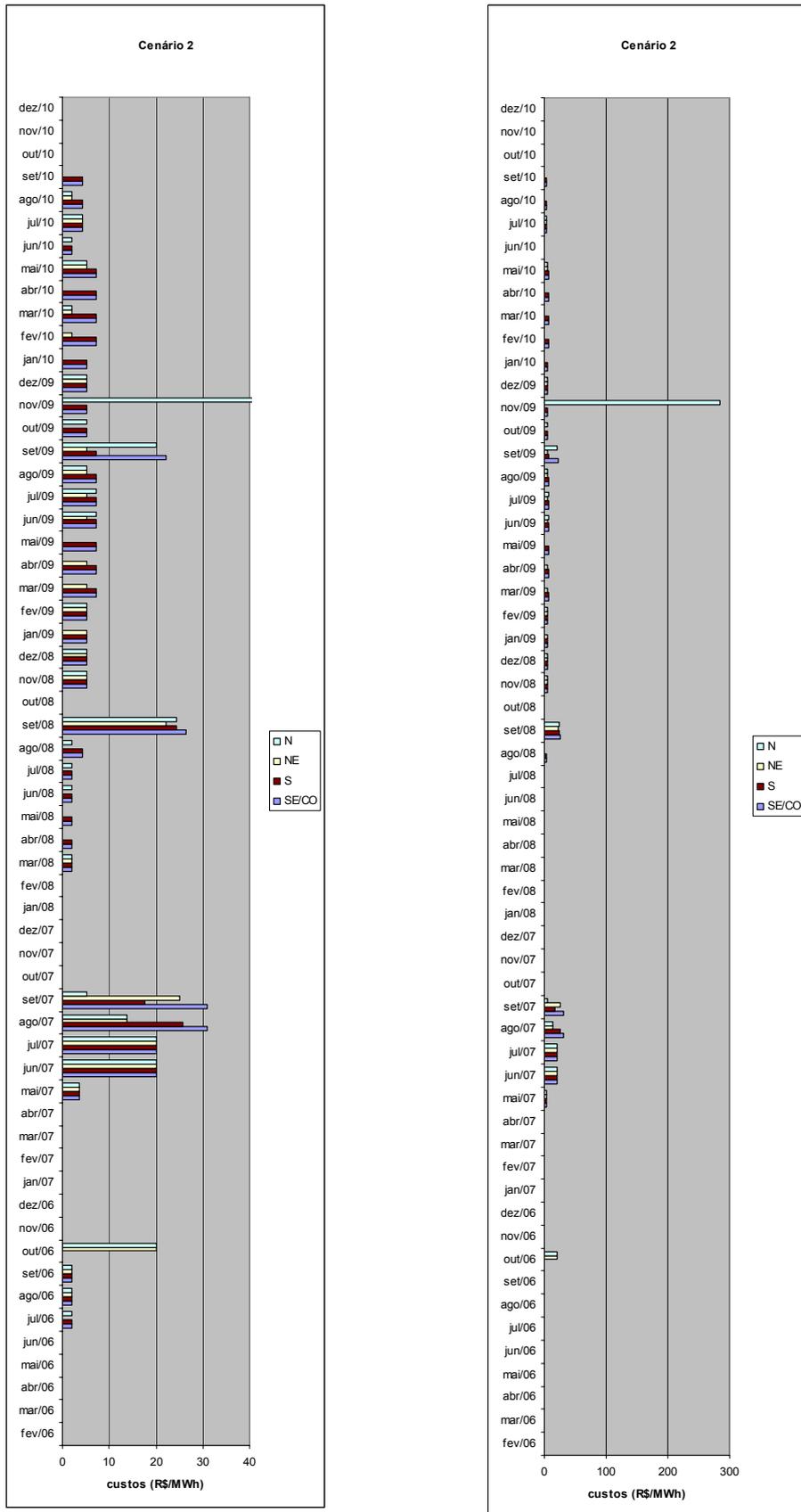


Figura 69 – CMO por submercado – cenário 2 de demanda

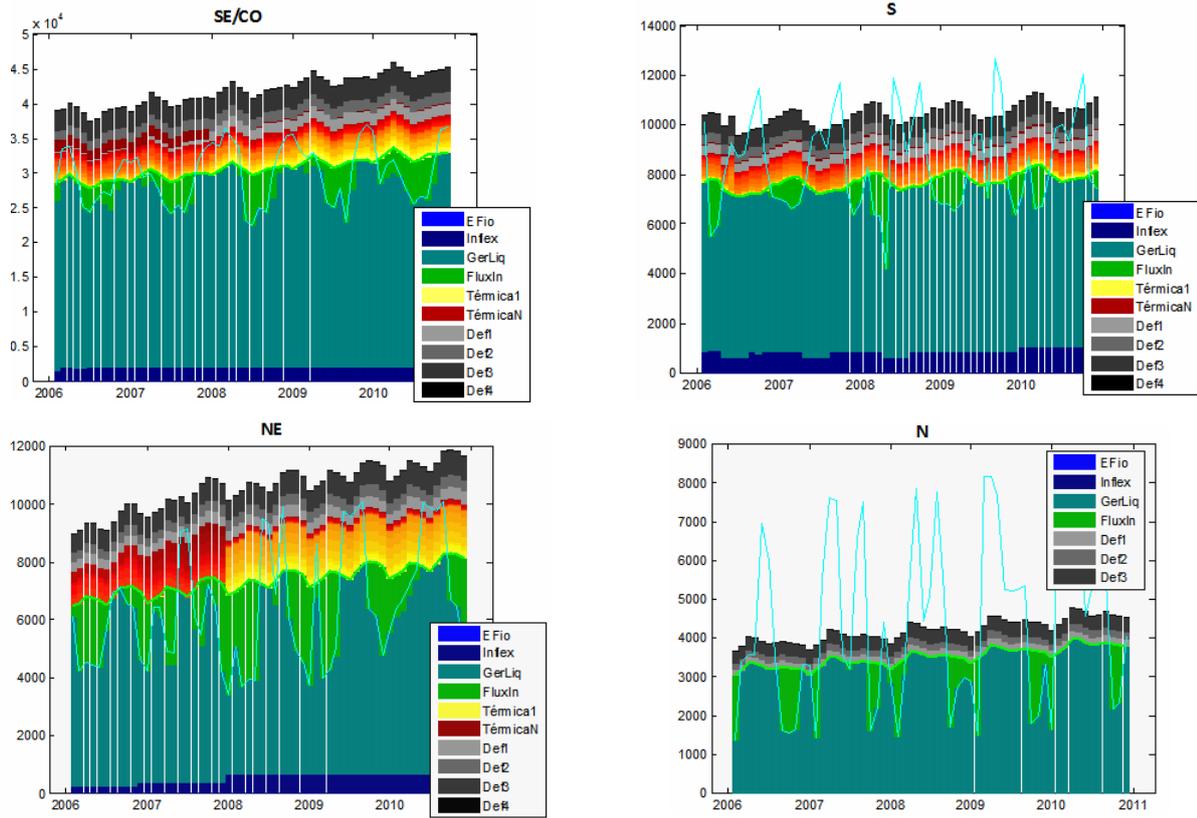


Figura 70 – Operação por submercado – cenário 3 de demanda

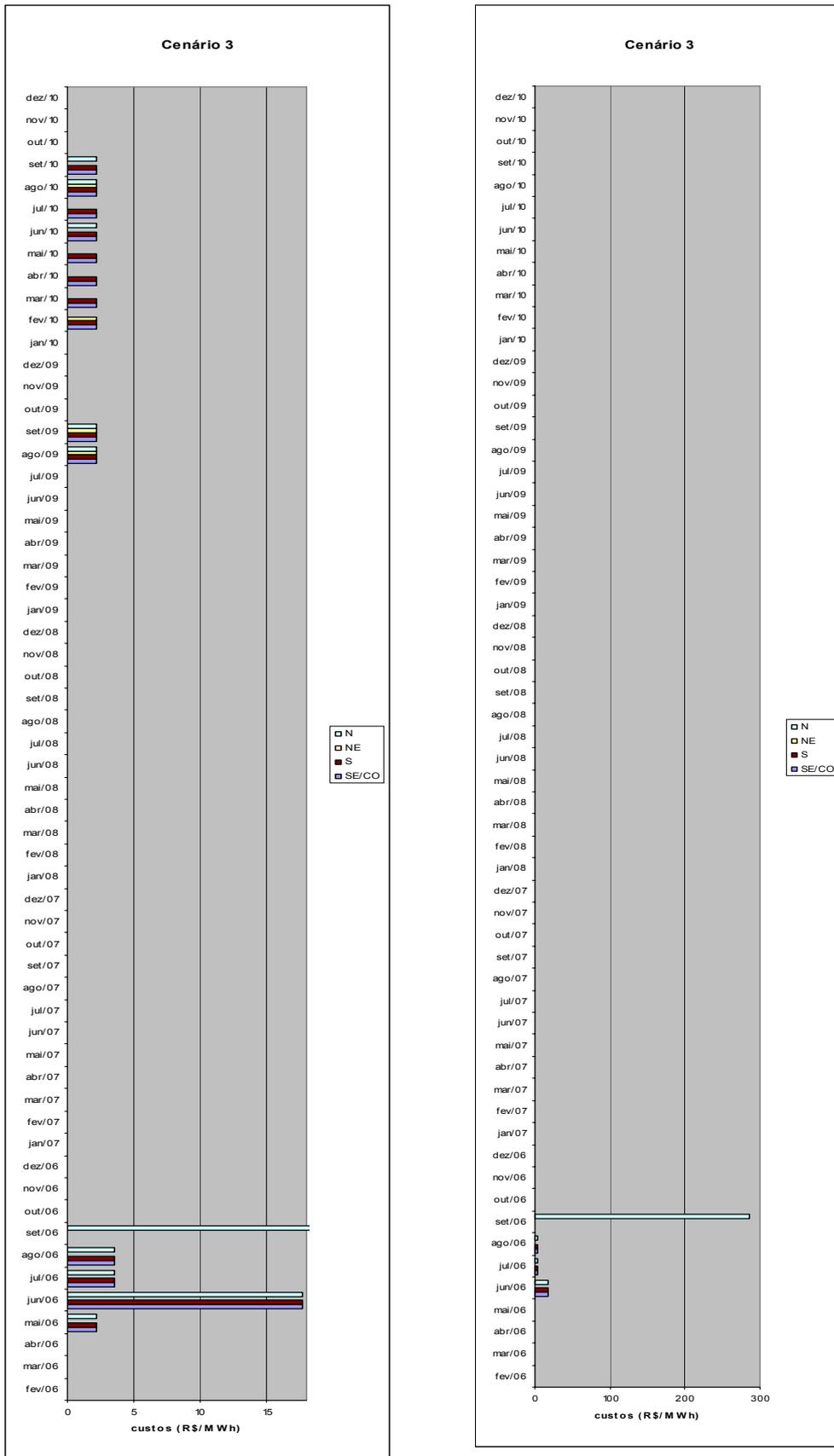


Figura 71 – CMO por submercado – cenário 3 de demanda

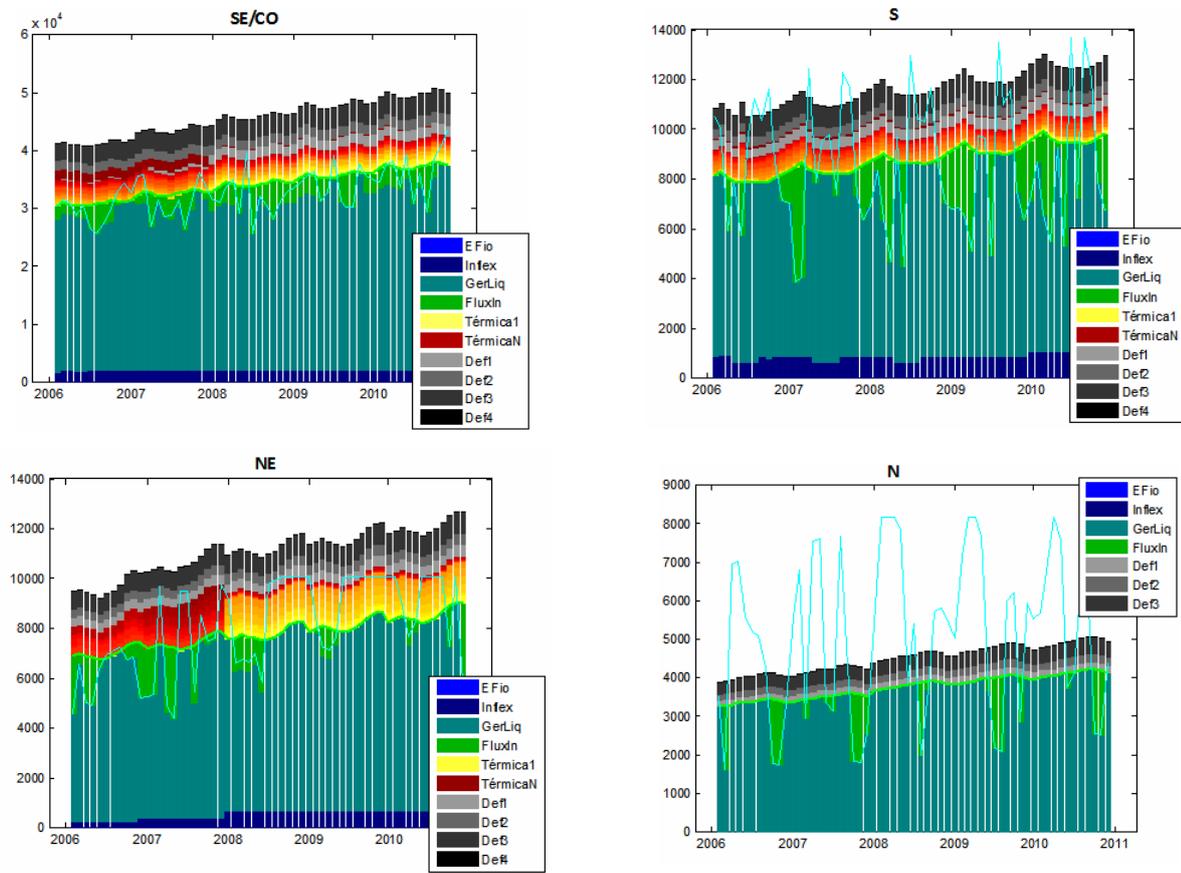


Figura 72 – Operação por submercado – cenário ONS de demanda

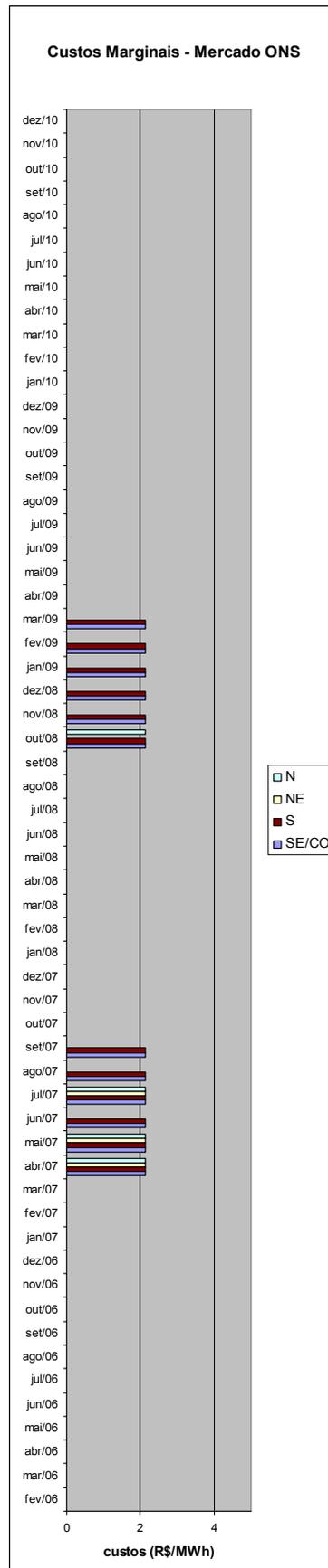


Figura 73 – CMO por submercado – cenário ONS de demanda

Da Figura 66 à

Figura 71, observa-se o comportamento dos custos marginais de operação, para os mesmos cenários considerados anteriormente, entretanto, considerando indisponibilidade de gás.

No cenário demanda\_1, existe um custo alto no submercado Norte, que não está “arrastado” por um outro submercado, ou seja, sua linha de intercâmbio está operando no limite e, portanto, não adiantaria ter geração em qualquer um dos demais submercados que o déficit ocorreria do mesmo jeito no Norte.

No cenário demanda\_2, houve despacho térmico praticamente direto no SE/CO. Continua a existência de um custo "marginalizado" de déficit no norte.

Já no cenário demanda\_3, bem como no cenário de demanda\_1, existe um custo "marginalizado" de déficit no norte. Nos outros submercados, não há despacho térmico, mas custos marginais em determinados períodos.

Por fim, no cenário de demanda do ONS, apesar de não ter havido despacho térmico, em alguns momentos, o CMO é diferente de zero, ou seja, para o atendimento de uma carga adicional foi preciso ligar térmicas.

## 7.7

### **Observação Importante**

É interessante notar a descontinuidade dos custos marginais do sistema evidenciada em algumas das situações estudadas. Em princípio, esta descontinuidade não é coerente teoricamente, já que o modelo seria capaz de “trazer ao presente” os custos futuros de operação, e o valor da água presente deveria ser igual ao da térmica evitada no futuro. A descontinuidade nos custos marginais só seria possível, em princípio, em caso de completo deplecionamento ou enchimento dos reservatórios, gerando uma “quebra” na continuidade da operação e a impossibilidade de guardar recursos hídricos (água) para utilização futura.

Esta análise, correta do ponto de vista da otimização, nem sempre se verifica, na prática, em resultados oriundos de modelos de decomposição matemática. O motivo é simples: a decomposição garante unicamente a convergência nos custos de operação, e não nos custos marginais; mais ainda, a decomposição garante unicamente a otimalidade do primeiro estágio; não há garantia alguma que as soluções dos estágios seguintes sejam ótimas: pode-se apenas assegurar a sua viabilidade. Este fato, freqüentemente experimentado pelo setor, é responsável pela conhecida instabilidade nos custos marginais e

conseqüentemente nos preços da energia no sistema. Fica a sugestão de um exame mais detalhado desta característica – e conseqüentes impactos nos preços setoriais – em trabalhos futuros.

## 8

### Conclusão

Esta dissertação analisa a estrutura de formação de preços de energia elétrica no mercado brasileiro, ainda não totalmente absorvida pelos Agentes do setor. Através desta análise, foi possível apontar as variáveis que são fundamentais para a determinação dos preços: a expansão, a demanda e as afluições hidrológicas.

Observou-se, também que, o modelo setorial atual calcula os custos de energia com base na teoria marginalista, considerando determinísticas as informações de demanda e expansão.

Neste trabalho, foram propostas modelagens estocásticas para o tratamento destas variáveis, de forma a analisar e mensurar o impacto que suas incertezas têm sobre a determinação dos custos de energia.

Os cenários de demanda por submercados foram analisados através da decomposição linear de cada série histórica em função do PIB e da temperatura média históricos. De posse de cada decomposição, os cenários foram gerados através das projeções das suas variáveis explicativas (PIB e temperatura média).

É importante ressaltar que, para os fins desta dissertação, as projeções das respectivas temperaturas médias foram feitas considerando que elas se repetem, o que pode não ser realista. Sugere-se, que para uma previsão de demanda ainda mais apurada, se desenvolva um modelo de previsão de temperatura.

A idéia de desenvolver um modelo de expansão (capítulo 0) é estimar os custos de energia a longo prazo. O modelo está baseado na análise de fluxo de caixa. Aplica-se o conceito de valor presente líquido para determinar o ponto de equilíbrio em que as despesas se igualam às receitas (*break-even*). Este ponto de equilíbrio nada mais é do que o preço mínimo que o investidor deverá aplicar para garantir a remuneração de seu capital. Este preço é o custo de energia nova, associada às usinas ainda não construídas. Pode-se observar que o nível deste custo está compatível com o mercado, quando observamos os custos marginais como sinalizadores. Ou seja, ao observarmos CMOs maiores que o custo de energia nova, verifica-se a viabilidade da usina.

Os cenários de afluições foram gerados segundo o modelo setorial, utilizando-se um modelo auto-regressivo periódico, que representa a dinâmica

das vazões de cada subsistema. Outra abordagem a este problema seria uma modelagem climatológica para a estimativa das afluições futuras, através de variáveis explicativas (umidade, chuvas, etc.).

Para as simulações feitas neste trabalho, foram considerados dois cenários de expansão: com disponibilidade de gás e sem disponibilidade de gás. A composição desses cenários foi baseada no cronograma de expansão proposto pelo ONS em fevereiro de 2006.

De posse desses cenários, pode-se mensurar o impacto que a variação de cada elemento formador (demanda, expansão e afluições) tem sobre os custos de energia. Pode-se, então, observar como as incertezas destas variáveis podem gerar grandes impactos nos custos marginais e, conseqüentemente, nos custos futuros de energia elétrica.

## Bibliografia

1. ANEEL - [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).
2. Bazaraa, M.S., J.J. Jarvis, and H.D. Sherali, Linear Programming and Network Flows. 1990, John Wiley & Sons.
3. Benders, J.F., Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. 1962, *Revista Numerisch Mathematic*. p. 238-252.
4. CCEE, O Mercado Atacadista de Energia Elétrica 2003.
5. CEPEL, Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual do Usuário. 2004.
6. CEPEL, Projeto Newave - Modelo Estratégico de Geração Hidrotérmica a Subsistemas Equivalentes - Manual de Referência 2004.
7. EIA, Assumptions to the Annual Energy Outlook 2006. 2006.
8. Engenho, Modelo para a Previsão de Carga a Curto e Médio Prazo - Relatório Técnico, 2006.
9. Engenho, Modelo e Plataforma para a Previsão de Preços Futuros de Energia - Relatório Técnico, 2006.
10. EPE, Relatório Analítico Projeções do Mercado de Energia Elétrica 2005-2015. 2005.
11. IBGE, [www.ibge.gov.br](http://www.ibge.gov.br).
12. L.E.Franks, Signal Theory. 1969, Prentice Hall.
13. Merrill, H.M. and B.W. Erickson, Wheeling rates based on marginal-cost theory Power Systems, *IEEE Transactions: Power Technology*. Inc., Schenectady, NY.
14. National Oceanic & Atmospheric Administration (NOAA) - [www.noaa.gov](http://www.noaa.gov).
15. ONS - [www.ons.com.br](http://www.ons.com.br).
16. Papoulis, A., Probability, Random Variables and Stochastic Processes, McGraw Hill
17. Pereira, M.V.F. and L.M.V.G. Pinto, Stochastic Optimization of a Multireservoir Hydroelectric System: A Decomposition Approach. 1985, *Water Resources Research*. p. 779-792.
18. Pires, J.R.C., P.S.F. Barbosa, and T. Yoneyama, Modelagem do Custo Marginal da Energia Elétrica em Função do Nível de Armazenamento nos

Reservatórios, Grupo de Estudos de Operação de Sistemas Elétricos – GOP. 2005, XVIII SNPTE.

19. Viniotis, Y., Probability and Random Processes for Electrical Engineers 1998, McGraw Hill
20. L. Macêdo, J. Szczupak, “Climatological Analysis: a Fast Nonlinear Signal Filtering Approach”, in International Symposium on Circuits, Signals and Systems – ISCSS, Romania, 2007
21. J. Szczupak, L. Pinto, L. Macêdo, J.Pascon, R. Semolini, M. Inoue, C.Almeida, F. Almeida, “Load Modeling and Forecast based on a Hilbert Space Decomposition” in IEE PES General Meeting, 2007
22. L. Pinto, R. Maia, L. Tsunehiro, J. Szczupak, B. Dias, “Risk Management – beyond Risk Analysis”, in International Symposium on Circuits and Systems – ISCAS, May 2007
23. L. Pinto, J. Szczupak, B. Dias R. Maia, L. Tsunehiro, “An Innovative Approach for the Optimum Portfolio: Risk Control instead of Risk Management”, CIRED, Viena 2007

## Anexo 1

**Tabela 12 – Séries históricas de demanda por submercados [15]**

<b>data</b>	<b>SE/CO (MWhês)</b>	<b>S (MWhês)</b>	<b>NE (MWhês)</b>	<b>N (MWhês)</b>
jan-03	25697,44	7029,98	6152,37	2611,27
fev-03	27511,89	7360,91	5970,13	2670,97
mar-03	26393,25	7080,43	5833,34	2712,74
abr-03	26241,68	6804,05	5987,99	2774,45
mai-03	25358,82	6597,39	5919,62	2846,97
jun-03	25329,69	6572,2	5734,5	2862,79
jul-03	25317,64	6656,9	5783,53	2745,87
ago-03	25466,03	6566,82	5922,73	2610,08
set-03	26241,34	6773,03	6153,36	2666,07
out-03	26860,06	6883,84	6332,56	2686,89
nov-03	26804,63	6945,78	6312,73	2872,8
dez-03	26662,94	6831,3	6388,42	2829,3
jan-04	26275,93	7205,92	5975,14	2866,97
fev-04	26801,95	7394,34	5939,7	2846,26
mar-04	27520,84	7639	6199,61	2922,58
abr-04	27323,35	7421	6209,77	2924,74
mai-04	26606,33	6960,73	6168,94	2988,83
jun-04	26579,06	7052,92	6000,59	2997,6
jul-04	26657,7	7071,39	6037,75	2991,48
ago-04	27178,63	7112,19	6222,63	3014,82
set-04	28422,34	7229,8	6442,17	3042,84
out-04	27771,5	7058,35	6599,13	3033,29
nov-04	28190,85	7250,29	6704,37	3026,49
dez-04	27695,44	7451,36	6734,78	3022,02
jan-05	27829,38	7812,91	6701,02	2982,25
fev-05	28324,55	8038,74	6666,22	2991,04
mar-05	29329,89	8175,19	6774,05	3041,24
abr-05	29611,06	7702,2	6731,56	3043,1
mai-05	27852,87	7314,05	6551,29	3112,13
jun-05	27921,1	7396,15	6391,43	3126,66
jul-05	27217,24	7124,24	6409,13	3026,75
ago-05	28499,2	7286,83	6571,49	3134,21
set-05	28242,87	7199,53	6797,35	3169,68
out-05	29025,85	7329,7	6893,17	3165,03
nov-05	28258,17	7616,72	6968,13	3207,02
dez-05	28163,8	7724,79	6884,55	3215,39
jan-06	29410,87	8110,89	6932,53	3242

## Anexo 2

**Tabela 13 – Histórico do PIB nacional [11]**

<b>datas</b>	<b>PIB (1990=100)*</b>	<b>Sazonalidade</b>
01/01/03	128,56	0,95
01/02/03	130,15	0,97
01/03/03	131,74	0,98
01/04/03	135,92	1,01
01/05/03	134,99	1,00
01/06/03	134,06	0,99
01/07/03	137,35	1,02
01/08/03	137,81	1,02
01/09/03	138,27	1,03
01/10/03	136,79	1,01
01/11/03	136,43	1,01
01/12/03	136,07	1,01
01/01/04	133,23	0,94
01/02/04	135,36	0,96
01/03/04	137,49	0,97
01/04/04	143,20	1,01
01/05/04	141,86	1,00
01/06/04	140,52	0,99
01/07/04	144,89	1,02
01/08/04	145,92	1,03
01/09/04	146,95	1,04
01/10/04	144,11	1,02
01/11/04	142,86	1,01
01/12/04	141,61	1,00
01/01/05	136,40	0,94
01/02/05	139,14	0,96
01/03/05	141,88	0,98
01/04/05	147,46	1,02
01/05/05	147,53	1,02
01/06/05	147,60	1,02
01/07/05	146,51	1,01
01/08/05	147,31	1,02
01/09/05	148,11	1,02
01/10/05	146,18	1,01
01/11/05	144,91	1,00
01/12/05	143,64	0,99

## Anexo 3

**Tabela 14 – Temperaturas mensais médias do submercado SE/CO [14]**

<b>Datas</b>	<b>Belo Horizonte</b>	<b>Brasília</b>	<b>Campo Grande</b>	<b>Cuiabá</b>	<b>Goiânia</b>	<b>Rio de Janeiro</b>	<b>São Paulo</b>	<b>Vitória</b>	<b>Média</b>
jan-03	28,42	26,63	27,15	27,78	23,38	26,86	24,18	27,62	26,50
fev-03	29,09	26,58	27,14	27,50	23,34	27,65	24,92	28,50	26,84
mar-03	28,84	26,74	27,13	27,70	23,04	27,35	24,35	28,19	26,67
abr-03	28,10	26,78	26,81	27,73	22,63	25,87	22,77	27,11	25,97
mai-03	26,96	26,33	25,60	26,70	22,42	24,70	21,64	25,16	24,94
jun-03	25,85	25,16	23,58	25,16	20,61	23,35	19,42	23,74	23,36
jul-03	25,09	24,27	22,51	24,54	19,63	22,23	18,91	22,85	22,50
ago-03	24,76	23,80	21,90	23,98	20,01	22,40	19,53	22,22	22,32
set-03	25,66	24,58	22,80	24,38	21,91	24,31	22,18	23,65	23,68
out-03	26,21	25,45	23,92	25,00	23,89	25,54	24,92	24,43	24,92
nov-03	26,92	26,31	24,74	25,84	24,25	26,02	24,30	25,74	25,51
dez-03	27,94	26,29	25,98	26,59	23,00	26,62	24,37	27,15	25,99
jan-04	28,61	26,74	26,91	27,75	23,10	27,34	24,69	28,32	26,68
fev-04	28,01	26,19	27,61	27,74	22,97	26,43	23,97	27,64	26,32
mar-04	28,59	26,71	27,37	27,64	22,76	27,23	24,81	28,02	26,64
abr-04	28,38	26,70	26,01	27,10	22,14	26,47	23,68	27,50	26,00
mai-04	26,48	25,82	24,35	26,14	21,19	23,94	20,45	24,78	24,14
jun-04	25,56	24,71	23,29	24,98	19,94	22,95	19,42	23,74	23,07
jul-04	24,80	24,23	22,91	24,22	20,40	22,33	19,74	22,96	22,70
ago-04	25,25	24,05	22,26	23,65	20,71	23,60	21,45	23,22	23,02
set-04	25,96	24,98	23,12	24,06	22,79	24,44	22,02	23,81	23,90
out-04	26,08	26,02	23,62	24,78	23,87	25,07	22,84	24,30	24,57
nov-04	27,19	26,57	24,42	25,31	23,77	26,54	24,97	26,29	25,63
dez-04	28,31	26,83	25,89	26,49	23,69	27,20	25,30	28,13	26,46
jan-05	28,66	26,64	27,13	27,91	23,40	27,08	24,74	28,36	26,74
fev-05	28,70	26,99	27,37	28,09	23,86	27,18	24,22	28,13	26,82
mar-05	28,21	27,06	27,62	28,50	23,54	26,50	23,24	27,62	26,54
abr-05	27,51	26,95	26,47	27,76	22,86	25,11	22,21	26,16	25,63
mai-05	27,13	26,46	25,21	26,98	21,99	24,97	21,37	25,33	24,93
jun-05	26,67	25,29	23,85	25,40	20,89	23,96	20,75	24,51	23,91
jul-05	25,34	24,65	22,69	24,50	19,95	22,58	19,21	23,60	22,82
ago-05	25,64	24,09	22,21	23,67	19,89	23,69	21,10	24,04	23,04
set-05	26,19	24,85	22,70	23,91	21,41	24,83	22,79	24,51	23,90
out-05	26,77	25,65	23,33	24,59	23,14	26,48	24,27	24,97	24,90
nov-05	26,92	26,29	24,21	25,44	24,38	26,25	24,16	25,87	25,44
dez-05	28,06	26,28	25,69	26,55	23,59	27,24	24,68	27,85	26,24
jan-06	28,87	26,50	26,56	27,20	22,92	27,87	25,91	28,71	26,82

**Tabela 15 – Temperaturas mensais médias do submercado S [14]**

<b>Datas</b>	<b>Curitiba</b>	<b>Florianópolis</b>	<b>Porto Alegre</b>	<b>Média</b>
jan-03	26,27	25,41	23,95	25,21
fev-03	26,73	26,02	24,52	25,76
mar-03	26,69	26,01	24,75	25,81
abr-03	25,35	24,52	23,50	24,46
mai-03	24,05	22,90	21,44	22,80
jun-03	21,98	20,88	19,49	20,78
jul-03	20,83	19,71	18,34	19,63
ago-03	20,25	19,14	17,87	19,09
set-03	21,50	20,37	18,96	20,27
out-03	22,92	21,41	19,74	21,35
nov-03	23,94	22,49	20,93	22,46
dez-03	26,06	24,98	23,40	24,81
jan-04	26,65	25,79	24,31	25,58
fev-04	26,41	25,66	24,49	25,52
mar-04	26,44	25,59	24,28	25,43
abr-04	25,55	24,91	23,95	24,81
mai-04	23,16	22,36	21,00	22,18
jun-04	21,80	20,74	19,02	20,52
jul-04	21,74	20,58	19,17	20,50
ago-04	22,33	21,28	19,85	21,15
set-04	22,14	21,26	20,12	21,17
out-04	22,04	20,79	19,51	20,78
nov-04	23,75	22,79	21,46	22,67
dez-04	25,48	24,66	23,52	24,55
jan-05	26,70	25,76	24,35	25,60
fev-05	26,27	25,61	24,37	25,42
mar-05	26,19	25,31	23,94	25,15
abr-05	24,57	23,91	22,82	23,77
mai-05	23,56	22,68	21,24	22,49
jun-05	22,73	21,55	20,01	21,43
jul-05	21,25	20,14	18,91	20,10
ago-05	21,51	20,49	18,89	20,30
set-05	21,76	20,66	19,44	20,62
out-05	22,46	21,53	20,21	21,40
nov-05	23,59	22,71	21,35	22,55
dez-05	25,27	24,31	23,11	24,23
jan-06	26,42	25,59	24,28	25,43

**Tabela 16 – Temperaturas mensais médias do submercado NE [14]**

Datas	Aracajú	Fortaleza	João Pessoa	Maceió	Natal	Recife	Salvador	São Luís	Teresina	Média
jan-03	25,02	22,22	19,05	21,12	19,76	19,42	23,69	26,49	27,32	22,68
fev-03	24,34	22,98	19,63	21,15	20,38	19,50	23,09	26,52	27,85	22,83
mar-03	23,46	23,34	19,38	20,61	20,65	19,24	22,29	27,24	28,00	22,69
abr-03	22,39	21,54	19,03	19,89	19,35	18,76	20,92	28,30	28,83	22,11
mai-03	22,96	19,90	19,34	20,35	18,93	19,18	21,25	27,59	27,86	21,93
jun-03	22,24	18,98	18,63	19,62	18,01	18,35	20,15	26,62	26,88	21,05
jul-03	21,59	18,95	18,18	18,73	18,05	17,18	19,77	25,04	25,54	20,34
ago-03	23,59	19,50	20,61	20,84	19,65	19,76	21,92	24,55	24,81	21,69
set-03	26,33	20,94	23,14	23,12	21,66	22,68	25,89	25,17	25,21	23,79
out-03	27,39	22,01	23,76	24,17	22,21	23,66	26,92	25,70	25,72	24,62
nov-03	28,00	22,30	23,32	24,49	22,46	23,61	27,64	26,88	26,82	25,06
dez-03	26,05	21,88	21,59	23,03	21,00	21,37	24,29	27,57	27,94	23,86
jan-04	24,62	22,85	20,47	22,10	20,79	20,42	23,15	27,21	28,31	23,32
fev-04	22,97	21,94	19,83	20,68	19,97	19,47	22,04	26,43	27,88	22,36
mar-04	22,87	22,52	19,94	20,37	19,94	19,30	21,99	27,07	28,01	22,44
abr-04	21,75	21,34	19,44	19,71	19,63	18,94	20,95	27,98	28,41	22,02
mai-04	21,18	19,68	19,38	19,17	18,84	18,37	19,67	27,18	27,59	21,23
jun-04	21,45	18,33	18,45	18,87	17,76	17,71	19,78	25,62	26,05	20,45
jul-04	21,79	18,77	18,63	19,02	18,12	17,70	19,89	24,65	25,05	20,40
ago-04	23,80	19,52	20,75	20,64	19,62	19,86	22,68	24,44	24,62	21,77
set-04	25,78	20,81	22,75	23,10	21,20	22,83	25,41	25,03	24,99	23,55
out-04	27,08	21,34	23,56	23,80	21,60	23,48	26,77	25,90	25,97	24,39
nov-04	28,04	22,39	23,35	24,38	22,68	23,50	27,67	26,93	26,77	25,08
dez-04	26,92	21,18	21,08	23,42	20,58	21,77	25,72	27,86	27,94	24,05
jan-05	24,90	22,60	19,89	21,61	20,46	19,85	23,13	26,09	27,10	22,85
fev-05	24,29	23,03	20,58	21,37	20,99	19,99	22,91	25,99	27,07	22,91
mar-05	23,35	22,46	19,87	20,64	20,46	19,37	22,15	27,02	27,95	22,59
abr-05	22,18	21,03	19,62	19,68	19,48	19,08	21,35	28,28	28,87	22,18
mai-05	22,27	19,51	19,76	20,04	18,94	19,29	20,85	27,70	27,88	21,80
jun-05	22,19	19,27	18,70	19,49	18,71	17,87	20,64	26,26	26,67	21,09
jul-05	21,44	18,57	18,25	18,80	17,94	17,20	19,67	25,00	25,53	20,26
ago-05	23,75	19,43	20,63	20,87	19,70	19,70	22,69	24,61	24,77	21,79
set-05	25,56	20,52	22,73	22,64	21,25	21,98	25,00	24,90	25,11	23,30
out-05	27,47	21,79	24,33	24,18	22,49	24,09	27,26	25,78	25,72	24,79
nov-05	27,67	21,59	24,09	24,30	22,35	23,98	27,84	26,74	26,70	25,03
dez-05	27,71	22,46	23,00	24,02	22,05	23,10	27,22	27,42	27,84	24,98
jan-06	25,02	22,52	21,06	22,15	20,89	20,80	23,70	26,77	27,78	23,41

**Tabela 17 – Temperaturas mensais médias do submercado N [14]**

<b>Datas</b>	<b>Belém</b>	<b>Boa Vista</b>	<b>Macapá</b>	<b>Manaus</b>	<b>Palmas</b>	<b>Porto Velho</b>	<b>Rio Branco</b>	<b>Média</b>
jan-03	26,78	27,12	26,27	27,12	27,81	27,50	27,39	27,14
fev-03	26,83	27,81	26,69	27,81	27,99	28,06	27,89	27,58
mar-03	27,87	28,13	27,60	28,13	28,00	28,00	27,76	27,93
abr-03	28,89	28,76	28,60	28,76	27,89	28,22	28,06	28,46
mai-03	28,19	28,26	27,97	28,26	27,28	27,60	27,38	27,85
jun-03	26,75	27,61	26,41	27,61	25,92	26,88	26,81	26,85
jul-03	25,46	27,23	25,37	27,23	24,70	26,52	26,55	26,15
ago-03	25,25	27,02	25,25	27,02	24,24	26,11	26,46	25,91
set-03	25,97	26,89	25,79	26,89	24,76	26,03	25,90	26,03
out-03	26,59	26,84	26,25	26,84	25,50	26,35	26,20	26,37
nov-03	27,14	27,07	26,69	27,07	26,16	26,76	26,83	26,82
dez-03	27,13	26,92	26,59	26,92	27,07	27,20	27,01	26,98
jan-04	26,93	27,18	26,41	27,18	28,02	28,01	27,59	27,33
fev-04	26,87	27,32	26,50	27,31	27,53	27,62	27,53	27,24
mar-04	27,20	28,05	27,15	28,05	28,22	27,94	27,64	27,75
abr-04	28,21	28,48	27,92	28,48	27,38	28,32	28,21	28,14
mai-04	27,91	27,70	27,69	27,70	26,52	27,40	27,22	27,45
jun-04	25,87	26,93	25,61	26,93	24,97	26,56	26,38	26,18
jul-04	24,96	26,24	24,76	26,24	24,33	25,01	24,93	25,21
ago-04	25,24	26,62	25,34	26,62	23,94	24,79	25,01	25,37
set-04	26,44	26,76	26,31	26,76	24,68	25,29	25,24	25,93
out-04	26,77	27,04	26,50	27,04	25,34	26,58	26,31	26,51
nov-04	27,41	27,19	26,94	27,19	26,27	26,67	26,43	26,87
dez-04	27,50	27,33	26,96	27,33	27,46	27,28	26,91	27,25
jan-05	26,29	27,01	25,90	27,01	27,85	27,66	27,50	27,03
fev-05	26,42	27,22	26,25	27,22	28,23	28,01	27,64	27,29
mar-05	27,33	27,89	27,07	27,89	28,55	28,41	28,21	27,91
abr-05	28,57	28,52	28,23	28,52	28,40	28,32	28,08	28,38
mai-05	28,45	28,50	28,27	28,50	27,19	27,97	27,56	28,06
jun-05	26,45	27,21	26,36	27,21	25,74	26,49	26,20	26,52
jul-05	25,45	26,62	25,29	26,62	24,70	25,57	25,65	25,70
ago-05	24,83	26,61	24,88	26,61	24,18	25,08	25,33	25,36
set-05	25,78	26,89	25,71	26,89	24,54	25,55	25,62	25,85
out-05	26,47	26,97	26,24	26,97	25,30	26,17	26,01	26,31
nov-05	27,07	26,84	26,73	26,84	26,18	26,63	26,46	26,68
dez-05	27,25	26,89	26,78	26,89	27,20	27,29	27,06	27,05
jan-06	26,46	26,69	25,92	26,69	27,61	27,29	27,08	26,82

## Anexo 4

Tabela 18 – PIB – Cenários projetados

data	PIB - trajetória de Referência	PIB - trajetória Otimista	PIB - trajetória Pessimista
fev-06	144.71	145.40	143.31
mar-06	147.56	148.27	146.14
abr-06	153.35	154.09	151.88
mai-06	153.43	154.17	151.96
jun-06	153.51	154.25	152.03
jul-06	152.37	153.10	150.90
ago-06	153.20	153.94	151.73
set-06	154.04	154.78	152.56
out-06	152.03	152.76	150.56
nov-06	150.71	151.43	149.26
dez-06	149.39	150.11	147.95
jan-07	147.53	148.95	144.71
fev-07	150.49	151.94	147.61
mar-07	153.46	154.94	150.52
abr-07	159.49	161.03	156.44
mai-07	159.57	161.11	156.51
jun-07	159.65	161.19	156.59
jul-07	158.46	159.99	155.43
ago-07	159.33	160.87	156.28
set-07	160.20	161.74	157.13
out-07	158.11	159.63	155.08
nov-07	156.73	158.25	153.74
dez-07	155.36	156.86	152.39
jan-08	153.43	155.65	149.05
fev-08	156.51	158.78	152.04
mar-08	159.60	161.91	155.04
abr-08	165.87	168.27	161.13
mai-08	165.95	168.36	161.21
jun-08	166.03	168.44	161.29
jul-08	164.80	167.19	160.09
ago-08	165.70	168.11	160.97
set-08	166.61	169.02	161.85
out-08	164.43	166.81	159.73
nov-08	163.00	165.37	158.35
dez-08	161.58	163.92	156.96
jan-09	159.57	162.66	153.52
fev-09	162.77	165.93	156.60
mar-09	165.98	169.20	159.69
abr-09	172.50	175.84	165.96
mai-09	172.59	175.93	166.05
jun-09	172.68	176.02	166.13
jul-09	171.39	174.71	164.89
ago-09	172.33	175.67	165.80
set-09	173.27	176.63	166.70
out-09	171.01	174.32	164.53
nov-09	169.52	172.81	163.10
dez-09	168.04	171.29	161.67
jan-10	165.95	169.98	158.12
fev-10	169.29	173.39	161.30
mar-10	172.62	176.81	164.48
abr-10	179.40	183.76	170.94
mai-10	179.49	183.85	171.03
jun-10	179.58	183.94	171.11
jul-10	178.25	182.57	169.84
ago-10	179.23	183.58	170.77
set-10	180.20	184.58	171.71
out-10	177.85	182.17	169.46
nov-10	176.31	180.58	167.99
dez-10	174.76	179.00	166.52
jan-11	172.59	177.63	162.87

## Anexo 5

Tabela 19 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema SE/CO

<b>data</b>	<b>Temperatura média</b>
fev-06	27,09
mar-06	26,96
abr-06	26,03
mai-06	24,57
jun-06	23,49
jul-06	22,76
ago-06	23,03
set-06	23,90
out-06	24,74
nov-06	25,54
dez-06	26,35
jan-07	26,78
fev-07	26,95
mar-07	26,75
abr-07	25,83
mai-07	24,75
jun-07	23,70
jul-07	22,79
ago-07	23,04
set-07	23,90
out-07	24,82
nov-07	25,49
dez-07	26,30
jan-08	26,80
fev-08	27,02
mar-08	26,86
abr-08	25,93
mai-08	24,66
jun-08	23,60
jul-08	22,77
ago-08	23,03
set-08	23,90
out-08	24,78
nov-08	25,52
dez-08	26,32
jan-09	26,79
fev-09	26,99
mar-09	26,80
abr-09	25,88
mai-09	24,70
jun-09	23,65
jul-09	22,78
ago-09	23,04
set-09	23,90
out-09	24,80
nov-09	25,50
dez-09	26,31
jan-10	26,79
fev-10	27,00
mar-10	26,83
abr-10	25,91
mai-10	24,68
jun-10	23,62
jul-10	22,78
ago-10	23,03
set-10	23,90
out-10	24,79
nov-10	25,51
dez-10	26,32
jan-11	26,79

Tabela 20 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema S

data	Temperatura
fev-06	26,29
mar-06	26,31
abr-06	24,71
mai-06	22,36
iun-06	20,98
jul-06	20,30
ago-06	20,72
set-06	20,90
out-06	21,09
nov-06	22,61
dez-06	24,39
jan-07	25,52
fev-07	25,85
mar-07	25,73
abr-07	24,24
mai-07	22,43
iun-07	21,20
jul-07	20,20
ago-07	20,51
set-07	20,76
out-07	21,25
nov-07	22,58
dez-07	24,31
jan-08	25,47
fev-08	26,07
mar-08	26,02
abr-08	24,48
mai-08	22,39
iun-08	21,09
jul-08	20,25
ago-08	20,62
set-08	20,83
out-08	21,17
nov-08	22,59
dez-08	24,35
jan-09	25,49
fev-09	25,96
mar-09	25,87
abr-09	24,36
mai-09	22,41
iun-09	21,15
jul-09	20,23
ago-09	20,56
set-09	20,79
out-09	21,21
nov-09	22,58
dez-09	24,33
jan-10	25,48
fev-10	26,02
mar-10	25,94
abr-10	24,42
mai-10	22,40
iun-10	21,12
jul-10	20,24
ago-10	20,59
set-10	20,81
out-10	21,19
nov-10	22,59
dez-10	24,34
jan-11	25,49

Tabela 21 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema NE

data	Temperatura média NE
fev-06	22,93
mar-06	22,56
abr-06	21,87
mai-06	21,52
jun-06	20,77
jul-06	20,33
ago-06	21,78
set-06	23,42
out-06	24,59
nov-06	25,05
dez-06	24,52
jan-07	23,13
fev-07	22,92
mar-07	22,57
abr-07	22,02
mai-07	21,66
jun-07	20,93
jul-07	20,30
Ago-07	21,79
set-07	23,36
out-07	24,69
nov-07	25,04
dez-07	24,75
jan-08	23,27
fev-08	22,93
mar-08	22,57
abr-08	21,95
mai-08	21,59
jun-08	20,85
jul-08	20,32
ago-08	21,79
set-08	23,39
out-08	24,64
nov-08	25,05
dez-08	24,63
jan-09	23,20
fev-09	22,92
mar-09	22,57
abr-09	21,99
mai-09	21,63
jun-09	20,89
jul-09	20,31
ago-09	21,79
set-09	23,38
out-09	24,66
nov-09	25,04
dez-09	24,69
jan-10	23,23
fev-10	22,93
mar-10	22,57
abr-10	21,97
mai-10	21,61
jun-10	20,87
jul-10	20,31
ago-10	21,79
set-10	23,38
out-10	24,65
nov-10	25,04
dez-10	24,66
jan-11	23,22

**Tabela 22 – Projeção da Temperatura Mensal Média - subsistema N**

<b>data</b>	<b>Temperatura</b>
fev-06	27,64
mar-06	27,99
abr-06	28,40
mai-06	27,77
jun-06	26,35
jul-06	25,46
ago-06	25,36
set-06	25,89
out-06	26,41
nov-06	26,78
dez-06	27,15
jan-07	26,92
fev-07	27,46
mar-07	27,95
abr-07	28,39
mai-07	27,91
jun-07	26,44
jul-07	25,58
ago-07	25,36
set-07	25,87
out-07	26,36
nov-07	26,73
dez-07	27,10
jan-08	26,87
fev-08	27,55
mar-08	27,97
abr-08	28,39
mai-08	27,84
jun-08	26,39
jul-08	25,52
ago-08	25,36
set-08	25,88
out-08	26,38
nov-08	26,75
dez-08	27,13
jan-09	26,90
fev-09	27,51
mar-09	27,96
abr-09	28,39
mai-09	27,88
jun-09	26,41
jul-09	25,55
ago-09	25,36
set-09	25,88
out-09	26,37
nov-09	26,74
dez-09	27,11
jan-10	26,88
fev-10	27,53
mar-10	27,96
abr-10	28,39
mai-10	27,86
jun-10	26,40
jul-10	25,53
ago-10	25,36
set-10	25,88
out-10	26,38
nov-10	26,75
dez-10	27,12
jan-11	26,89

## Anexo 6

Tabela 23 – Geração Média

	<i>Gerção MWh</i>	<i>Fator de Carga</i>	<i>Potencia MW</i>
Ano Construção 1	0	0	0
Ano Construção 2	0	0	0
Ano Construção 3	0	0	0
Ano Construção 4	0	0	0
Ano 1	38.544.000	0.4	11000
Ano 2	48.180.000	0.5	11000
Ano 3	67.452.000	0.7	11000
Ano 4	67.452.000	0.7	11000
Ano 5	67.452.000	0.7	11000
Ano 6	67.452.000	0.7	11000
Ano 7	67.452.000	0.7	11000
Ano 8	67.452.000	0.7	11000
Ano 9	67.452.000	0.7	11000
Ano 10	67.452.000	0.7	11000
Ano 11	67.452.000	0.7	11000
Ano 12	67.452.000	0.7	11000
Ano 13	67.452.000	0.7	11000
Ano 14	67.452.000	0.7	11000
Ano 15	67.452.000	0.7	11000
Ano 16	67.452.000	0.7	11000
Ano 17	67.452.000	0.7	11000
Ano 18	67.452.000	0.7	11000
Ano 19	67.452.000	0.7	11000
Ano 20	67.452.000	0.7	11000
Ano 21	67.452.000	0.7	11000
Ano 22	67.452.000	0.7	11000
Ano 23	67.452.000	0.7	11000
Ano 24	67.452.000	0.7	11000
Ano 25	67.452.000	0.7	11000
Ano 26	67.452.000	0.7	11000
Ano 27	67.452.000	0.7	11000
Ano 28	67.452.000	0.7	11000
Ano 29	67.452.000	0.7	11000
Ano 30	67.452.000	0.7	11000

**Tabela 24 – Despesas com O&M – R\$**

Despesas O&M/MWh	
Ano Construção 1	
Ano Construção 2	
Ano Construção 3	
Ano Construção 4	
Ano 1	231.264.000
Ano 2	289.080.000
Ano 3	404.712.000
Ano 4	404.712.000
Ano 5	404.712.000
Ano 6	404.712.000
Ano 7	404.712.000
Ano 8	404.712.000
Ano 9	404.712.000
Ano 10	404.712.000
Ano 11	404.712.000
Ano 12	404.712.000
Ano 13	404.712.000
Ano 14	404.712.000
Ano 15	404.712.000
Ano 16	404.712.000
Ano 17	404.712.000
Ano 18	404.712.000
Ano 19	404.712.000
Ano 20	404.712.000
Ano 21	404.712.000
Ano 22	404.712.000
Ano 23	404.712.000
Ano 24	404.712.000
Ano 25	404.712.000
Ano 26	404.712.000
Ano 27	404.712.000
Ano 28	404.712.000
Ano 29	404.712.000
Ano 30	404.712.000
Total	11.852.280.000

**Tabela 25 – Receitas da Usina Hidrelétrica – R\$**

	<b>Geração MWh</b>	<b>Receitas</b>	<b>Valor Presente das Receitas</b>
Ano Construção 1	0	0	0
Ano Construção 2	0	0	0
Ano Construção 3	0	0	0
Ano Construção 4	0	0	0
Ano 1	38544000	2.240.258.493	1.530.126.694
Ano 2	48180000	2.800.323.116	1.738.780.334
Ano 3	67452000	3.920.452.363	2.212.993.153
Ano 4	67452000	3.920.452.363	2.011.811.957
Ano 5	67452000	3.920.452.363	1.828.919.961
Ano 6	67452000	3.920.452.363	1.662.654.510
Ano 7	67452000	3.920.452.363	1.511.504.100
Ano 8	67452000	3.920.452.363	1.374.094.636
Ano 9	67452000	3.920.452.363	1.249.176.942
Ano 10	67452000	3.920.452.363	1.135.615.402
Ano 11	67452000	3.920.452.363	1.032.377.638
Ano 12	67452000	3.920.452.363	938.525.126
Ano 13	67452000	3.920.452.363	853.204.660
Ano 14	67452000	3.920.452.363	775.640.600
Ano 15	67452000	3.920.452.363	705.127.818
Ano 16	67452000	3.920.452.363	641.025.289
Ano 17	67452000	3.920.452.363	582.750.263
Ano 18	67452000	3.920.452.363	529.772.966
Ano 19	67452000	3.920.452.363	481.611.787
Ano 20	67452000	3.920.452.363	437.828.898
Ano 21	67452000	3.920.452.363	398.026.271
Ano 22	67452000	3.920.452.363	361.842.064
Ano 23	67452000	3.920.452.363	328.947.331
Ano 24	67452000	3.920.452.363	299.043.028
Ano 25	67452000	3.920.452.363	271.857.298
Ano 26	67452000	3.920.452.363	247.142.999
Ano 27	67452000	3.920.452.363	224.675.453
Ano 28	67452000	3.920.452.363	204.250.412
Ano 29	67452000	3.920.452.363	185.682.193
Ano 30	67452000	3.920.452.363	168.801.993
<b>Total</b>			<b>25.923.811.777</b>

Tabela 26 – Despesas de uma usina hidrelétrica – R\$

	Despesas						Valor Presente das Despesas
	I Inicial	O&M/MWh	depreciação	Tributos	Encargos	TOTAL	
Ano Construção	3.753.750.000					3.753.750.000	3.753.750.000
Ano Construção	3.753.750.000					3.753.750.000	3.412.500.000
Ano Construção	3.753.750.000					3.753.750.000	3.102.272.727
Ano Construção	3.753.750.000					3.753.750.000	2.820.247.934
Ano 1		231.264.000	525.525.000	370.867.373	134.415.510	1.262.071.883	862.012.078
Ano 2		289.080.000	525.525.000	496.429.529	168.019.387	1.479.053.916	918.376.114
Ano 3		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	1.079.848.779
Ano 4		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	981.680.708
Ano 5		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	892.437.007
Ano 6		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	811.306.370
Ano 7		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	737.551.246
Ano 8		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	670.501.132
Ano 9		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	609.546.484
Ano 10		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	554.133.167
Ano 11		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	503.757.425
Ano 12		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	457.961.295
Ano 13		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	416.328.450
Ano 14		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	378.480.409
Ano 15		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	344.073.099
Ano 16		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	312.793.727
Ano 17		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	284.357.933
Ano 18		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	258.507.212
Ano 19		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	235.006.557
Ano 20		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	213.642.324
Ano 21		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	194.220.295
Ano 22		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	176.563.904
Ano 23		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	160.512.640
Ano 24		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	145.920.582
Ano 25		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	132.655.075
Ano 26		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	120.595.522
Ano 27		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	109.632.293
Ano 28		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	99.665.721
Ano 29		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	90.605.201
Ano 30		404.712.000	525.525.000	747.553.841	235.227.142	1.913.017.983	82.368.364
<b>Total</b>	<b>15.015.000.000</b>	<b>11.852.280.000</b>	<b>15.765.750.000</b>	<b>21.798.804.443</b>	<b>6.888.794.866</b>	<b>71.320.629.309</b>	<b>25.923.811.777</b>

Tabela 27 – Geração Média da usina Termelétrica

	Geração MWh	Fator de Carga	Potencia MW
Ano Construção 1			
Ano Construção 2			
Ano 1	2.890.800	0,55	600
Ano 2	3.626.640	0,69	600
Ano 3	4.204.800	0,8	600
Ano 4	4.204.800	0,8	600
Ano 5	4.204.800	0,8	600
Ano 6	4.204.800	0,8	600
Ano 7	4.204.800	0,8	600
Ano 8	4.204.800	0,8	600
Ano 9	4.204.800	0,8	600
Ano 10	4.204.800	0,8	600
Ano 11	4.204.800	0,8	600
Ano 12	4.204.800	0,8	600
Ano 13	4.204.800	0,8	600
Ano 14	4.204.800	0,8	600
Ano 15	4.204.800	0,8	600
Ano 16	4.204.800	0,8	600
Ano 17	4.204.800	0,8	600
Ano 18	4.204.800	0,8	600
Ano 19	4.204.800	0,8	600
Ano 20	4.204.800	0,8	600
Ano 21	4.204.800	0,8	600
Ano 22	4.204.800	0,8	600
Ano 23	4.204.800	0,8	600
Ano 24	4.204.800	0,8	600
Ano 25	4.204.800	0,8	600
Ano 26	4.204.800	0,8	600
Ano 27	4.204.800	0,8	600
Ano 28	4.204.800	0,8	600
Ano 29	4.204.800	0,8	600
Ano 30	4.204.800	0,8	600

Tabela 28 – Despesas com O&amp;M – Termelétrica - R\$

Despesas O&M/MWh	
Ano Construção 1	
Ano Construção 2	
Ano 1	28.908.000
Ano 2	36.266.400
Ano 3	42.048.000
Ano 4	42.048.000
Ano 5	42.048.000
Ano 6	42.048.000
Ano 7	42.048.000
Ano 8	42.048.000
Ano 9	42.048.000
Ano 10	42.048.000
Ano 11	42.048.000
Ano 12	42.048.000
Ano 13	42.048.000
Ano 14	42.048.000
Ano 15	42.048.000
Ano 16	42.048.000
Ano 17	42.048.000
Ano 18	42.048.000
Ano 19	42.048.000
Ano 20	42.048.000
Ano 21	42.048.000
Ano 22	42.048.000
Ano 23	42.048.000
Ano 24	42.048.000
Ano 25	42.048.000
Ano 26	42.048.000
Ano 27	42.048.000
Ano 28	42.048.000
Ano 29	42.048.000
Ano 30	42.048.000
<b>Total</b>	<b>1.242.518.400</b>

**Tabela 29 – Despesas com combustível - R\$**

Despesas gás	
Ano Construção 1	
Ano Construção 2	
Ano 1	377.083.757
Ano 2	473.068.714
Ano 3	548.485.465
Ano 4	548.485.465
Ano 5	548.485.465
Ano 6	548.485.465
Ano 7	548.485.465
Ano 8	548.485.465
Ano 9	548.485.465
Ano 10	548.485.465
Ano 11	548.485.465
Ano 12	548.485.465
Ano 13	548.485.465
Ano 14	548.485.465
Ano 15	548.485.465
Ano 16	548.485.465
Ano 17	548.485.465
Ano 18	548.485.465
Ano 19	548.485.465
Ano 20	548.485.465
Ano 21	548.485.465
Ano 22	548.485.465
Ano 23	548.485.465
Ano 24	548.485.465
Ano 25	548.485.465
Ano 26	548.485.465
Ano 27	548.485.465
Ano 28	548.485.465
Ano 29	548.485.465
Ano 30	548.485.465
<b>Total</b>	<b>16.207.745.490</b>

Tabela 30 – Receitas da Usina Termelétrica– R\$

	Geração MWh	Receitas	Valor Presente das Receitas
Ano Construção 1	0	0	0
Ano Construção 2	0	0	0
Ano 1	2.890.800	459.538.437	379.783.833
Ano 2	3.626.640	576.511.858	433.141.892
Ano 3	4.204.800	668.419.545	456.539.543
Ano 4	4.204.800	668.419.545	415.035.948
Ano 5	4.204.800	668.419.545	377.305.408
Ano 6	4.204.800	668.419.545	343.004.916
Ano 7	4.204.800	668.419.545	311.822.651
Ano 8	4.204.800	668.419.545	283.475.137
Ano 9	4.204.800	668.419.545	257.704.670
Ano 10	4.204.800	668.419.545	234.276.973
Ano 11	4.204.800	668.419.545	212.979.066
Ano 12	4.204.800	668.419.545	193.617.333
Ano 13	4.204.800	668.419.545	176.015.757
Ano 14	4.204.800	668.419.545	160.014.325
Ano 15	4.204.800	668.419.545	145.467.568
Ano 16	4.204.800	668.419.545	132.243.244
Ano 17	4.204.800	668.419.545	120.221.131
Ano 18	4.204.800	668.419.545	109.291.937
Ano 19	4.204.800	668.419.545	99.356.306
Ano 20	4.204.800	668.419.545	90.323.915
Ano 21	4.204.800	668.419.545	82.112.650
Ano 22	4.204.800	668.419.545	74.647.863
Ano 23	4.204.800	668.419.545	67.861.694
Ano 24	4.204.800	668.419.545	61.692.449
Ano 25	4.204.800	668.419.545	56.084.045
Ano 26	4.204.800	668.419.545	50.985.495
Ano 27	4.204.800	668.419.545	46.350.450
Ano 28	4.204.800	668.419.545	42.136.773
Ano 29	4.204.800	668.419.545	38.306.157
Ano 30	4.204.800	668.419.545	34.823.779
<b>Total</b>			<b>5.486.622.909</b>

Tabela 31 – Despesas de uma usina termelétrica – R\$

	Despesas					Valor Presente das Despesas
	I Inicial	O&M/MWh	depreciação	Tributos	TOTAL	
Ano Construção 1	251.160.000				251.160.000	251.160.000
Ano Construção 2	251.160.000				251.160.000	228.327.273
Ano 1		28.908.000	377.083.757	13.386.670	419.378.427	346.593.742
Ano 2		36.266.400	473.068.714	16.794.186	526.129.300	395.288.730
Ano 3		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	416.641.613
Ano 4		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	378.765.102
Ano 5		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	344.331.911
Ano 6		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	313.029.010
Ano 7		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	284.571.827
Ano 8		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	258.701.661
Ano 9		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	235.183.329
Ano 10		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	213.803.026
Ano 11		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	194.366.387
Ano 12		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	176.696.716
Ano 13		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	160.633.378
Ano 14		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	146.030.344
Ano 15		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	132.754.858
Ano 16		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	120.686.234
Ano 17		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	109.714.758
Ano 18		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	99.740.690
Ano 19		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	90.673.354
Ano 20		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	82.430.322
Ano 21		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	74.936.656
Ano 22		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	68.124.233
Ano 23		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	61.931.121
Ano 24		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	56.301.019
Ano 25		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	51.182.745
Ano 26		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	46.529.768
Ano 27		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	42.299.789
Ano 28		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	38.454.354
Ano 29		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	34.958.503
Ano 30		42.048.000	548.485.465	19.471.520	610.004.985	31.780.457
<b>Total</b>		<b>1.242.518.400</b>	<b>16.207.745.490</b>	<b>575.383.419</b>	<b>18.025.647.309</b>	<b>5.486.622.909</b>

## Anexo 7

**Tabela 32 – Cenários Previstos para a Demanda no SE/CO - MWmês**

<b>data</b>	<b>Cenário1: PIB Referência</b>	<b>Cenário 2: PIB Otimista</b>	<b>Cenário 3: PIB Pessimista</b>
fev/06	28.972	29.113	28.689
mar/06	29.482	29.626	29.194
abr/06	30.150	30.299	29.850
mai/06	29.357	29.507	29.058
jun/06	28.784	28.934	28.484
jul/06	28.148	28.296	27.850
ago/06	28.469	28.618	28.170
set/06	29.115	29.265	28.814
out/06	29.166	29.314	28.869
nov/06	29.340	29.487	29.046
dez/06	29.517	29.662	29.225
jan/07	29.375	29.663	28.801
fev/07	30.073	30.367	29.488
mar/07	30.564	30.864	29.967
abr/07	31.284	31.596	30.664
mai/07	30.704	31.016	30.084
jun/07	30.146	30.459	29.526
jul/07	29.401	29.711	28.785
ago/07	29.715	30.027	29.096
set/07	30.366	30.679	29.743
out/07	30.446	30.755	29.831
nov/07	30.537	30.844	29.928
dez/07	30.701	31.005	30.097
jan/08	30.584	31.035	29.694
fev/08	31.332	31.792	30.424
mar/08	31.868	32.338	30.943
abr/08	32.635	33.123	31.672
mai/08	31.950	32.438	30.987
jun/08	31.385	31.873	30.422
jul/08	30.680	31.165	29.724
ago/08	31.008	31.495	30.047
set/08	31.667	32.157	30.700
out/08	31.707	32.191	30.753
nov/08	31.823	32.303	30.878
dez/08	31.977	32.452	31.040
jan/09	31.824	32.452	30.596
fev/09	32.585	33.225	31.332
mar/09	33.135	33.788	31.858
abr/09	33.954	34.632	32.626
mai/09	33.323	34.001	31.994
jun/09	32.762	33.441	31.433
jul/09	32.022	32.696	30.703
ago/09	32.354	33.032	31.028
set/09	33.020	33.701	31.686
out/09	33.054	33.726	31.738
nov/09	33.140	33.807	31.835
dez/09	33.282	33.943	31.988
jan/10	33.123	33.940	31.534
fev/10	33.916	34.750	32.295
mar/10	34.498	35.348	32.845
abr/10	35.369	36.253	33.651
mai/10	34.712	35.596	32.993
jun/10	34.150	35.035	32.431
jul/10	33.412	34.290	31.705
ago/10	33.753	34.637	32.037
set/10	34.427	35.315	32.701
out/10	34.437	35.313	32.734
nov/10	34.520	35.389	32.832
dez/10	34.650	35.511	32.977
jan/11	34.469	35.492	32.496

Tabela 33 – Cenários Previstos para a Demanda no S - MWmês

Data	Cenário 1: PIB Referência	Cenário 2: PIB Otimista	Cenário 3: PIB Pessimista
fev/06	7.780	7.803	7.735
mar/06	7.874	7.897	7.829
abr/06	7.830	7.853	7.782
mai/06	7.491	7.514	7.443
jun/06	7.292	7.316	7.244
jul/06	7.157	7.180	7.110
ago/06	7.246	7.269	7.198
set/06	7.297	7.321	7.250
out/06	7.261	7.284	7.214
nov/06	7.438	7.462	7.392
dez/06	7.655	7.678	7.609
jan/07	7.758	7.804	7.667
fev/07	7.903	7.950	7.810
mar/07	7.980	8.028	7.886
abr/07	7.959	8.008	7.860
mai/07	7.698	7.748	7.600
jun/07	7.523	7.572	7.424
jul/07	7.339	7.388	7.241
ago/07	7.412	7.462	7.314
set/07	7.476	7.526	7.377
out/07	7.479	7.529	7.382
nov/07	7.628	7.677	7.532
dez/07	7.836	7.884	7.740
jan/08	7.943	8.014	7.801
fev/08	8.129	8.202	7.985
mar/08	8.220	8.295	8.073
abr/08	8.199	8.276	8.046
mai/08	7.899	7.977	7.746
jun/08	7.712	7.790	7.559
jul/08	7.551	7.628	7.399
ago/08	7.633	7.711	7.480
set/08	7.693	7.771	7.539
out/08	7.672	7.749	7.521
nov/08	7.833	7.909	7.683
dez/08	8.042	8.118	7.893
jan/09	8.144	8.243	7.948
fev/09	8.315	8.417	8.116
mar/09	8.405	8.509	8.202
abr/09	8.396	8.503	8.185
mai/09	8.116	8.224	7.905
jun/09	7.935	8.043	7.724
jul/09	7.760	7.867	7.550
ago/09	7.839	7.947	7.628
set/09	7.903	8.011	7.691
out/09	7.890	7.997	7.681
nov/09	8.042	8.148	7.835
dez/09	8.248	8.353	8.042
jan/10	8.348	8.478	8.095
fev/10	8.533	8.666	8.276
mar/10	8.630	8.765	8.367
abr/10	8.627	8.767	8.354
mai/10	8.337	8.478	8.064
jun/10	8.153	8.294	7.880
jul/10	7.983	8.122	7.711
ago/10	8.065	8.206	7.793
set/10	8.129	8.270	7.855
out/10	8.108	8.247	7.837
nov/10	8.261	8.399	7.993
dez/10	8.466	8.603	8.200
jan/11	8.563	8.725	8.249

Tabela 34 – Cenários Previstos para a Demanda no NE - MWhês

data	Cenário 1: PIB Referência	Cenário 2: PIB Otimista	Cenário 3: Pessimista
fev/06	6.554	6.596	6.470
mar/06	6.671	6.714	6.586
abr/06	6.918	6.963	6.829
mai/06	6.871	6.915	6.781
jun/06	6.762	6.807	6.673
jul/06	6.628	6.673	6.540
ago/06	6.896	6.940	6.807
set/06	7.191	7.236	7.102
out/06	7.244	7.288	7.156
nov/06	7.234	7.277	7.146
dez/06	7.074	7.117	6.987
jan/07	6.754	6.840	6.584
fev/07	6.902	6.990	6.728
mar/07	7.030	7.119	6.852
abr/07	7.311	7.404	7.127
mai/07	7.262	7.355	7.078
jun/07	7.157	7.250	6.973
jul/07	6.991	7.084	6.808
ago/07	7.267	7.359	7.082
set/07	7.554	7.647	7.369
out/07	7.626	7.718	7.444
nov/07	7.596	7.687	7.415
dez/07	7.470	7.560	7.290
jan/08	7.132	7.266	6.867
fev/08	7.267	7.404	6.997
mar/08	7.399	7.539	7.124
abr/08	7.685	7.830	7.399
mai/08	7.637	7.782	7.351
jun/08	7.531	7.676	7.244
jul/08	7.377	7.521	7.092
ago/08	7.651	7.796	7.365
set/08	7.946	8.092	7.658
out/08	8.001	8.145	7.717
nov/08	7.975	8.118	7.694
dez/08	7.828	7.969	7.549
jan/09	7.492	7.678	7.126
fev/09	7.644	7.835	7.272
mar/09	7.785	7.980	7.405
abr/09	8.091	8.293	7.697
mai/09	8.043	8.245	7.648
jun/09	7.938	8.140	7.543
jul/09	7.773	7.974	7.381
ago/09	8.052	8.253	7.657
set/09	8.346	8.549	7.949
out/09	8.402	8.602	8.010
nov/09	8.369	8.567	7.981
dez/09	8.226	8.423	7.842
jan/10	7.882	8.126	7.410
fev/10	8.038	8.286	7.556
mar/10	8.186	8.439	7.694
abr/10	8.505	8.768	7.994
mai/10	8.458	8.721	7.946
jun/10	8.352	8.615	7.840
jul/10	8.188	8.449	7.680
ago/10	8.468	8.730	7.957
set/10	8.766	9.030	8.252
out/10	8.813	9.074	8.306
nov/10	8.778	9.037	8.276
dez/10	8.628	8.884	8.130
jan/11	8.281	8.585	7.694

Tabela 35 – Cenários Previstos para a Demanda no N - MWMês

<b>data</b>	<b>Cenário 1: PIB Referência</b>	<b>Cenário2: PIB Otimista</b>	<b>Cenário 3: PIB Pessimista</b>
fev/06	3.081	3.104	3.035
mar/06	3.189	3.212	3.143
abr/06	3.396	3.421	3.348
mai/06	3.371	3.395	3.323
jun/06	3.312	3.336	3.264
jul/06	3.235	3.259	3.187
ago/06	3.259	3.283	3.210
set/06	3.309	3.333	3.261
out/06	3.266	3.290	3.218
nov/06	3.239	3.263	3.192
dez/06	3.212	3.236	3.165
jan/07	3.142	3.188	3.049
fev/07	3.262	3.309	3.168
mar/07	3.380	3.429	3.284
abr/07	3.596	3.647	3.497
mai/07	3.578	3.629	3.479
jun/07	3.516	3.566	3.416
jul/07	3.440	3.490	3.341
ago/07	3.459	3.509	3.359
set/07	3.509	3.560	3.409
out/07	3.462	3.512	3.363
nov/07	3.434	3.483	3.336
dez/07	3.405	3.454	3.308
jan/08	3.332	3.405	3.189
fev/08	3.463	3.537	3.317
mar/08	3.582	3.657	3.433
abr/08	3.805	3.883	3.650
mai/08	3.783	3.862	3.629
jun/08	3.723	3.801	3.568
jul/08	3.644	3.722	3.490
ago/08	3.667	3.745	3.512
set/08	3.719	3.798	3.564
out/08	3.670	3.748	3.516
nov/08	3.639	3.717	3.487
dez/08	3.609	3.686	3.459
jan/09	3.534	3.635	3.336
fev/09	3.665	3.768	3.464
mar/09	3.790	3.895	3.584
abr/09	4.022	4.131	3.808
mai/09	4.002	4.111	3.788
jun/09	3.941	4.050	3.727
jul/09	3.861	3.969	3.648
ago/09	3.883	3.992	3.670
set/09	3.936	4.046	3.722
out/09	3.884	3.992	3.672
nov/09	3.852	3.959	3.642
dez/09	3.820	3.926	3.612
jan/10	3.742	3.873	3.486
fev/10	3.879	4.013	3.618
mar/10	4.007	4.143	3.741
abr/10	4.247	4.389	3.971
mai/10	4.227	4.369	3.950
jun/10	4.166	4.308	3.889
jul/10	4.084	4.225	3.809
ago/10	4.108	4.250	3.832
set/10	4.163	4.306	3.885
out/10	4.108	4.249	3.834
nov/10	4.074	4.213	3.802
dez/10	4.040	4.178	3.770
jan/11	3.959	4.123	3.641

















## Anexo 9

Tabela 51 – Expansão da Capacidade Hidráulica – subsistema SE/CO [15]

Data	Expansão Hidráulica - SE/CO (Mwmês)
fev/06	80
mar/06	80
abr/06	948,5
mai/06	1977
jun/06	2207,7
jul/06	2338,4
ago/06	2549,3
set/06	2560
out/06	2560
nov/06	2710,7
dez/06	2710,7
jan/07	2780,7
fev/07	2850,7
mar/07	2850,7
abr/07	2920,7
mai/07	2920,7
jun/07	2920,7
jul/07	2920,7
ago/07	2920,7
set/07	2920,7
out/07	2920,7
nov/07	2920,7
dez/07	2920,7
jan/08	2920,7
fev/08	2920,7
mar/08	2920,7
abr/08	2920,7
mai/08	2920,7
jun/08	2920,7
jul/08	2920,7
ago/08	2920,7
set/08	2920,7
out/08	2920,7
nov/08	2920,7
dez/08	2920,7
jan/09	2920,7
fev/09	3021,2
mar/09	3034,2
abr/09	3081
mai/09	3334
jun/09	3385,7
jul/09	3641
ago/09	3641
set/09	3774,1
out/09	3825,6
nov/09	3825,6
dez/09	3860,6
jan/10	3860,6
fev/10	3895,6
mar/10	3932,3
abr/10	3967,3
mai/10	4004
jun/10	4004
jul/10	4074,2
ago/10	4074,2
set/10	4074,2
out/10	4107,7
nov/10	4107,7
dez/10	4107,7
jan/11	4107,7

Tabela 52 – Expansão da Capacidade Hidráulica – subsistema Sul [15]

<b>Data</b>	<b>Expansão Hidráulica - Sul (Mwmês)</b>
fev/06	232,8
mar/06	232,8
abr/06	232,8
mai/06	232,8
jun/06	292,8
jul/06	292,8
ago/06	1232,7
set/06	1465,5
out/06	1530,5
nov/06	1530,5
dez/06	1530,5
jan/07	1530,5
fev/07	1530,5
mar/07	1530,5
abr/07	1530,5
mai/07	1530,5
jun/07	1530,5
jul/07	1530,5
ago/07	1530,5
set/07	1530,5
out/07	1530,5
nov/07	1530,5
dez/07	1530,5
jan/08	1573,8
fev/08	1573,8
mar/08	1617,1
abr/08	1617,1
mai/08	1660,4
jun/08	1660,4
jul/08	1660,4
ago/08	1710,4
set/08	1710,4
out/08	1760,4
nov/08	1760,4
dez/08	1760,4
jan/09	1760,4
fev/09	1760,4
mar/09	1760,4
abr/09	1760,4
mai/09	1777,4
jun/09	1777,4
jul/09	1885,6
ago/09	1885,6
set/09	1993,8
out/09	2019,5
nov/09	2019,5
dez/09	2045,2
jan/10	2070,9
fev/10	2104,4
mar/10	2104,4
abr/10	2137,9
mai/10	2137,9
jun/10	2137,9
jul/10	2137,9
ago/10	2137,9
set/10	2137,9
out/10	2239,8
nov/10	2239,8
dez/10	2239,8
jan/11	2239,8

Tabela 53 – Expansão da Capacidade Hidráulica – subsistema Norte [15]

Data	Expansão Hidráulica - Norte (Mwmês)
fev/06	750
mar/06	750
abr/06	1450
mai/06	1450
jun/06	1825
jul/06	1825
ago/06	1825
set/06	2200
out/06	2200
nov/06	2200
dez/06	2200
jan/07	2200
fev/07	2200
mar/07	2200
abr/07	2200
mai/07	2200
jun/07	2200
jul/07	2200
ago/07	2200
set/07	2200
out/07	2200
nov/07	2200
dez/07	2200
jan/08	2200
fev/08	2200
mar/08	2200
abr/08	2200
mai/08	2200
jun/08	2200
jul/08	2200
ago/08	2200
set/08	2200
out/08	2200
nov/08	2200
dez/08	2200
jan/09	2200
fev/09	2200
mar/09	2200
abr/09	2200
mai/09	2200
jun/09	2200
jul/09	2200
ago/09	2200
set/09	2200
out/09	2320,8
nov/09	2320,8
dez/09	2441,6
jan/10	2441,6
fev/10	2562,4
mar/10	2562,4
abr/10	2683,2
mai/10	2683,2
jun/10	2804
jul/10	2804
ago/10	2924,8
set/10	2924,8
out/10	3045,6
nov/10	3045,6
dez/10	3166,4
jan/11	3166,4

## Anexo 10

Tabela 54 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema SE/CO [15]

PERIODO	AR(1)	AR(2)	AR(3)	AR(4)
fev/06	0.57			
mar/06	0.68			
abr/06	0.60	0.28		
mai/06	0.62	-0.05	0.33	
jun/06	0.82			
jul/06	0.70	0.01	0.29	
ago/06	0.84			
set/06	0.84			
out/06	0.32	0.14	0.33	
nov/06	0.73			
dez/06	0.72	-0.22	-0.09	0.43
jan/07	0.61			
fev/07	0.57			
mar/07	0.67			
abr/07	0.60	0.27		
mai/07	0.62	-0.05	0.33	
jun/07	0.82			
jul/07	0.70	0.01	0.28	
ago/07	0.84			
set/07	0.85			
out/07	0.32	0.14	0.34	
nov/07	0.73			
dez/07	0.72	-0.22	-0.09	0.43
jan/08	0.61			
fev/08	0.57			
mar/08	0.67			
abr/08	0.60	0.27		
mai/08	0.62	-0.05	0.33	
jun/08	0.82			
jul/08	0.70	0.01	0.28	
ago/08	0.84			
set/08	0.85			
out/08	0.32	0.14	0.34	
nov/08	0.73			
dez/08	0.72	-0.22	-0.09	0.43
jan/09	0.61			
fev/09	0.57			
mar/09	0.67			
abr/09	0.60	0.27		
mai/09	0.62	-0.05	0.33	
jun/09	0.83			
jul/09	0.70	0.01	0.28	
ago/09	0.84			
set/09	0.85			
out/09	0.32	0.13	0.34	
nov/09	0.73			
dez/09	0.72	-0.22	-0.09	0.43
jan/10	0.60			
fev/10	0.57			
mar/10	0.67			
abr/10	0.61	0.27		
mai/10	0.63	-0.05	0.33	
jun/10	0.83			
jul/10	0.70	0.02	0.28	
ago/10	0.84			
set/10	0.84			
out/10	0.32	0.13	0.34	
nov/10	0.73			
dez/10	0.72	-0.22	-0.08	0.43
jan/11	0.60			

**Tabela 55 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema SE/CO**

<b>data</b>	<b>Cenário 1 (Mwmês)</b>	<b>Cenário 2 (Mwmês)</b>	<b>Cenário 3 (Mwmês)</b>
fev/06	45.985	45.862	46.041
mar/06	45.369	45.151	45.494
abr/06	34.342	34.107	34.318
mai/06	25.201	25.046	25.250
jun/06	21.361	21.491	21.452
jul/06	18.168	18.286	18.201
ago/06	15.580	15.579	15.639
set/06	15.310	15.514	15.679
out/06	18.185	18.470	18.563
nov/06	23.686	23.915	24.185
dez/06	35.500	35.718	36.009
jan/07	49.322	49.518	49.778
fev/07	53.009	53.072	53.293
mar/07	49.483	49.640	49.760
abr/07	37.004	37.267	37.224
mai/07	27.453	27.355	27.498
jun/07	23.572	23.365	23.375
jul/07	19.593	19.443	19.605
ago/07	16.530	16.555	16.546
set/07	16.555	16.688	16.538
out/07	19.529	19.534	19.532
nov/07	24.819	24.964	24.666
dez/07	37.095	37.291	36.991
jan/08	50.738	50.914	50.644
fev/08	53.796	53.973	53.788
mar/08	50.056	50.151	50.047
abr/08	37.393	37.588	37.548
mai/08	27.620	27.844	27.622
jun/08	23.770	24.000	23.804
jul/08	19.652	19.909	19.815
ago/08	16.415	16.602	16.726
set/08	16.464	16.748	16.871
out/08	19.424	19.691	19.837
nov/08	24.678	25.051	25.139
dez/08	36.756	37.253	37.313
jan/09	50.156	50.601	50.655
fev/09	53.516	53.652	53.771
mar/09	49.935	49.996	49.966
abr/09	37.347	37.453	37.380
mai/09	27.424	27.743	27.587
jun/09	23.400	23.820	23.563
jul/09	19.438	19.758	19.749
ago/09	16.395	16.648	16.460
set/09	16.407	16.739	16.412
out/09	19.248	19.791	19.513
nov/09	24.576	25.128	24.862
dez/09	36.681	37.507	37.078
jan/10	50.457	51.197	50.813
fev/10	53.725	54.019	53.711
mar/10	50.031	50.184	49.946
abr/10	37.568	37.782	37.425
mai/10	27.573	27.769	27.659
jun/10	23.578	23.729	23.733
jul/10	19.683	19.842	19.680
ago/10	16.521	16.591	16.525
set/10	16.762	16.635	16.479
out/10	19.697	19.581	19.533
nov/10	24.914	24.944	24.910
dez/10	37.035	37.007	37.161
jan/11	50.785	50.760	50.898

Tabela 56 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema Sul [15]

PERIODO	AR(1)	AR(2)	AR(3)	AR(4)
fev/06	0,57			
mar/06	0,66			
abr/06	0,51			
mai/06	0,48			
jun/06	0,64			
jul/06	0,43	0,35	-0,24	0,35
ago/06	0,46			
set/06	0,58			
out/06	0,44			
nov/06	0,55			
dez/06	0,59			
jan/07	0,41			
fev/07	0,57			
mar/07	0,66			
abr/07	0,52			
mai/07	0,48			
jun/07	0,63			
jul/07	0,42	0,36	-0,25	0,35
ago/07	0,46			
set/07	0,58			
out/07	0,44			
nov/07	0,55			
dez/07	0,59			
jan/08	0,41			
fev/08	0,57			
mar/08	0,66			
abr/08	0,51			
mai/08	0,48			
jun/08	0,63			
jul/08	0,42	0,36	-0,25	0,35
ago/08	0,46			
set/08	0,58			
out/08	0,43			
nov/08	0,55			
dez/08	0,59			
jan/09	0,41			
fev/09	0,58			
mar/09	0,66			
abr/09	0,51			
mai/09	0,48			
jun/09	0,64			
jul/09	0,42	0,36	-0,25	0,35
ago/09	0,47			
set/09	0,57			
out/09	0,43			
nov/09	0,55			
dez/09	0,59			
jan/10	0,41			
fev/10	0,58			
mar/10	0,66			
abr/10	0,51			
mai/10	0,49			
jun/10	0,64			
jul/10	0,41	0,38	-0,25	0,35
ago/10	0,47			
set/10	0,57			
out/10	0,43			
nov/10	0,55			
dez/10	0,59			
jan/11	0,41			

**Tabela 57 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema S**

<b>data</b>	<b>Cenário 1 (Mwmês)</b>	<b>Cenário 2 (Mwmês)</b>	<b>Cenário 3 (Mwmês)</b>
fev/06	4942	5135	5058
mar/06	4827	4987	4758
abr/06	4870	4767	4648
mai/06	6695	6397	6363
jun/06	8081	8106	7931
jul/06	8118	8179	8198
ago/06	8248	8238	7956
set/06	9553	9549	9431
out/06	10.841	10.798	10.799
nov/06	7828	7939	7725
dez/06	6275	6423	6206
jan/07	6165	6148	5828
fev/07	7003	7193	6895
mar/07	5947	5830	5878
abr/07	5552	5345	5339
mai/07	7024	6790	6885
jun/07	8367	8329	8269
jul/07	9167	9247	9221
ago/07	8436	8507	8381
set/07	9772	9756	9716
out/07	10.891	11.142	11.014
nov/07	7550	7897	7922
dez/07	6239	6472	6477
jan/08	5873	5826	6238
fev/08	6924	6857	7076
mar/08	5716	5859	5806
abr/08	5251	5406	5468
mai/08	6867	6805	7131
jun/08	8243	8388	8285
jul/08	8935	9044	9129
ago/08	8236	8274	8162
set/08	9484	9616	9505
out/08	10.850	10.914	10.893
nov/08	7674	7681	7793
dez/08	6190	6258	6190
jan/09	5929	6046	5855
fev/09	6935	6971	6866
mar/09	5838	5684	5827
abr/09	5553	5380	5369
mai/09	6977	6945	6874
jun/09	8256	8295	8370
jul/09	8784	9049	9033
ago/09	8376	8130	8345
set/09	9657	9462	9612
out/09	10.793	10.744	10.843
nov/09	7736	7620	7875
dez/09	6274	6021	6278
jan/10	5913	5887	5957
fev/10	6882	6820	6932
mar/10	5704	5880	5741
abr/10	5261	5426	5376
mai/10	6829	7127	7080
jun/10	8279	8413	8293
jul/10	8955	9159	9069
ago/10	8293	8585	8455
set/10	9608	9747	9706
out/10	10.999	11.208	10.999
nov/10	7875	7946	7844
dez/10	6423	6482	6314
jan/11	6006	6084	6093

Tabela 58 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema NE [15]

PERIODO	AR(1)	AR(2)	AR(3)	AR(4)	AR(5)
fev/06	0,77	-0,33			
mar/06	0,78				
abr/06	0,71				
mai/06	0,83				
jun/06	0,95				
jul/06	1,20	-0,25			
ago/06	0,98				
set/06	1,13	0,05	-0,25		
out/06	0,77	0,65	-0,59		
nov/06	0,97	-0,34			
dez/06	0,71	-0,04	-0,08	-0,52	0,55
jan/07	0,72	-0,20	0,12	0,30	-0,25
fev/07	0,77	-0,33			
mar/07	0,78				
abr/07	0,71				
mai/07	0,83				
jun/07	0,95				
jul/07	1,20	-0,25			
ago/07	0,98				
set/07	1,13	0,05	-0,25		
out/07	0,77	0,65	-0,59		
nov/07	0,97	-0,34			
dez/07	0,71	-0,04	-0,08	-0,52	0,55
jan/08	0,72	-0,20	0,12	0,30	-0,25
fev/08	0,77	-0,33			
mar/08	0,78				
abr/08	0,71				
mai/08	0,83				
jun/08	0,95				
jul/08	1,20	-0,25			
ago/08	0,98				
set/08	1,13	0,05	-0,25		
out/08	0,77	0,65	-0,59		
nov/08	0,97	-0,34			
dez/08	0,71	-0,04	-0,08	-0,52	0,55
jan/09	0,72	-0,20	0,12	0,30	-0,25
fev/09	0,77	-0,33			
mar/09	0,78				
abr/09	0,71				
mai/09	0,83				
jun/09	0,95				
jul/09	1,20	-0,25			
ago/09	0,98				
set/09	1,13	0,05	-0,25		
out/09	0,77	0,65	-0,59		
nov/09	0,97	-0,34			
dez/09	0,71	-0,04	-0,08	-0,52	0,55
jan/10	0,72	-0,20	0,12	0,30	-0,25
fev/10	0,77	-0,33			
mar/10	0,78				
abr/10	0,71				
mai/10	0,83				
jun/10	0,95				
jul/10	1,20	-0,25			
ago/10	0,98				
set/10	1,13	0,05	-0,25		
out/10	0,77	0,65	-0,59		
nov/10	0,97	-0,34			
dez/10	0,71	-0,04	-0,08	-0,52	0,55
jan/11	0,72	-0,20	0,12	0,30	-0,25

Tabela 59 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema NE

data	Cenario 1 (Mwmês)	Cenario 2 (Mwmês)	Cenario 3 (Mwmês)
fev/06	12.847	12.812	12.791
mar/06	13.016	12.912	12.940
abr/06	11.025	10.963	11.061
mai/06	6942	7045	6753
iun/06	4588	4841	4566
jul/06	3707	4071	3997
ago/06	3324	3746	3540
set/06	3166	3342	3091
out/06	3469	3873	3307
nov/06	5716	6273	5439
dez/06	10.119	10.605	0.9823
jan/07	14.358	14.635	13.848
fev/07	15.387	15.265	14.587
mar/07	15.315	15.426	14.655
abr/07	12.259	12.372	11.676
mai/07	7493	7550	7131
iun/07	4922	5118	4772
jul/07	4192	4152	3978
ago/07	3570	3675	3449
set/07	3246	3342	3082
out/07	3573	3895	3411
nov/07	5796	6471	5610
dez/07	10.543	11.170	10.371
jan/08	14.585	15.157	14.548
fev/08	15.251	15.649	15.271
mar/08	15.374	15.454	15.425
abr/08	12.273	12.318	12.399
mai/08	7538	7577	7508
iun/08	4794	4908	4975
jul/08	3909	3917	4217
ago/08	3346	3424	3669
set/08	2959	3086	3264
out/08	3043	3273	3578
nov/08	4827	5282	5700
dez/08	9471	9827	10.335
jan/09	13.734	14.022	14.524
fev/09	14.852	14.872	15.344
mar/09	14.929	14.973	15.447
abr/09	12.155	11.994	12.314
mai/09	7498	7352	7802
iun/09	4916	4735	5257
jul/09	4097	3818	4375
ago/09	3698	3254	3811
set/09	3307	2781	3519
out/09	3674	3081	3736
nov/09	5888	5216	5910
dez/09	10.490	10.124	10.733
jan/10	14.696	13.734	14.771
fev/10	15.405	14.501	15.419
mar/10	15.539	14.511	15.397
abr/10	12.315	11.814	12.291
mai/10	7694	7371	7400
iun/10	5101	4966	4961
jul/10	4327	4147	4041
ago/10	3744	3367	3573
set/10	3364	2933	3125
out/10	3534	3072	3488
nov/10	5583	4986	5723
dez/10	10.229	10.076	10.477
jan/11	14.469	14.201	14.324

Tabela 60 – Coeficientes PAR(p) – Subsistema N [15]

PERIODO	AR(1)	AR(2)	AR(3)	AR(4)	AR(5)	AR(6)
fev/06	0,85	-0,45	-0,03	0,28		
mar/06	0,78					
abr/06	0,78					
mai/06	1,00	-0,23				
jun/06	0,90					
jul/06	1,12	-0,53	0,34			
ago/06	0,97					
set/06	1,26	-0,74	0,13	-0,02	0,33	
out/06	0,48	0,67	-0,34			
nov/06	0,64	-0,30	0,81	-0,24	-0,25	
dez/06	0,72					
jan/07	0,73					
fev/07	0,85	-0,45	-0,03	0,29		
mar/07	0,78					
abr/07	0,78					
mai/07	1,00	-0,23				
jun/07	0,90					
jul/07	1,12	-0,53	0,34			
ago/07	0,97					
set/07	1,26	-0,74	0,13	-0,02	0,33	
out/07	0,48	0,67	-0,34			
nov/07	0,64	-0,30	0,81	-0,24	-0,25	
dez/07	0,72					
jan/08	0,73					
fev/08	0,85	-0,45	-0,03	0,29		
mar/08	0,78					
abr/08	0,78					
mai/08	1,00	-0,23				
jun/08	0,90					
jul/08	1,12	-0,53	0,34			
ago/08	0,97					
set/08	1,26	-0,74	0,13	-0,02	0,33	
out/08	0,48	0,67	-0,34			
nov/08	0,64	-0,30	0,81	-0,24	-0,25	
dez/08	0,72					
jan/09	0,73					
fev/09	0,85	-0,45	-0,03	0,29		
mar/09	0,78					
abr/09	0,78					
mai/09	1,00	-0,23				
jun/09	0,90					
jul/09	1,12	-0,53	0,34			
ago/09	0,97					
set/09	1,26	-0,74	0,13	-0,02	0,33	
out/09	0,48	0,67	-0,34			
nov/09	0,64	-0,30	0,81	-0,24	-0,25	
dez/09	0,72					
jan/10	0,73					
fev/10	0,85	-0,45	-0,03	0,29		
mar/10	0,78					
abr/10	0,78					
mai/10	1,00	-0,23				
jun/10	0,90					
jul/10	1,08	-0,47	0,33			
ago/10	0,97					
set/10	1,36	-0,75	0,09	-0,01	0,25	
out/10	0,61	0,61	-0,18	-0,12	0,15	-0,26
nov/10	0,74	-0,44	0,86	-0,19	-0,30	
dez/10	0,71					
jan/11	0,73					

Tabela 61 – Cenários gerados de Afluências – Subsistema N

Data	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
fev/06	8441.9	8266	8411.5
mar/06	10727	10576	10775
abr/06	11273	11016	11063
mai/06	7457.6	7359.9	7316.5
jun/06	3763.3	3530.6	3624.7
jul/06	2124.2	1947.9	2199.7
ago/06	1368	1253	1500.1
set/06	902.88	1053.7	1110.7
out/06	917.65	1019.2	1155.4
nov/06	1656.2	1348.1	1937.9
dez/06	3308.9	2976.2	3969.6
jan/07	6542.3	6106.4	7080.6
fev/07	8376.1	8217.9	8419
mar/07	10661	10457	10785
abr/07	11157	10954	11309
mai/07	7548.9	7168	7477.2
jun/07	3533.6	3556.6	3664
jul/07	2009	2052.3	2073.2
ago/07	1518.7	1431.7	1456.3
set/07	1110.1	1159.7	1426.2
out/07	1344.6	1132.9	1483
nov/07	2207.1	1910.3	1965.1
dez/07	4422.7	3978.7	4109.5
jan/08	8042.3	7279.4	7561.1
fev/08	9218.8	8527.4	9031.5
mar/08	11416	10681	11101
abr/08	11742	11146	11495
mai/08	7826.5	7428.8	7484.5
jun/08	3838.8	3576.6	3535.5
jul/08	2434.2	2106	1994.5
ago/08	1789.4	1662.7	1475.2
set/08	1428.3	1348.1	1194
out/08	1688.6	1525.5	1350.2
nov/08	2712.8	2513.5	2201.7
dez/08	5060.6	4877.8	4352.2
jan/09	8688.1	8241.4	7765.7
fev/09	9405.7	9036.4	8924.2
mar/09	11479	11039	11148
abr/09	11695	11448	11535
mai/09	7639.3	7571.7	7551.2
jun/09	3651.2	3616.2	3550.3
jul/09	2166.6	2242.3	2032.6
ago/09	1487	1662.9	1446.7
set/09	1312.7	1120.3	1064.1
out/09	1306.7	1581.5	1272.5
nov/09	1980.4	2772.8	2138.9
dez/09	4077.1	5279.7	4320.9
jan/10	7547.1	8939.7	7766.7
fev/10	8934.7	9294.7	8871.3
mar/10	11113	11295	11167
abr/10	11338	11508	11372
mai/10	7557.4	7475.6	7294.3
jun/10	3729.6	3757.5	3602.9
jul/10	2189.8	2124.4	2065.8
ago/10	1676.5	1622.5	1405.3
set/10	1407.1	1329.2	1073.3
out/10	1487.9	1528.5	1015.8
nov/10	2300.4	2698.6	1755.3
dez/10	4766.6	5131.9	3627.8
jan/11	8421.2	8762.4	6869.5

## Anexo 11

**Tabela 62 – Custos das Térmicas do Subsistema SE/CO (R\$/MWh) [15]**

NOME CLASSE	U.EXIS	TIPO COMB	CUSTO ANO 1	CUSTO ANO 2	CUSTO ANO 3	CUSTO ANO 4	CUSTO ANO 5
ANGRA 1	EE	Nuclear	15,51	15,51	15,51	15,51	15,51
ANGRA 2	NE	Nuclear	10,55	10,55	10,55	10,55	10,55
CARIOBA	EE	Óleo	937	937	937	937	937
CCBS	NE	Gás	180	180	180	180	159,31
COCAL	NE	Biomassa	0	0	115	115	115
CUIABA G CC	EX	Gás	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
DAIA	NE	Óleo	0	0	608,3	608,3	608,3
ELETROBOLT	EX	Gás	100,4	100,4	100,4	161,34	161,34
GOIANIA 2 BR	NE	Diesel	0	0	0	662,09	662,09
IBIRITERMO	EE	Gás	77,46	77,46	77,46	77,46	77,46
IGARAPE	EX	Óleo	401	401	401	401	401
JUIZ DE FORA	EE	Gás	105	105	105	105	105
LASA OC	NE	Óleo	0	0	0	219,83	219,83
MACAE MERCHA	EX	Gás	97,15	97,15	97,15	97,15	97,15
NORTEFLU	EX	Gás	108	108	108	108	108
NOVA PIRAT	EE	Gás	180	180	180	180	180
PIE-RP	NE	Biomassa	0	0	125	125	125
PIRAT.12 G	EE	Gás	363,6	363,6	363,6	363,6	363,6
R.SILVEIRA G	EE	Gás	223,28	223,28	223,28	223,28	223,28
ST.CRUZ 12	EE	Óleo	242,41	242,41	242,41	242,41	242,41
ST.CRUZ 34	EE	Óleo	242,41	242,41	242,41	242,41	242,41
ST.CRUZ N.DI	EE	Diesel	441,04	441,04	441,04	441,04	441,04
TERMORIO	EE	Gás	124,77	124,77	124,99	124,99	124,99
TRES LAGOAS	EE	Gás	110,48	110,48	110,48	108,8	108,8
UTE BRASILIA	EX	Diesel	1047,38	1047,38	1047,38	1047,38	1047,38
W.ARJONA G	EX	Gás	185,64	185,64	185,64	185,64	185,64
XAVANTES	NE	Diesel	0	0	882	882	882

**Tabela 63 – Custos das Térmicas do Subsistema Sul (R\$/MWh) [15]**

NOME CLASSE	U.EXIS	TIPO COMB	CUSTO ANO 1	CUSTO ANO 2	CUSTO ANO 3	CUSTO ANO 4	CUSTO ANO 5
ALEGRETE	EX	Óleo	1024,86	1024,86	1024,86	1024,86	1024,86
ARGENTINA 1	EX	CONTRATO	43,02	43,02	43,02	43,02	43,02
ARGENTINA 1B	EX	CONTRATO	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
ARGENTINA 2A	EX	CONTRATO	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
ARGENTINA 2B	EX	CONTRATO	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
ARGENTINA 2C	EX	CONTRATO	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
ARGENTINA 2D	EX	CONTRATO	53,1	53,1	53,1	53,1	53,1
CANDIOTA 3	NE	Carvão	0	0	0	0	41,28
CANOAS	EE	Gás	110,48	110,48	110,48	110,48	110,48
CHARQUEADAS	EX	Carvão	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
FIGUEIRA	EE	Carvão	245,02	245,02	245,02	245,02	245,02
J.LACERDA A1	EX	Carvão	192,38	192,38	192,38	192,38	192,38
J.LACERDA A2	EX	Carvão	156,97	156,97	156,97	156,97	156,97
J.LACERDA B	EX	Carvão	151,05	151,05	151,05	151,05	151,05
J.LACERDA C	EX	Carvão	113,67	113,67	113,67	113,67	113,67
JACUI	NE	Carvão	0	0	0	97	97
NUTEPA	EE	Óleo	568	568	568	568	568
P.MEDICI A	EE	Carvão	115	115	115	115	115
P.MEDICI B	EX	Carvão	115	115	115	115	115
S.JERONIMO	EE	Carvão	273	273	273	273	273
URUGUAIANA	EE	Gás	78,07	85,61	91,95	97,53	72,07

Tabela 64 – Custos das Térmicas do Subsistema NE (R\$/MWh) [15]

NOME	U.EXIS	TIPO COMB	CUSTO ANO 1	CUSTO ANO 2	CUSTO ANO 3	CUSTO ANO 4	CUSTO ANO 5
ALTOS	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
ARACATI	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
BATURITE	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
CAMACARI	EE	Diesel	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5
CAMACARI G	NE	Gás	130,5	130,5	130,5	130,5	130,5
CAMPO	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
CAUCAIA	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
CRATO	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
ENGUIA	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
FAFEN	EE	Gás	71,29	71,29	71,29	71,29	71,29
FORTALEZA	EE	Gás	66,74	66,74	66,74	66,74	66,74
IGUATU	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
JAGUARARI	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
JUAZEIRO N	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
MARAMBAIA	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
NAZARIA	NE	Diesel	0	0	558,67	558,67	558,67
TERMOBAHIA	EE	Gás	87,12	87,12	87,12	87,12	87,12
TERMOCEARA	EE	Gás	82,72	82,72	82,72	177,45	177,45
TERMOPE	EE	Gás	60	60	60	60	60
VALE DO ACU	NE	Gás	135	135	135	135	135

## Anexo 12

Tabela 65 – Limites de Armazenamento – Subsistema SE/CO (MWhês) [15]

data	Volume min	Volume max
fev/06	8252,84	166498,83
mar/06	8245,42	171408,36
abr/06	5084,44	178093,84
mai/06	5028,12	178273,15
jun/06	5029,12	180819,1
jul/06	4974,99	182925,11
ago/06	5084,44	186962,6
set/06	5084,44	186942,9
out/06	5084,44	187342,54
nov/06	8252,84	171899,67
dez/06	8252,84	161521,88
jan/07	8183,28	166656,89
fev/07	8252,84	174684,35
mar/07	8252,84	180752,85
abr/07	8252,84	187795,56
mai/07	8252,84	187949,17
jun/07	8252,84	188473,64
jul/07	8252,84	188557,58
ago/07	8252,84	188570,72
set/07	8252,84	188551,01
out/07	8252,84	188950,66
nov/07	8252,84	173473,85
dez/07	8252,84	163073,7
jan/08	8252,84	168073,47
fev/08	8252,84	174684,35
mar/08	8252,84	180752,85
abr/08	8252,84	187795,56
mai/08	8252,84	187949,17
jun/08	8252,84	188473,64
jul/08	8252,84	188557,58
ago/08	8252,84	188570,72
set/08	8252,84	188551,01
out/08	8252,84	188950,66
nov/08	8252,84	173473,85
dez/08	8252,84	163073,7
jan/09	8252,84	168073,47
fev/09	8252,84	174684,35
mar/09	8252,84	180751,4
abr/09	8252,84	188184,43
mai/09	8252,84	188531,54
jun/09	8252,84	189074,88
jul/09	8252,84	197318,21
ago/09	8252,84	197337,41
set/09	8252,84	198425,8
out/09	8252,84	198845,27
nov/09	8252,84	183296,48
dez/09	8252,84	172855,09
jan/10	8252,84	177883,32
fev/10	8252,84	184524,36
mar/10	8252,84	190621,44
abr/10	8252,84	197692,22
mai/10	8252,84	197845,83
jun/10	8252,84	198370,31
jul/10	8252,84	198454,24
ago/10	8252,84	198467,38
set/10	8252,84	198455,44
out/10	8252,84	198855,07
nov/10	8252,84	183306,28
dez/10	8252,84	183306,28
jan/11	8252,84	177883,32

Tabela 66 – Limites de Armazenamento – Subsistema Sul (MWMês) [15]

data	Volume min	Volume max
fev/06	0	18210
mar/06	0	18163,75
abr/06	0	18207,65
mai/06	0	18189,02
jun/06	0	18189,02
jul/06	0	18191,81
ago/06	0	18368,27
set/06	0	18590,31
out/06	0	18147,11
nov/06	0	18147,11
dez/06	0	18147,11
jan/07	0	18210
fev/07	0	18163,75
mar/07	0	18207,65
abr/07	0	18189,02
mai/07	0	18189,02
jun/07	0	18191,81
jul/07	0	18368,27
ago/07	0	18590,31
set/07	0	18147,11
out/07	0	18147,11
nov/07	0	18147,11
dez/07	0	18147,11
jan/08	0	18147,11
fev/08	0	18147,11
mar/08	0	18147,11
abr/08	0	18322,17
mai/08	0	18278,21
jun/08	0	18278,21
jul/08	0	18322,17
ago/08	0	18322,17
set/08	0	18331,35
out/08	0	18147,11
nov/08	0	18147,11
dez/08	0	18147,11
jan/09	0	18147,11
fev/09	0	18147,11
mar/09	0	18147,11
abr/09	0	18322,17
mai/09	0	18278,21
jun/09	0	18278,21
jul/09	0	18322,17
ago/09	0	18322,17
set/09	0	18331,35
out/09	0	18147,11
nov/09	0	18147,11
dez/09	0	18147,11
jan/10	0	18147,11
fev/10	0	18147,11
mar/10	0	18154,73
abr/10	0	18620,27
mai/10	0	18576,3
jun/10	0	18576,3
jul/10	0	18620,27
ago/10	0	18620,27
set/10	0	18629,44
out/10	0	18445,21
nov/10	0	18445,21
dez/10	0	18445,21
jan/11	0	18147,11

Tabela 67 – Limites de Armazenamento – Subsistema NE (MWMês) [15]

data	Volume min	Volume max
fev/06	0	40600,46
mar/06	0	42665,36
abr/06	0	46580,84
mai/06	0	51763,08
jun/06	0	51763,08
jul/06	0	51763,08
ago/06	0	51763,08
set/06	0	51763,08
out/06	0	51321,2
nov/06	0	41428,96
dez/06	0	38840,27
jan/07	0	39953,59
fev/07	0	41609,06
mar/07	0	43673,96
abr/07	0	46580,84
mai/07	0	51763,08
jun/07	0	51763,08
jul/07	0	51763,08
ago/07	0	51763,08
set/07	0	51763,08
out/07	0	51321,2
nov/07	0	41428,96
dez/07	0	38840,27
jan/08	0	39953,59
fev/08	0	41609,06
mar/08	0	43673,96
abr/08	0	46580,84
mai/08	0	51763,08
jun/08	0	51763,08
jul/08	0	51763,08
ago/08	0	51763,08
set/08	0	51763,08
out/08	0	51321,2
nov/08	0	41428,96
dez/08	0	38840,27
jan/09	0	39953,59
fev/09	0	41609,06
mar/09	0	43673,96
abr/09	0	46580,73
mai/09	0	51806,11
jun/09	0	51806,11
jul/09	0	51806,11
ago/09	0	51806,11
set/09	0	51806,11
out/09	0	51364,23
nov/09	0	41471,74
dez/09	0	38882,99
jan/10	0	39996,3
fev/10	0	41651,79
mar/10	0	43716,72
abr/10	0	46623,76
mai/10	0	51806,11
jun/10	0	51806,11
jul/10	0	51806,11
ago/10	0	51806,11
set/10	0	51806,11
out/10	0	51364,23
nov/10	0	41471,74
dez/10	0	41471,74
jan/11	0	39996,3

Tabela 68 – Limites de Armazenamento – Subsistema Norte (MWhês) [15]

data	Volume min	Volume max
fev/06	0	11914,94
mar/06	0	11043,82
abr/06	0	11639,83
mai/06	0	12126,82
jun/06	0	12855,57
jul/06	0	13120,39
ago/06	0	13120,39
set/06	0	13120,39
out/06	0	13120,39
nov/06	0	13120,39
dez/06	0	13120,6
jan/07	0	12347,55
fev/07	0	11883,81
mar/07	0	11640,19
abr/07	0	11639,83
mai/07	0	12126,82
jun/07	0	12855,57
jul/07	0	13120,39
ago/07	0	13120,39
set/07	0	13120,39
out/07	0	13120,39
nov/07	0	13120,39
dez/07	0	13120,6
jan/08	0	12347,55
fev/08	0	11883,81
mar/08	0	11640,19
abr/08	0	11639,83
mai/08	0	12126,82
jun/08	0	12855,57
jul/08	0	13120,39
ago/08	0	13120,39
set/08	0	13120,39
out/08	0	13120,39
nov/08	0	13120,39
dez/08	0	13120,6
jan/09	0	12347,55
fev/09	0	11883,81
mar/09	0	11640,19
abr/09	0	11639,83
mai/09	0	12126,82
jun/09	0	12855,57
jul/09	0	13120,39
ago/09	0	13120,39
set/09	0	13120,39
out/09	0	13120,39
nov/09	0	13120,39
dez/09	0	13120,6
jan/10	0	12347,55
fev/10	0	11883,81
mar/10	0	11640,19
abr/10	0	11639,83
mai/10	0	12126,85
jun/10	0	14510,45
jul/10	0	14774,54
ago/10	0	14774,54
set/10	0	14774,54
out/10	0	14774,54
nov/10	0	14774,06
dez/10	0	14069,34
jan/11	0	12347,55

Tabela 69 – Limites Máximos de Turbinamento por Subsistema (MWmês) [15]

SUDESTE	SUL	NORDESTE	NORTE
39691,5	9928,3	9406	6073,1

Tabela 70 – Limites Máximos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO (MWmês) [15]

NOME	capacidade máxima
ANGRA 1	541,70
ANGRA 2	1217,84
CARIOBA	26,53
CCBS	0,00
COCAL	0,00
CUIABA G CC	431,43
DAIA	0,00
ELETROBOLT	373,73
GOIANIA 2 BR	0,00
IBIRITERMO	216,00
IGARAPE	108,80
JUIZ DE FORA	81,85
LASA OC	0,00
MACAE MERCHA	872,88
NORTEFLU	809,21
NOVA PIRAT	345,53
PIE-RP	0,00
PIRAT, 12 G	157,81
R,SILVEIRA G	25,85
ST,CRUZ 12	115,63
ST,CRUZ 34	343,86
ST,CRUZ N,DI	152,14
TERMORIO	686,01
TRES LAGOAS	230,24
UTE BRASILIA	6,44
W,ARJONA G	163,83
XAVANTES	0,00







**Tabela 75 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema SE/CO  
(MWMês) – Parte 5[15]**

NOME	Capacidade Mínima - Inflexibilidade												
	jan/10	fev/10	mar/10	abr/10	mai/10	jun/10	jul/10	ago/10	set/10	out/10	nov/10	dez/10	jan/11
ANGRA 1	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88	483,88
ANGRA 2	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00	1080,00
CARIOBA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CCBS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
COCAL	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CUIABA G CC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DAIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ELETROBOLT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
GOIANIA 2 BR	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IBIRITERMO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
IGARAPE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
JUIZ DE FORA	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94
LASA OC	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
MACAE MERCHA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NORTEFLU	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00	400,00
NOVA PIRAT	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PIE-RP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
PIRAT,12 G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
R,SILVEIRA G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ST,CRUZ 12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ST,CRUZ 34	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ST,CRUZ N,DI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TERMORIO	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TRES LAGOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
UTE BRASILIA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
W,ARJONA G	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
XAVANTES	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

**Tabela 76 – Limites Máximos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul  
(MWMês) [15]**

NOME	capacidade máxima
ALEGRETE	49,28
ARGENTINA 1	241,00
ARGENTINA 1B	15,00
ARGENTINA 2A	53,00
ARGENTINA 2B	26,00
ARGENTINA 2C	53,00
ARGENTINA 2D	13,00
CANDIOTA 3	0,00
CANOAS	151,70
CHARQUEADAS	54,37
FIGUEIRA	12,06
J.LACERDA A1	48,55
J.LACERDA A2	105,18
J.LACERDA B	219,14
J.LACERDA C	329,15
JACUI	0,00
NUTEPA	20,99
P.MEDICI A	93,19
P.MEDICI B	220,16
S.JERONIMO	15,78
URUGUAIANA	571,68





**Tabela 81 – Limites Mínimos de Geração das Térmicas do Subsistema Sul  
(MWmês) – Parte 5 [15]**

<b>NOME</b>	<b>jan/10</b>	<b>fev/10</b>	<b>mar/10</b>	<b>abr/10</b>	<b>mai/10</b>	<b>jun/10</b>	<b>jul/10</b>	<b>ago/10</b>	<b>set/10</b>	<b>out/10</b>	<b>nov/10</b>	<b>dez/10</b>	<b>jan/11</b>
ALEGRETE	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGENTINA 1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGENTINA 1B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGENTINA 2A	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGENTINA 2B	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGENTINA 2C	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ARGENTINA 2D	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CANDIOTA 3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CANOAS	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHARQUEADAS	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00	26,00
FIGUEIRA	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60	9,60
J.LACERDA A1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
J.LACERDA A2	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00	60,00
J.LACERDA B	160,00	160,0	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00	160,00
J.LACERDA C	216,00	216,0	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00	216,00
JACUI	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
NUTEPA	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
P.MEDICI A	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00	50,00
P.MEDICI B	105,00	105,0	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00	105,00
S.JERONIMO	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
URUGUAIANA	180,83	180,8	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83	180,83

**Tabela 82 – Limites Máximos de Geração das Térmicas do Subsistema NE  
(MWmês) [15]**

<b>NOME</b>	<b>capacidade máxima</b>
ALTOS	0,00
ARACATI	0,00
BATURITE	0,00
CAMACARI D/G	307,18
CAMACARI G	0,00
CAMPO MAIOR	0,00
CAUCAIA	0,00
CRATO	0,00
ENGUIA PECEM	0,00
FAFEN	146,80
FORTALEZA	307,07
IGUATU	0,00
JAGUARARI	0,00
JUAZEIRO N	0,00
MARAMBAIA	0,00
NAZARIA	0,00
TERMOBAHIA	97,63
TERMOCEARA	216,06
TERMOPE	496,45
VALE DO ACU	0,00







## Anexo 13

Tabela 89 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio a (MWhês) [15]

data	min	max
fev/06	-2375	3186
mar/06	-2321	4105
abr/06	-2436	4082
mai/06	-2357	4508
jun/06	-2363	4509
jul/06	-1993	4508
ago/06	-4234	4497
set/06	-4242	4509
out/06	-4247	4518
nov/06	-4253	4648
dez/06	-4251	4646
jan/07	-4245	4638
fev/07	-4248	4642
mar/07	-4238	4631
abr/07	-4260	4655
mai/07	-4297	4022
jun/07	-4298	4023
jul/07	-4297	4022
ago/07	-4292	4017
set/07	-4303	4028
out/07	-4297	4022
nov/07	-4303	4028
dez/07	-4302	4027
jan/08	-4345	4134
fev/08	-4347	4137
mar/08	-4352	4144
abr/08	-4346	4135
mai/08	-4352	4144
jun/08	-4346	4135
jul/08	-4338	4124
ago/08	-4345	4134
set/08	-4339	4125
out/08	-4338	4123
nov/08	-4353	4146
dez/08	-4345	4134
jan/09	-4997	4134
fev/09	-4997	4139
mar/09	-4997	4134
abr/09	-4996	4146
mai/09	-4996	4144
jun/09	-4997	4135
jul/09	-4998	4124
ago/09	-4997	4134
set/09	-4997	4135
out/09	-4997	4133
nov/09	-4996	4146
dez/09	-4997	4134
jan/10	-4996	4144
fev/10	-4997	4139
mar/10	-4998	4124
abr/10	-4996	4146
mai/10	-4996	4144
jun/10	-4997	4135
jul/10	-4998	4124
ago/10	-4997	4134
set/10	-4997	4135
out/10	-4996	4143
nov/10	-4996	4146
dez/10	-4997	4134
jan/11	-4997	4134

Tabela 90 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio b (MWhês) [15]

data	min	max
fev/06	0	405
mar/06	0	405
abr/06	0	405
mai/06	0	405
jun/06	0	405
jul/06	0	548
ago/06	0	547
set/06	0	548
out/06	0	549
nov/06	0	549
dez/06	0	549
jan/07	0	405
fev/07	0	405
mar/07	-382	511
abr/07	-391	498
mai/07	-385	507
jun/07	-385	506
jul/07	-385	308
ago/07	-382	307
set/07	-388	310
out/07	-385	308
nov/07	-388	310
dez/07	-388	309
jan/08	-385	452
fev/08	-386	452
mar/08	-388	451
abr/08	-385	452
mai/08	-388	451
jun/08	-385	452
jul/08	-382	142
ago/08	-385	149
set/08	-383	143
out/08	-382	142
nov/08	-388	157
dez/08	-385	149
jan/09	-348	494
fev/09	-348	493
mar/09	-348	494
abr/09	-349	491
mai/09	-349	492
jun/09	-348	494
jul/09	-347	142
ago/09	-348	149
set/09	-348	150
out/09	-348	189
nov/09	-349	199
dez/09	-348	230
jan/10	-349	576
fev/10	-348	617
mar/10	-347	613
abr/10	-349	662
mai/10	-349	661
jun/10	-348	646
jul/10	-347	287
ago/10	-348	300
set/10	-348	302
out/10	-349	312
nov/10	-349	316
dez/10	-348	335
jan/11	-348	335

Tabela 91 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio c (MWMês) [15]

data	min	max
fev/06	-1788	1700
mar/06	-1788	1700
abr/06	-1788	1700
mai/06	-1788	1700
jun/06	-1926	1700
jul/06	-1926	1700
ago/06	-1796	1700
set/06	-1796	1700
out/06	-1796	1700
nov/06	-1796	1700
dez/06	-1442	1700
jan/07	-1442	1700
fev/07	-1442	1700
mar/07	-1442	1700
abr/07	-1442	1700
mai/07	-1442	1700
jun/07	-1796	1700
jul/07	-1796	1700
ago/07	-1796	1700
set/07	-1796	1700
out/07	-1796	1700
nov/07	-1796	1700
dez/07	-1442	1700
jan/08	-3042	3390
fev/08	-3042	3390
mar/08	-3042	3390
abr/08	-3042	3390
mai/08	-3042	3390
jun/08	-3396	3390
jul/08	-3396	3389
ago/08	-3396	3390
set/08	-3396	3389
out/08	-3396	3389
nov/08	-3396	3390
dez/08	-3042	3390
jan/09	-3042	3390
fev/09	-3042	3390
mar/09	-3042	3390
abr/09	-3042	3390
mai/09	-3042	3390
jun/09	-3396	3390
jul/09	-3396	3389
ago/09	-3396	3390
set/09	-3396	3390
out/09	-3396	3281
nov/09	-3396	3281
dez/09	-3042	3172
jan/10	-3042	3172
fev/10	-3042	3063
mar/10	-3042	3062
abr/10	-3042	2954
mai/10	-3042	2954
jun/10	-3396	2984
jul/10	-3396	2983
ago/10	-3396	2984
set/10	-3396	2984
out/10	-3396	2984
nov/10	-3396	2984
dez/10	-3042	2587
jan/11	-3042	2587

Tabela 92 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio d (MWhês) [15]

data	min	max
fev/06	-117	1934
mar/06	-115	1940
abr/06	-120	1928
mai/06	-116	1936
jun/06	-117	1935
jul/06	-116	1936
ago/06	-115	1940
set/06	-117	1935
out/06	-118	1933
nov/06	-118	1932
dez/06	-118	1932
jan/07	-116	1936
fev/07	-117	1934
mar/07	-1944	2786
abr/07	-1938	2755
mai/07	-1942	2777
jun/07	-1942	2775
jul/07	-1942	2777
ago/07	-1944	2786
set/07	-1940	2765
out/07	-1942	2777
nov/07	-1940	2765
dez/07	-1940	2767
jan/08	-1849	3034
fev/08	-1851	3029
mar/08	-1855	3020
abr/08	-1850	3031
mai/08	-1855	3020
jun/08	-1850	3031
jul/08	-1843	2897
ago/08	-1849	2887
set/08	-1844	2896
out/08	-1843	2898
nov/08	-1856	2875
dez/08	-1849	2887
jan/09	-1849	2944
fev/09	-1852	2937
mar/09	-1849	2944
abr/09	-1856	2927
mai/09	-1855	2930
jun/09	-1850	2942
jul/09	-1843	2862
ago/09	-1849	2850
set/09	-1850	2848
out/09	-1849	2850
nov/09	-1856	2836
dez/09	-1849	2850
jan/10	-1855	2930
fev/10	-1852	2937
mar/10	-1843	2958
abr/10	-1856	2927
mai/10	-1855	2930
jun/10	-1850	2942
jul/10	-1843	2862
ago/10	-1849	2850
set/10	-1850	2848
out/10	-1854	2839
nov/10	-1856	2836
dez/10	-1849	2850
jan/11	-1849	2850

Tabela 93 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio d (MWMês) [15]

data	min	max
fev/06	-117	1934
mar/06	-115	1940
abr/06	-120	1928
mai/06	-116	1936
jun/06	-117	1935
jul/06	-116	1936
ago/06	-115	1940
set/06	-117	1935
out/06	-118	1933
nov/06	-118	1932
dez/06	-118	1932
jan/07	-116	1936
fev/07	-117	1934
mar/07	-1944	2786
abr/07	-1938	2755
mai/07	-1942	2777
jun/07	-1942	2775
jul/07	-1942	2777
ago/07	-1944	2786
set/07	-1940	2765
out/07	-1942	2777
nov/07	-1940	2765
dez/07	-1940	2767
jan/08	-1849	3034
fev/08	-1851	3029
mar/08	-1855	3020
abr/08	-1850	3031
mai/08	-1855	3020
jun/08	-1850	3031
jul/08	-1843	2897
ago/08	-1849	2887
set/08	-1844	2896
out/08	-1843	2898
nov/08	-1856	2875
dez/08	-1849	2887
jan/09	-1849	2944
fev/09	-1852	2937
mar/09	-1849	2944
abr/09	-1856	2927
mai/09	-1855	2930
jun/09	-1850	2942
jul/09	-1843	2862
ago/09	-1849	2850
set/09	-1850	2848
out/09	-1849	2850
nov/09	-1856	2836
dez/09	-1849	2850
jan/10	-1855	2930
fev/10	-1852	2937
mar/10	-1843	2958
abr/10	-1856	2927
mai/10	-1855	2930
jun/10	-1850	2942
jul/10	-1843	2862
ago/10	-1849	2850
set/10	-1850	2848
out/10	-1854	2839
nov/10	-1856	2836
dez/10	-1849	2850
jan/11	-1849	2850

Tabela 94 – Limites Mínimos e Máximos – intercâmbio e (MWMês) [15]

data	min	max
fev/06	-3681	1672
mar/06	-3688	1675
abr/06	-3673	1669
mai/06	-3683	1673
jun/06	-3682	1673
jul/06	-3683	1673
ago/06	-3830	1675
set/06	-3824	1673
out/06	-3820	1671
nov/06	-3818	1671
dez/06	-3819	1671
jan/07	-3825	1773
fev/07	-3822	1772
mar/07	-4089	1775
abr/07	-4102	1769
mai/07	-4093	1773
jun/07	-4094	1773
jul/07	-4093	1773
ago/07	-4089	1775
set/07	-4098	1771
out/07	-4093	1773
nov/07	-4098	1771
dez/07	-4097	1771
jan/08	-4472	1884
fev/08	-4476	1883
mar/08	-4485	1881
abr/08	-4474	1883
mai/08	-4485	1881
jun/08	-4474	1883
jul/08	-4458	1886
ago/08	-4472	1884
set/08	-4460	1886
out/08	-4457	1886
nov/08	-4488	1881
dez/08	-4472	1884
jan/09	-4824	1973
fev/09	-4827	1972
mar/09	-4824	1973
abr/09	-4830	1971
mai/09	-4829	1971
jun/09	-4825	1973
jul/09	-4820	1975
ago/09	-4824	1973
set/09	-4825	1973
out/09	-4933	1864
nov/09	-4939	1862
dez/09	-5042	1755
jan/10	-5047	1853
fev/10	-5154	1745
mar/10	-5147	1748
abr/10	-5266	1635
mai/10	-5265	1635
jun/10	-5231	1667
jul/10	-5226	1669
ago/10	-5230	1667
set/10	-5231	1667
out/10	-5235	1665
nov/10	-5236	1665
dez/10	-5627	1270
jan/11	-5627	1270







# Livros Grátis

( <http://www.livrosgratis.com.br> )

Milhares de Livros para Download:

[Baixar livros de Administração](#)

[Baixar livros de Agronomia](#)

[Baixar livros de Arquitetura](#)

[Baixar livros de Artes](#)

[Baixar livros de Astronomia](#)

[Baixar livros de Biologia Geral](#)

[Baixar livros de Ciência da Computação](#)

[Baixar livros de Ciência da Informação](#)

[Baixar livros de Ciência Política](#)

[Baixar livros de Ciências da Saúde](#)

[Baixar livros de Comunicação](#)

[Baixar livros do Conselho Nacional de Educação - CNE](#)

[Baixar livros de Defesa civil](#)

[Baixar livros de Direito](#)

[Baixar livros de Direitos humanos](#)

[Baixar livros de Economia](#)

[Baixar livros de Economia Doméstica](#)

[Baixar livros de Educação](#)

[Baixar livros de Educação - Trânsito](#)

[Baixar livros de Educação Física](#)

[Baixar livros de Engenharia Aeroespacial](#)

[Baixar livros de Farmácia](#)

[Baixar livros de Filosofia](#)

[Baixar livros de Física](#)

[Baixar livros de Geociências](#)

[Baixar livros de Geografia](#)

[Baixar livros de História](#)

[Baixar livros de Línguas](#)

[Baixar livros de Literatura](#)  
[Baixar livros de Literatura de Cordel](#)  
[Baixar livros de Literatura Infantil](#)  
[Baixar livros de Matemática](#)  
[Baixar livros de Medicina](#)  
[Baixar livros de Medicina Veterinária](#)  
[Baixar livros de Meio Ambiente](#)  
[Baixar livros de Meteorologia](#)  
[Baixar Monografias e TCC](#)  
[Baixar livros Multidisciplinar](#)  
[Baixar livros de Música](#)  
[Baixar livros de Psicologia](#)  
[Baixar livros de Química](#)  
[Baixar livros de Saúde Coletiva](#)  
[Baixar livros de Serviço Social](#)  
[Baixar livros de Sociologia](#)  
[Baixar livros de Teologia](#)  
[Baixar livros de Trabalho](#)  
[Baixar livros de Turismo](#)