

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO – PUC-SP

GILBERTO DE SOUZA OLIVEIRA

**DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO DAS EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO NAS
COMPANHIAS DE CAPITAL ABERTO, SEDIADAS NO ESTADO DE
SÃO PAULO**

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS

SÃO PAULO

2009

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO – PUC-SP

GILBERTO DE SOUZA OLIVEIRA

**DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO DAS EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO NAS
COMPANHIAS DE CAPITAL ABERTO, SEDIADAS NO ESTADO DE
SÃO PAULO**

MESTRADO EM CIÊNCIAS CONTÁBEIS

Dissertação apresentada à Banca Examinadora da Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, como exigência parcial para a obtenção do título de Mestre em Ciências Contábeis e Atuariais, sob orientação do Prof. Doutor José Carlos Marion.

SÃO PAULO

2009

FOLHA DE APROVAÇÃO

GILBERTO DE SOUZA OLIVEIRA

**DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO DAS EMPRESAS
DISTRIBUIDORAS DE ENERGIA ELÉTRICA: UM ESTUDO NAS COMPANHIAS
DE CAPITAL ABERTO, SEDIADAS NO ESTADO DE SÃO PAULO**

BANCA EXAMINADORA

A DEUS, pelo dom da vida;

A Josias e Rosena, meus pais;

A Marionalde, minha esposa;

A Nathalia, Caroline e Esther; minhas filhas, fontes
de minha força, dedico.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela misericórdia e paciência para comigo, pelas oportunidades de corrigir os erros e recomeçar.

Agradeço aos meus pais pelo amor, carinho e atenção recebidos.

Agradeço a minha esposa, Marionalde, minhas filhas, Nathalia, Caroline e Esther pela atenção, companheirismo, incentivo e apoio durante o curso.

Meus sinceros agradecimentos ao Prof. Dr. José Carlos Marion, meu orientador, que muito contribuiu para a realização deste trabalho, com suas orientações decisivas.

Aos colegas do curso com quem tive o prazer de compartilhar bons momentos, que muito contribuíram para o meu aprendizado.

Aos professores do mestrado, em especial os professores Dr. Roberto Fernandes dos Santos, e Dra. Neusa Maria Bastos Fernandes dos Santos pela colaboração no desenvolvimento deste trabalho.

Aos colegas de trabalho, especialmente a Atsushi Nakatsu, Jefferson Roberto dos Santos e Régis César Cunha, pela oportunidade de discussão de temas específicos do setor e pelas críticas e sugestões apresentadas que contribuíram para a melhoria do trabalho.

RESUMO

OLIVEIRA, Gilberto de Souza. *Desempenho Econômico e Financeiro das Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica*: um estudo nas companhias de capital aberto, sediadas no Estado de São Paulo. São Paulo, 2009.

Esta dissertação inicia com a descrição da sistemática de funcionamento do setor elétrico no Brasil e os principais riscos inerentes ao setor. A seguir, discorre sobre as informações principais das cinco empresas distribuidoras de energia elétrica, de capital aberto, sediadas no Estado de São Paulo, que são: Bandeirante Energia S.A.; Companhia Paulista de Força e Luz; Companhia Piratininga de Força e Luz.; Elektro – Eletricidade e Serviços S.A.; Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Apresenta todas as demonstrações contábeis de divulgação obrigatória por força da legislação societária Brasileira e aquelas de exigência do poder concedente – a ANEEL, na sequência expõe uma coletânea de indicadores para análise das demonstrações contábeis, assim como a sistemática de cálculos e interpretação e apresenta a seleção destes indicadores utilizados no estudo das cinco empresas. O estudo objetiva avaliar o desempenho econômico e financeiro dessas empresas no período de 2000 a 2007, com ênfase em duas fases distintas: a) O racionamento de energia elétrica que vigorou de junho de 2001 a fevereiro de 2002, e impactou fortemente os balanços destes dois exercícios, e b) A fase pós racionamento que foi influenciada pelas normas editadas pelo Governo Federal para a criação de um novo modelo para o Setor Elétrico Brasileiro durante os anos de 2004 e 2005. O método utilizado foi a análise evolutiva, em que se avalia a evolução dos indicadores de cada uma das cinco empresas, verificando o desempenho de sua situação econômica, financeira, rentabilidade e a destinação do caixa gerado e consumido no período de 2000 a 2007.

Palavras-chave: Novo modelo para o setor elétrico. Racionamento. Desempenho econômico financeiro. Indicadores. Rentabilidade.

ABSTRACT

OLIVEIRA, Gilberto de Souza. *Economic and Financial Performance of Energy Distributors*: an analysis of listed companies, based in São Paulo. São Paulo, 2009.

This thesis begins with a systematic analysis of the electrical sector in Brazil and the main risks inherent to such sector. Then, it discusses certain information of the five largest publicly-held electric power distribution companies, based in the State of São Paulo, namely: Bandeirante Energia S.A.; Companhia Paulista de Força e Luz.; Companhia Piratininga de Força e Luz.; Elektro – Eletricidade e Serviços S.A.; Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. It presents all the mandatory disclosure of financial statements under the Brazilian corporate law, as well as those required by the Granting Authority – ANEEL, subsequently it presents a collection of indicators for analysis of financial statements, as well as the calculation methodology and interpretation and, finally, it presents a selection of indicators used in the study of five companies. The study is aimed to evaluate the economic and financial performance of these companies during the period from 2000 to 2007, focusing on two distinct stages: (i) the rationing of electricity period that lasted from June 2001 to February 2002, which had a huge impact on the financial statements for such periods, and (ii) the post rationing period, which was impacted by new standards established by the Federal Government in connection with the creation of a new model for the Brazilian energy sector, during the years 2004 and 2005. This thesis uses the evolutionary analysis, which evaluates the development of indicators for each of the five companies, checking the performance of their economic situation, financial performance, profitability and allocation of cash generated and consumed between two thousand and two thousand and seven.

Key-words: New model for the energy sector. Rationing. Economic and financial performance. Indicators. Profitability.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Participação no mercado de consumidores cativos em 2007	19
Tabela 2: Relação da empresas e registro na CVM.....	37
Tabela 3 - Índices/Indicadores Financeiros Utilizados na Análise das Empresas.....	70
Tabela 4: Usuários da informação contábil	83
Tabela 5: Balanço patrimonial.....	86
Tabela 6: Composição da Demonstração do Valor Adicionado – DVA.....	91
Tabela 7: Taxas de depreciação no setor elétrico	99
Tabela 8: Classificação das empresas.....	106
Tabela 9: Indicadores de liquidez -BANDEIRANTE	107
Tabela 10: Indicadores de endividamento - BANDEIRANTE	107
Tabela 11: Indicadores de rentabilidade – BANDEIRANTE	108
Tabela 12: Indicadores do valor agregado EVA – BANDEIRANTE.....	109
Tabela 13: Indicador de geração de caixa operacional – BANDEIRANTE	109
Tabela 14: Fluxo de caixa – BANDEIRANTE	110
Tabela 15: Indicadores de liquidez - CPFL	111
Tabela 16: Indicadores de endividamento - CPFL	112
Tabela 17: Indicadores de rentabilidade – CPFL	112
Tabela 18: Indicadores do valor agregado - EVA – CPFL.....	113
Tabela 19: Indicador de geração de caixa operacional – CPFL	113
Tabela 20: Fluxo de caixa – CPFL	114
Tabela 21: Indicadores de liquidez - PIRATININGA.....	115
Tabela 22: Indicadores de endividamento - PIRATININGA.....	115
Tabela 23: Indicadores de rentabilidade – PIRATININGA	116
Tabela 24: Indicadores do valor agregado - EVA - PIRATININGA.....	117
Tabela 25: Indicador de geração de caixa operacional – PIRATININGA.....	117
Tabela 26: Fluxo de caixa – PIRATININGA.....	118
Tabela 27: Indicadores de liquidez - ELEKTRO	119
Tabela 28: Indicadores de endividamento – ELEKTRO.....	119
Tabela 29: Indicadores de rentabilidade – ELEKTRO.....	120
Tabela 30: Indicadores do valor agregado - EVA - ELEKTRO.....	121
Tabela 31: Indicador de geração de caixa operacional - ELEKTRO	121
Tabela 32: Fluxo de caixa – ELEKTRO	122
Tabela 33: Indicadores de liquidez - ELETROPAULO.....	123
Tabela 34: Indicadores de endividamento - ELETROPAULO	124
Tabela 35: Indicadores de rentabilidade – ELETROPAULO	124
Tabela 36: Indicadores do valor agregado - EVA – ELETROPAULO	125
Tabela 37: Indicador de geração de caixa operacional – ELETROPAULO	126
Tabela 38: Fluxo de caixa – ELETROPAULO	127
Tabela 39: Evolução da posição relativa das empresas.....	128

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
AES SUL	Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AOL	Ativo operacional líquido
BANDEIRANTE	Bandeirante Energia S.A.
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCP	Custo de capital próprio
CCT	Custo de capital de terceiro
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CDI	Certificado de Depósito Bancário
CE	Composição do Endividamento
CEMAT	Centrais Elétricas Matogrossenses S.A.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos
CGSE	Câmara de Gestão do Setor Elétrico
CMPC	Custo Médio Ponderado de Capital
CNPJ	Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
COD	Centro de Operação de Distribuição
COELBA	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA
COELCE	Companhia Energética do Ceará - COELCE
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
COSERN	Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN
CP	Capital Próprio
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
CSR	Centrais de Serviços de Rede

CT	Capital de Terceiros
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DFC	Demonstração do Fluxo de Caixa
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DMPL	Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido
DRE	Demonstração do Resultado do Exercício
DVA	Demonstração do Valor Adicionado
EBITDA	<i>Earning Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization</i> (o mesmo que LAJIDA em português)
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
ELEKTRO	Eletricidade de Serviços
ELETROPAULO	Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
ENERGIPE	Empresa Energética do Sergipe S.A - ENERGIPE
ENERSUL	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul – ENERSUL
EPC	Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.
ER	Empresa de Referência
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
ET	Endividamento Total
ETB	Energia Total do Brasil Ltda.
EVA	<i>Economic Value Added</i>
FIPECAFI	Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
GWh	Gigawatt/hora
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
IPC-A	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
ISS	Imposto sobre Serviços
Kv	Kilovats
KW	Kilowatts
LAJIDA	Lucro antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização
LI	Liquidez Imediata ou Liquidez Instantânea
LO	Lucro Operacional
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits

MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MWh	Megawatts hora
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
O&M	Operação e Manutenção
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PCLD	Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa
PED	Programa Estadual de Desestatização
PIRATININGA	Companhia Piratininga de Força e Luz
PROINFA	Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
RA	Rentabilidade do Ativo
RAOL	Retorno sobre o ativo operacional líquido
RGE	Rio Grande Energia S.A
RGR	Reserva Global de Reversão
RIMA	Relatório de Impacto sobre Meio Ambiente
RPL	Rentabilidade do Patrimônio Líquido
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária
SAELPA	Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	15
CAPÍTULO I A SISTEMÁTICA DE FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL	22
1.1 Introdução	22
1.2 Concessões	23
1.3 Penalidades	24
1.4 Restrições à concentração no mercado de energia elétrica	25
1.5 Novo modelo para o setor elétrico	26
1.6 Contratos assinados antes da lei do novo modelo do setor elétrico	27
1.7 Tarifas de distribuição de energia	27
1.8 A desverticalização no âmbito do novo marco regulatório	29
1.9 Universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica	30
1.10 Racionamento	31
1.11 Acordo geral do setor elétrico	32
1.12 Encargos setoriais	33
1.13 Inadimplemento de encargos setoriais	35
1.14 Distribuição	35
CAPÍTULO II CARACTERÍSTICAS DAS EMPRESAS E OS RISCOS INERENTES À OPERAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	37
2.1 Introdução	37
2.2 Bandeirante Energia S.A.	37
2.3 Companhia Paulista de Força e Luz	38
2.4 Companhia Piratininga de Força e Luz	39
2.5 Elektro Eletricidade e Serviços S.A.	39
2.6 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	41
2.7 Riscos que podem influenciar negativamente nos lucros das empresas distribuidoras de energia elétrica	42
2.7.1 As receitas operacionais podem ser negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às tarifas	43
2.7.2 É possível não conseguir repassar integralmente, por meio das tarifas, os custos de compras de energia	43
2.7.3 As empresas podem ser penalizadas pela ANEEL se não cumprirem com as obrigações contidas nos contratos de concessão	45
2.7.4 As operações e instalações estão sujeitas à ampla regulamentação ambiental e de saúde que podem se tornar mais rigorosas no futuro	46
2.7.5 As empresas são objetivamente responsáveis por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia	46
2.7.6 Se as companhias não conseguirem controlar com sucesso as perdas de energia, os resultados operacionais poderão ser adversamente afetados	47
2.7.7 A influência do Governo Federal sobre a economia pode afetar desfavoravelmente o negócio, bem como, o valor de mercado das ações	47
2.7.8 Mudanças na economia global podem afetar o acesso aos recursos financeiros e diminuir o valor de mercado das ações	48
2.7.9 As dificuldades das distribuidoras se adequarem a empresa de referência criada pela ANEEL	48

2.8 Funções básicas da empresa de referência.....	51
2.8.1 Detalhamento das funções básicas da Empresa de Referência	52
2.8.2 Gastos comuns as várias áreas da Empresa de Referência.....	55
2.8.3 Presidência, Conselho de Administração e Conselho Fiscal	56
2.8.4 Diretoria de Administração	56
2.8.5 Diretoria Financeira	57
2.8.6 Diretoria de Distribuição.....	57
2.8.7 Diretoria Comercial.....	58
2.8.8 Gerências regionais e escritórios comerciais	58
2.8.9 Leitura, envio de faturas e documentos e cobrança	60
2.8.10 Operação e Manutenção das redes de distribuição	61
2.8.11 Custos Adicionais não previstos inicialmente na Empresa de Referência.....	62
2.8.12 Inadimplência (perdas de receitas irrecuperáveis)	63
2.8.13 O Aprimoramento da metodologia da empresa de referência para o segundo ciclo de revisões tarifárias (2007-2010)	63

CAPÍTULO III INDICADORES SELECIONADOS PARA AVALIAÇÃO DAS EMPRESAS 68

3.1 Introdução	68
3.2 Indicadores de liquidez ou solvência	70
3.2.1 Liquidez Imediata – LI ou Liquidez Instantânea	71
3.2.2 Liquidez Corrente – LC	72
3.2.3 Liquidez Geral – LG	74
3.3 Indicadores de endividamento	75
3.3.1 Endividamento Total ou quantidade de endividamento – ET.....	75
3.3.2 Composição do Endividamento ou qualidade do endividamento – CE.....	76
3.4 Indicadores de rentabilidade	76
3.4.1 Rentabilidade do Ativo – RA.....	77
3.4.2 Rentabilidade do Patrimônio Líquido – RPL.....	78
3.5 EVA – Economic Value Added – Valor Econômico Agregado.....	78
3.6 EBITDA - Avaliação de Geração de Caixa	80
3.7 Demonstração do Fluxo de Caixa - DFC - Avaliação da Origem e Destinação do Caixa	82

CAPÍTULO IV AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS PESQUISADAS 83

4.1 Introdução	83
4.2 Relatório Contábil.....	84
4.3 As Demonstrações Contábeis exigidas pela legislação Societária	84
4.3.1 O Balanço Patrimonial	85
4.3.2 A Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido - DMPL.....	87
4.3.3 A Demonstração do Resultado do Exercício - DRE	87
4.3.4 A Demonstração dos Fluxos de caixa - DFC.....	88
4.3.5 Demonstração do Valor Adicionado - DVA.....	90
4.3.6 As Notas explicativas	91
4.4 Demonstrações Contábeis não Obrigatórias pela Legislação Societária, mas exigidas pelo poder concedente a ANEEL.....	92
4.4.1 Demonstração do Balanço Social.....	93
4.4.2 Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental das Empresas de Energia Elétrica.....	94
4.5 Principais características Contábeis do Setor Elétrico Brasileiro	95

4.5.1 O Código de Águas	95
4.5.2 Planos de Contas Padrão para o Setor Elétrico	97
4.5.3 Depreciação	99
4.5.4 Obrigações Especiais	102
4.5.5 Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD	103

CAPÍTULO V APURAÇÃO DO DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO DAS EMPRESAS 104

5.1 Introdução	104
5.2 Fatos relevantes no período analisado	104
5.3 Perfil das cinco empresas da análise	106
5.4 Análise comparativa evolutiva das empresas	106
5.4.1 Bandeirante Energia S/A - Avaliação da liquidez.....	107
5.4.2 Bandeirante Energia S/A - Avaliação do endividamento	107
5.4.3 Bandeirante Energia S/A - Avaliação da rentabilidade.....	108
5.4.4 Bandeirante Energia S/A – Avaliação do valor agregado.....	109
5.4.5 Bandeirante Energia S/A - Avaliação de geração de caixa.....	109
5.4.6 Bandeirante Energia S/A - Avaliação da Origem e Destinação do Caixa	110
5.4.7 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação da liquidez.....	111
5.4.8 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação do endividamento.....	112
5.4.9 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação da rentabilidade.....	112
5.4.10 Companhia Paulista de Força e Luz – Avaliação do valor agregado.....	113
5.4.11 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação de geração de caixa.....	113
5.4.12 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação da origem e destinação do caixa	114
5.4.13 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação da liquidez.....	115
5.4.14 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação do endividamento.....	115
5.4.15 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação da rentabilidade.....	116
5.4.16 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação do valor agregado.....	117
5.4.17 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação de geração de caixa.....	117
5.4.18 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação da origem e destinação do caixa.....	118
5.4.19 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação da liquidez.....	119
5.4.20 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação do endividamento.....	119
5.4.21 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação da rentabilidade.....	120
5.4.22 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A – Avaliação do valor agregado.....	121
5.4.23 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação de geração de caixa.....	121
5.4.24 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação da origem e destinação do caixa.....	122
5.4.25 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação da liquidez	123
5.4.26 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação do endividamento.....	124
5.4.27 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação da rentabilidade	124
5.4.28 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação do valor agregado.....	125
5.4.29 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação de geração de caixa	126

5.4.30 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação da origem e destinação do caixa	127
5.5 Análise dos resultados	127
CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES	129
REFERÊNCIAS	134
ANEXOS	140

INTRODUÇÃO

Contextualização do problema

Com o processo de privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica chegando ao seu final, a última empresa privatizada foi a Sociedade Anônima de Eletrificação da Paraíba - SAELPA, em novembro de 2000, o setor se depara com uma dolorosa realidade em meados de 2001: a falta de energia elétrica para suprir o País. Essa falta de energia elétrica chegou como herança dos tempos em que a geração de energia elétrica era dominada pelo Estado, e nasceu da deterioração da infra-estrutura de geração elétrica, devido à incapacidade das empresas públicas em gerar recursos, para cobrir as necessidades de investimentos para a expansão da oferta e melhoria da qualidade deste serviço, bem como, a incompetência do Estado em gerir adequadamente uma empresa pública, em face da forte interferência de ordem política.

Essa crise de energia, que durou até o fim de fevereiro 2002, resultou na implantação das seguintes medidas pelo Governo Federal (MOTOKI, 2003):

- um programa para racionamento de consumo de energia nas regiões mais adversamente afetadas, a saber as regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil;
- a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica - GCE, que aprovou uma série de medidas emergenciais que estabeleceram metas para consumo reduzido de energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas, introduzindo regimes tarifários especiais, que incentivavam a redução do consumo de energia.

Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o racionamento de energia, em consequência de relevantes aumentos no fornecimento (em virtude de um aumento significativo nos níveis dos reservatórios) e de uma redução moderada na demanda, e, dessa forma, o governo promulgou novas medidas em abril de 2002 que, entre outras coisas, determinou um reajuste tarifário extraordinário, para compensar as perdas financeiras incorridas pelas fornecedoras de energia como resultado do racionamento obrigatório.

Na visão de Oliveira (2003), o governo federal instituiu o artifício da receita de recomposição tarifária extraordinária, que permitiu as empresas distribuidoras reconhecerem em seus balanços uma receita não realizada, referente ao volume de vendas de energia que deixou de ser efetivado em função do racionamento, gerando um resultado contábil irreal, que trouxe reflexos significativos nas demonstrações contábeis das empresas, como os pagamentos de tributos, participação nos lucros e dividendos, calculados sobre esse resultado.

O governo, por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, lançou o Programa Emergencial e Excepcional de Apoio às Concessionárias de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica em novembro de 2002 e também o Programa de Apoio à Capitalização de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica, ou Programa de Capitalização, em setembro de 2003, com o objetivo de oferecer apoio financeiro ao refinanciamento das dívidas das empresas de distribuição, para compensá-las pela perda de receitas resultantes do racionamento, da desvalorização do real frente ao dólar norte-americano e dos atrasos na aplicação dos reajustes tarifários durante 2002.

Em 15 de março de 2004, o governo promulgou a Lei 10.848, conhecida como Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, em um esforço para reestruturar o Setor de Energia Elétrica a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração, além de garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia.

Esta Lei introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor elétrico brasileiro, visando fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de energia elétrica. As principais características desta Lei incluem:

Criação de dois ambientes paralelos para comercialização de energia, com (1) um para empresas de distribuição, chamado Ambiente de Contratação Regulada; e (2) um outro mercado para consumidores livres e empresas de comercialização de energia, em que será permitida a concorrência.

Restrições a certas atividades de distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas a seu principal negócio a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores.

Restrição ao self-dealing¹, para fornecer um incentivo para que distribuidoras contratem energia a preços mais baixos disponíveis, ao invés de comprar energia de partes relacionadas.

Cumprimento dos contratos assinados antes da Lei 10.848 de 15/03/2004 (Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico), a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação.

Proibição das distribuidoras venderem eletricidade aos consumidores livres a preços não regulados.

Proibição das distribuidoras exercerem atividades de geração ou transmissão de energia elétrica, bem como, participarem em outras sociedades de forma direta ou indireta.

Exclusão da Eletrobrás e suas subsidiárias do Plano Nacional de Desestatização, programa criado pelo governo em 1990 visando promover o processo de privatização das empresas estatais.

Destaca nesse processo de mudanças, a desverticalização do setor, que tem como objetivos: (i) evitar a existência de subsídios cruzados entre as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, isto é, evitar que as tarifas auferidas por uma das referidas atividades subsidiem qualquer das demais e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível (geração e comercialização), bem como, aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei 10.848 de 15/03/2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração; (ii) de transmissão, (iii) de venda de energia a Consumidores Livres; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500GWh/ano; e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As atividades estranhas aos serviços públicos de distribuição de energia elétrica

¹ Autocontratação de energia entre geradoras e distribuidoras pertencentes a um mesmo grupo econômico.

desenvolvidas por concessionárias, de acordo com os respectivos contratos de concessão, deverão ser incluídas como fontes alternativas de receita da concessionária e os rendimentos advindos de tais atividades serão considerados para a determinação dos valores das tarifas aplicáveis, com vistas à modicidade tarifária dos serviços de energia elétrica.

Esse processo de desverticalização das empresas do setor elétrico foi concluído em 2005, finalizando uma etapa importante deste ciclo de mudanças estruturais implantadas no Brasil.

Dessa forma, pode se fazer a seguinte indagação: As empresas distribuidoras de energia elétrica, de capital aberto, sediadas no Estado de São Paulo, conseguiram se recuperar econômica e financeiramente dos efeitos do racionamento e da reestruturação do setor?

Objetivo do trabalho

O objetivo deste trabalho é avaliar o desempenho econômico e financeiro das empresas distribuidoras de energia elétricas, de capital aberto, sediadas no Estado de São Paulo, a partir das análises das demonstrações contábeis dos exercícios de 2000 a 2007, feitas com base nos indicadores mais usualmente aplicados pelos analistas, administradores e investidores.

A justificativa utilizada para o desenvolvimento deste trabalho é verificar como estas empresas, que estão localizadas no Estado mais rico do País, operando no maior mercado consumidor de energia, enfrentou o racionamento de energia elétrica e as mudanças estruturais implantadas pelo Governo Federal em 2004 e 2005.

Dentro dessas perspectivas, é interessante conhecer se as empresas estão tendo desempenhos econômicos e financeiros satisfatório, que permitam cumprir o papel que lhes fora reservado desde a privatização, no tocante a investimentos para o atendimento da demanda em suas áreas de concessão, redução de custos, melhoria da qualidade do serviço, até remuneração satisfatória aos seus acionistas.

Delimitação do trabalho

O desenvolvimento deste estudo de avaliação do desempenho econômico e financeiro, através das demonstrações contábeis, não apresenta novas formas de avaliação, pois se apoiará em indicadores amplamente encontrados na literatura de finanças, contabilidade e de análise das demonstrações contábeis.

Os critérios para a seleção da amostra foram as empresas distribuidoras de energia elétrica, de capital aberto, sediadas no estado de São Paulo.

A tabela 1 a seguir, apresenta a participação das empresas selecionadas para esta avaliação no mercado nacional cativo de consumidores e energia elétrica vendida em 2007. Mercado este, composto por 64 distribuidoras, segundo informações da ANEEL.

Tabela 1: Participação no mercado de consumidores cativos em 2007

<u>Empresas</u>	<u>Número de Clientes</u>		<u>Consumo em GWh</u>	
	<u>Total</u>	<u>Participação no mercado nacional (%)</u>	<u>Total</u>	<u>Participação no mercado nacional (%)</u>
Bandeirante Energia S.A.	1.400.948	2,3	8.050	3,1
Companhia Paulista de Força e Luz – CPFL	3.334.889	5,5	18.867	7,1
Companhia Piratininga de Força e Luz - Piratininga	1.286.417	2,1	8.015	3,0
Elektro – Eletricidade e Serviços S.A.	2.005.070	3,3	10.056	3,8
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	<u>5.651.696</u>	<u>9,4</u>	<u>32.549</u>	<u>12,4</u>
Subtotal	<u>13.679.020</u>	<u>22,6</u>	<u>77.537</u>	<u>29,4</u>
Demais empresas distribuidoras	46.725.887	77,4	185.604	70,6
Total do mercado nacional cativo	<u>60.404.907</u>	<u>100,00</u>	<u>263.144</u>	<u>100,00</u>

Fonte: Adaptado de ABRADÉE <w.w.w.abradee.com.br>

Metodologia utilizada

O método utilizado foi a análise comparativa evolutiva, em que se avalia a evolução dos indicadores de cada uma das cinco empresas no período de 2000 a 2007, obtidos ou

calculados com base nas informações secundárias, que foram geradas através dos relatórios financeiros elaborados pelas companhias.

Para a elaboração do trabalho foram adotados os seguintes procedimentos:

- a) pesquisa bibliográfica;
- b) coleta das demonstrações contábeis, das notas explicativas de balanço e dos relatórios da administração publicadas;
- c) coletânea de indicadores;
- d) seleção dos indicadores e demonstrações contábeis a serem utilizadas na avaliação do desempenho econômico e financeiro das empresas;
- e) reclassificação de algumas contas para melhor apuração dos indicadores e análise;
- f) cálculo dos indicadores;
- g) pesquisa de informações nas notas explicativas para subsidiar a análise da empresa;
- h) análise das empresas da amostra;
- i) conclusão da análise.

Estrutura da dissertação

Para se atingir os objetivos propostos, o trabalho foi organizado em cinco capítulos.

O Capítulo I – “A sistemática de funcionamento do setor elétrico no Brasil”, mostra dados atual do setor elétrico, com enfoque para as principais regras que as empresas do setor são submetidas.

O Capítulo II - “Características das empresas pesquisadas e os riscos inerentes a operação de distribuição de energia elétrica”, foram caracterizadas as empresas do estudo e apresenta os principais riscos inerentes as atividades de distribuição de energia elétrica no Brasil.

O Capítulo III – “Indicadores selecionados para avaliação das empresas”, apresenta os indicadores a serem utilizados na análise econômico financeira de cada empresa.

O Capítulo IV - “As Demonstrações financeiras das empresas pesquisadas”, apresenta os relatórios elaborados a partir dos dados contábeis da entidade, tanto os de natureza obrigatória pelas leis societárias, como aqueles exigidos pelo poder Concedente (ANEEL).

O Capítulo V - “Apuração do desempenho econômico e financeiro das empresas”, faz a apresentação do desempenho econômico e financeiro de cada uma das cinco empresas analisadas, a partir dos indicadores descritos no capítulo três, nos períodos verificados a partir do ano 2000.

Por fim, a “Conclusão e as recomendações para futuras pesquisas” apresenta os comentários finais acerca da evolução das empresas, mostrando o desempenho econômico e financeiro das concessionárias no período de 2000 a 2007, em que estas empresas vivenciaram duas das mais significativas mudanças estruturais do setor elétrico brasileiro pós privatização, o racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, em que não há registro na história do País de um racionamento de tamanhas proporções, e a adoção do novo modelo de regulação do setor, implantado pela lei 10.848 de 15/03/2004.

CAPÍTULO I

A SISTEMÁTICA DE FUNCIONAMENTO DO SETOR ELÉTRICO NO BRASIL

1.1 Introdução

Para Matsudo (2001), o setor elétrico brasileiro vem passando por grandes mudanças estruturais e operacionais a partir de 1993, que incluem a introdução de novos agentes de mercado, a constituição de um ambiente dinâmico, a reforma dos entes regulatórios, da operação do sistema e do planejamento setorial, bem como o processo de privatização das empresas de energia.

Conforme Cerbasi (2003), a reestruturação pela qual passou o setor elétrico nos últimos anos teve como principais objetivos, a introdução da competição na geração, a garantia de continuidade do suprimento e a atração do capital privado através da transferência de ativos de geração e distribuição para a iniciativa privada.

Segundo Ganim (2003, p.28), a reestruturação do setor elétrico iniciou com o projeto RE-SEB em 1998, que promoveu a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás e de suas subsidiárias, estabeleceu o Mercado Atacadista de Energia Elétrica e a criação do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS. Todas estas mudanças visavam garantir a necessidade futura de energia, liberdade de competição na geração e na comercialização e uma melhor qualidade de serviços prestados ao consumidor.

Com a nova reestruturação do setor em 2004/2005, a estrutura do mercado de energia elétrica passou a ser formada por quatro tipos de participantes, responsáveis cada um pelas atividades de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica.

A seguir serão apresentadas as principais diretrizes que regulam o setor elétrico brasileiro, com base nas normas do setor e nas informações publicadas nos relatórios de Administração das empresas analisadas, disponibilizadas nos seus sites.

1.2 Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejam atuar em comercialização ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao Ministério das Minas e Energia - MME ou a ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia em determinada área de concessão por um período determinado. Esse período é limitado a 35 anos para novas concessões de geração, e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. Concessões existentes poderão ser renovadas a critério do Poder Concedente.

A Lei 8.987/95 (Lei das Concessões) estabelece, entre outras matérias, as condições que a concessionária deve cumprir ao fornecer serviços de energia, os direitos dos consumidores e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente.

Os principais dispositivos da Lei de Concessões resumidos são os seguintes:

Responsabilidade objetiva: A concessionária é objetivamente responsável pelos danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada dos serviços de distribuição de energia, tais como, interrupções abruptas no fornecimento e variações na voltagem;

Alterações na participação controladora: O Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária;

Intervenção pelo poder concedente: O Poder Concedente poderá intervir na concessão por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias;

Término antecipado da concessão: O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação ou caducidade. Encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público. A caducidade deve ser declarada pelo Poder Concedente depois da ANEEL ou do MME ter emitido um despacho administrativo final constando que a concessionária, entre outras coisas, deixou de prestar serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, ou não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados. A concessionária tem direito à indenização por seus investimentos em ativos reversíveis que não

tenham sido integralmente amortizados ou depreciados após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária.

Término por decurso do prazo: Quando a concessão expira, todos os ativos, que são relacionados à prestação dos serviços de energia, reverterem ao Poder Concedente. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.

De acordo com a Lei 8.987/95, as concessões de energia elétrica poderão ser extintas nos seguintes casos:

- pelo advento do termo final do contrato;
- pela encampação dos serviços, que consiste na retomada dos serviços pelo Poder Concedente em virtude de relevante interesse público, mediante autorização legislativa;
- pela caducidade, que consiste na rescisão do contrato de concessão unilateral pelo Poder Concedente em decorrência de descumprimento de obrigações regulamentares ou contratuais do concessionário, conforme apurado em processo administrativo;
- pela rescisão, que poderá ser de comum acordo entre as partes ou decorrente de decisão judicial irrecorrível proferida em processo proposto pelo concessionário;
- pela anulação decorrente de vício ou irregularidade constatados no procedimento ou no ato de sua outorga; e
- em caso de falência ou extinção da concessionária.

Após a extinção da concessão, todos os bens vinculados ao serviço prestado, bem como todos os direitos e privilégios cedidos ao concessionário, serão revertidos à União.

1.3 Penalidades

A regulamentação da ANEEL prevê a aplicação de sanções e penalidades aos agentes do setor elétrico e classifica as penalidades com base na natureza e na relevância da violação (incluindo advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar em processos

de licitação para novas concessões, licenças ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% do faturamento da concessionária (deduzidos o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e o Imposto sobre Serviços - ISS) no período de 12 meses imediatamente anteriores à lavratura do auto de infração. Algumas das infrações que podem resultar em aplicação de multas referem-se à ausência de requerimento pelo agente de aprovação prévia da ANEEL em casos de: (a) assinatura de contratos entre partes relacionadas; (b) alienação ou cessão de bens relacionados aos serviços prestados, bem como a imposição de quaisquer gravames (incluindo qualquer espécie de garantia, caução, fiança, penhor ou hipoteca) sobre tais bens ou a receita dos serviços de energia; ou (c) alterações no controle do detentor da autorização, permissão ou concessão. No caso de contratos firmados entre partes relacionadas, a agência pode impor, a qualquer tempo, restrições aos seus termos e condições e, em circunstâncias extremas, determinar sua rescisão.

1.4 Restrições à concentração no mercado de energia elétrica

Em 2000, a ANEEL estabeleceu limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. Dentro destes limites, nenhuma empresa de energia elétrica (inclusive suas controladoras e controladas) poderá: (a) deter mais do que 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada das regiões sul, sudeste e centro-oeste ou 35% da capacidade instalada das regiões norte e nordeste, salvo no caso de tal porcentagem corresponder à capacidade instalada de uma única usina geradora; (b) deter mais do que 20% do mercado de distribuição brasileiro, 25% do mercado de distribuição das regiões sul, sudeste e centro-oeste ou 35% do mercado de distribuição das regiões norte e nordeste, salvo no caso de aumento da distribuição de energia elétrica que exceda as taxas de crescimento nacionais ou regionais; ou (c) deter mais do que 20% do mercado de comercialização brasileiro para consumidores finais, 20% do mercado de comercialização brasileiro para consumidores não finais ou 25% da soma dos percentuais anteriores.

1.5 Novo modelo para o setor elétrico

Em 15 de março de 2004, o governo federal promulgou a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico em um esforço para reestruturar o setor elétrico a fim de fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter a capacidade de geração e garantir o fornecimento de energia a tarifas moderadas por meio de processos competitivos de leilões públicos de energia. Essa lei foi regulamentada por vários decretos a partir de maio de 2004, e está sujeita à regulamentação posterior pela ANEEL e pelo MME.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico introduziu alterações relevantes na regulamentação do Setor Elétrico brasileiro visando: (1) fornecer incentivos aos agentes privados e públicos para construir e manter capacidade de geração e (2) garantir o fornecimento de energia no Brasil a tarifas módicas por meio de processos de leilões públicos de energia elétrica. As principais características da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

Criação de dois ambientes distintos para comercialização de energia com: (a) um para contratação da energia destinada às empresas de distribuição, denominado: Ambiente de Contratação Regulada, operado a partir de leilões de compra de energia; e (b) um outro mercado com regras de comercialização mais flexíveis, para geradores, consumidores livres e empresas de comercialização de energia, denominado: Ambiente de Contratação Livre;

- a obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100% da sua demanda;

- existência de lastro físico de geração para toda a energia comercializada em contratos;

- restrições a certas atividades de distribuidoras, de forma a garantir que estejam voltadas apenas à prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, a fim de assegurar serviços mais eficientes e confiáveis a seus consumidores;

- restrição à auto-contratação (self-dealing), para fornecer um incentivo a fim de que distribuidoras contratem energia a preços mais competitivos, ao invés de comprar energia de partes relacionadas;

- cumprimento dos contratos assinados antes da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a fim de proporcionar estabilidade às transações realizadas antes de sua promulgação;

- exclusão da Eletrobrás e de suas subsidiárias no Programa Nacional de Privatização criado pelo Governo Federal em 1990 para privatizar empresas estatais; e

- proibição de as distribuidoras venderem eletricidade aos consumidores livres a preços não regulamentados e de desenvolverem atividades de geração e de transmissão de energia elétrica.

1.6 Contratos assinados antes da lei do novo modelo do setor elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que contratos assinados por empresas de distribuição e aprovados pela ANEEL antes da edição da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não podem ser alterados em seus prazos, preços ou volumes já contratados.

1.7 Tarifas de distribuição de energia

Os valores das tarifas de distribuição são reajustados anualmente pela ANEEL, conforme fórmula paramétrica prevista no contrato de concessão. Ao ajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide a receita das concessionárias de distribuição em duas parcelas correspondentes aos seguintes custos: (a) custos exógenos aos da distribuidora (chamado de custos “não gerenciáveis”) ou Parcela A e (b) custos sob o controle das distribuidoras (chamado de custos “gerenciáveis”) ou Parcela B. Os custos da Parcela A incluem, entre outros:

- custos de energia comprada para revenda de acordo com contratos iniciais;
- custos de energia comprada de Itaipu;
- custos de energia comprada de acordo com contratos bilaterais livremente negociados entre as partes;

- custos com energia comprada em leilões públicos;
- encargos setoriais (*taxas regulatórias*);
- custos de conexão e transmissão.

Para contratos de compra de energia pelas distribuidoras, celebrados até 16 de março de 2004, ficaram mantidas as normas para cálculo do repasse dos custos de aquisição da energia, com limites de repasse dos preços de compra às tarifas dos consumidores da distribuidora, baseados em Valores Normativos, determinados pela ANEEL. Para contratos de compra de energia celebrados após aquela data, os critérios foram alterados e passaram a determinar limites de repasse.

A Parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais).

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição estabelece um Reajuste Anual de Tarifa. Os custos da Parcela A são geralmente repassados totalmente às tarifas. Os custos da Parcela B, por sua vez, são corrigidos de acordo com o Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M, ajustado por um fator chamado de X (componente que busca induzir as distribuidoras na busca da eficiência operacional).

As empresas de distribuição de energia elétrica, conforme o contrato de concessão, também têm direito à revisão periódica das tarifas com intervalos que geralmente variam entre três e cinco anos. Nessas revisões todos os custos da Parcela B são recalculados e o fator X é calculado com base em três componentes: (i) X_c estabelecido a cada ano, é baseado na satisfação do cliente conforme pesquisa da ANEEL; (ii) X_a , também estabelecido a cada ano, é calculado considerando a diferença entre os índices de inflação IPC-A (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) e o IGP-M multiplicada pelos custos totais com pessoal da distribuidora (uma vez que os aumentos de salários se baseiam no IPC-A e os aumentos da Parcela B se baseiam no IGP-M) e, (iii) X_e , estabelecido a cada revisão periódica, é um fator baseado em ganhos de produtividade da concessionária devido ao crescimento de mercado.

Quando da conclusão de cada revisão periódica, é calculado o X_e , o qual determina o compartilhamento dos ganhos de produtividade das empresas de distribuição com os clientes finais.

Além disso, concessionárias de distribuição de energia têm direito à revisão extraordinária, analisadas caso a caso, para assegurar seu equilíbrio econômico-financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, inclusive impostos que alterem significativamente sua estrutura de custos.

Desde 2002, clientes de baixa renda têm-se beneficiado de uma tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal através da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial foi financiado pela Eletrobrás com fundos da Reserva Global de Reversão - RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, foi determinado que as empresas de distribuição seriam compensadas pela perda de receitas resultante da Tarifa Especial pelo Governo Federal com fundos derivados de dividendos pagos pela Eletrobrás e outras empresas estatais, federais e da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE.

Recentemente, a ANEEL anunciou a retirada do índice de satisfação do cliente do cálculo do fator X, de modo que este índice não mais integrará a metodologia aplicada na revisão tarifária. A ANEEL comunicou também, que apresentará para o próximo ciclo de revisão tarifária, um novo instrumento para medir a adequação dos serviços prestados pelas distribuidoras. Os resultados negativos deste novo instrumento deverão ser convertidos em multas. Estas alterações na metodologia do cálculo da revisão tarifária somente produzirão efeitos quando homologadas pela ANEEL através de resoluções.

1.8 A desverticalização no âmbito do novo marco regulatório

A desverticalização no setor de energia elétrica é um processo aplicável às empresas que atuam de forma verticalmente integrada, tendo como objeto a segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995. Basicamente, o processo de desverticalização tem como objetivos (i) preservar a identidade de cada concessão, evitando a contaminação na formação dos custos e da base de remuneração da atividade de serviço público, permitindo a aferição do equilíbrio econômico-financeiro de cada concessão, ensejando a transparência da gestão e permitindo ao mercado e à sociedade o pleno conhecimento dos resultados da concessão; e (ii) efetivar e estimular a competição no setor elétrico nos segmentos nos quais a competição é possível

(geração e comercialização), bem como, aprimorar o sistema de regulação dos segmentos nos quais há monopólio de rede (transmissão e distribuição).

A Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração; (ii) de transmissão, (iii) de venda de energia a consumidores livres; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários à prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previstos em lei e nos respectivos contratos de concessão. Tais restrições não se aplicam (i) ao fornecimento de energia a sistemas elétricos isolados; (ii) ao atendimento de seu próprio mercado desde que inferior a 500 GWh/ano e (iii) na captação, aplicação ou empréstimo destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante prévia anuência da ANEEL.

As atividades estranhas aos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, desenvolvidas por concessionárias de acordo com os respectivos contratos de concessão, deverão ser incluídas como fontes alternativas de receita da concessionária e os rendimentos advindos de tais atividades serão considerados para a determinação dos valores das tarifas aplicáveis, com vistas à modicidade tarifária dos serviços de energia elétrica.

Da mesma forma, as concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no Sistema Interligado, não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no Sistema Interligado.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração de energia elétrica tiveram que adaptar-se às novas regras de desverticalização no prazo de até 18 meses a contar da publicação da Lei do Novo Modelo de Setor Elétrico, isto é, até setembro de 2005.

1.9 Universalização dos serviços de distribuição de energia elétrica

Em 2002, o Governo Federal começou a implementar um programa de universalização, destinado a tornar a energia elétrica disponível aos consumidores que de

outra forma não teriam acesso a ela. Neste programa, os consumidores de energia elétrica não precisam arcar com os custos de ligação à rede de energia elétrica, os quais são de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica.

A ANEEL estabeleceu metas para a expansão dos serviços de distribuição prestados por concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, inclusive a meta final de tornar universal o acesso à energia elétrica até 2014. A ANEEL definiu um fator de redução a ser aplicado às tarifas durante o período em que as distribuidoras deixem de cumprir com os projetos de universalização. Os recursos obtidos com o uso de bens públicos e as multas aplicadas às distribuidoras serão investidos na expansão da meta dos serviços universais de distribuição pública de energia, conforme estipulado na regulamentação editada pela ANEEL.

Em 11 de Novembro de 2003, o Governo Federal instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica – Programa Luz para Todos, sob coordenação do MME e operacionalização da Eletrobrás, destinado a propiciar, até o ano de 2008, o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não possui acesso a esse serviço público, por meio de subvenção econômica advinda da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e financiamentos com fundos da Reserva Global de Reversão – RGR.

1.10 Racionamento

A energia elétrica faz a sociedade moderna, é como o sangue no nosso corpo, mexe com todos, dá força para as pessoas. Na estrutura da sociedade moderna ela é a base da pirâmide (MAKANSI, 2007, p. 8).

A baixa quantidade de chuvas nas regiões onde estão localizadas as principais usinas de hidroelétricas em 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada em Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza

emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

Em virtude da melhoria nas condições hídricas no País e do êxito na política de contenção do consumo de energia elétrica, que propiciaram aumento significativo dos níveis nos reservatórios das usinas hidroelétricas, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que, em uma situação na qual o Governo Federal venha a decretar a redução compulsória do consumo de energia em determinada região, todos os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEARs registrados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

1.11 Acordo geral do setor elétrico

O Acordo Geral do Setor Elétrico foi o acerto firmado entre geradoras e distribuidoras com o objetivo de definir regras para compensação das perdas financeiras geradas pelo racionamento de energia 2001/2002. O acordo, fechado em dezembro de 2001, previu financiamento de R\$ 7,5 bilhões do BNDES às empresas e o pagamento de uma Recomposição Tarifária Extraordinária (“RTE”) de 2,9% pelos consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda e de 7,9% pelos consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

Durante a vigência do programa de racionamento, o ONS determinou uma redução acentuada na geração das usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, resultando em exposição financeira dessas geradoras em relação às usinas produtoras de energia livre. O Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu o limite de R\$ 49,26/MWh para valorizar as exposições das geradoras participantes do MRE com relação às compras de energia livre durante o período do racionamento. A diferença entre os preços MAE - Mercado Atacadista de Energia (atual CCEE) vigentes na época do racionamento e o limite citado acima, devido às unidades geradoras produtoras de energia livre, foram repassadas pelas distribuidoras mensalmente, através de um percentual incidente sobre os recursos

efetivamente recebidos através da RTE cobrada nas tarifas de fornecimento de energia de clientes cativos.

1.12 Encargos setoriais

Reserva Global de Reversão

Em determinadas circunstâncias, as empresas de energia são compensadas por ativos ainda não depreciados, usados na concessão, caso a mesma seja revogada ou não renovada ao final do contrato de concessão. A Reserva Global de Reversão (RGR) foi criada pelo Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, com o objetivo de prover fundos para essa compensação. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança de uma taxa, exigindo que todas as distribuidoras e determinadas geradoras que operam sob regimes de serviço público fizessem contribuições mensais ao Fundo RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em serviço, até um teto de 3% do total das receitas operacionais em cada ano. Nos últimos anos, o Fundo RGR tem sido usado, principalmente, para financiar projetos de geração e distribuição. O Fundo RGR está programado para ser suspenso até 2010, e a ANEEL está obrigada a revisar a tarifa, de tal forma que o consumidor receba algum benefício pelo término do Fundo RGR.

Conta de Consumo de Combustível

Empresas de distribuição e empresas de geração que vendem diretamente a clientes finais são obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível – CCC, que foi criada pela Lei nº 7.990 de 28 de dezembro de 1989, com o objetivo de gerar reservas financeiras para cobertura de custos de combustíveis em conformidade ao aumento do uso de usinas de energia termelétrica. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário para a geração de energia pelas usinas termelétrica no ano seguinte. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o governo estabeleceu a extinção da CCC. Estes subsídios estão sendo gradualmente extintos desde 2003, durante um período de três anos, para usinas de energia termelétrica construídas até fevereiro de 1998 e atualmente pertencentes ao Sistema Elétrico Interligado Nacional, já para usinas termelétricas construídas depois daquela data,

não terão direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o governo estabeleceu que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos com o intuito de promover a geração de energia nestas regiões.

Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos

À exceção de algumas pequenas usinas de energia hidrelétricas, todas as instalações hidrelétricas no Brasil devem pagar uma taxa a estados e municípios pelo uso de recursos hídricos a Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH), que foi introduzida em 1989. As taxas são determinadas com base no volume de energia gerado por cada empresa e são pagas aos estados e municípios onde a usina ou o reservatório da usina está localizado.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996, e equivale a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. Trata-se de parcela cujo valor anual é estabelecido pela ANEEL, com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades. A TFSEE, fixada anualmente, é paga mensalmente em duodécimos pelas concessionárias.

Conta de Desenvolvimento Energético

Em 2002, o governo instituiu a CDE, que é financiada por pagamentos anuais feitos por concessionárias pelo uso de ativos públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelas taxas anuais pagas por agentes que oferecem energia a usuários finais, por meio de um valor adicionado às tarifas pelo uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Estas taxas são reajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte ao desenvolvimento e a universalização de serviços de energia em todo o Brasil. A CDE permanecerá em vigor por 25 anos e é administrada pela Eletrobrás.

Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias e companhias autorizadas a participar das atividades de distribuição, geração e transmissão de energia são obrigadas a investir anualmente pelo menos 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor de energia elétrica. As companhias que geram energia por meio de fontes eólicas, de biomassa ou por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) não estão sujeitas a essa obrigação.

1.13 Inadimplemento de encargos setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao PROINFA (Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica), à CDE, à CCC, ou dos pagamentos devidos em virtude de compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada ou de Itaipu impedirá a parte inadimplente de reajustar sua tarifa (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

1.14 Distribuição

A maioria das atividades de distribuição de energia elétrica estão isentas de licenciamento pelas autoridades federais. Entretanto, é necessário obter licenças das autoridades estaduais e municipais para construir ou modificar suas instalações.

Os procedimentos para licenciamento de atividades de distribuição incluem a execução e a apresentação de uma avaliação do impacto ambiental. Linhas de 138 kV são licenciadas e linhas abaixo de 138 kV são apenas cadastradas junto ao órgão estadual. Quando houver necessidade de desmatamento, deverá ser obtida autorização de desmate, emitidas após a execução por técnico especializado de um Inventário Florestal.

Quando a inserção do empreendimento interferir em áreas indígenas, unidades de conservação ou qualquer outra área de interesse ambiental, haverá necessidade de elaboração da EIA/RIMA (Estudo de Impacto Ambiental/ Relatório de Impacto sobre Meio Ambiente).

Para os demais tipos de empreendimentos, linhas abaixo de 138 kV e subestações, é apresentado um estudo técnico ambiental elaborado por técnico cadastrado junto ao órgão ambiental.

CAPÍTULO II

CARACTERÍSTICAS DAS EMPRESAS E OS RISCOS INERENTES À OPERAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução

Como já apresentado anteriormente na delimitação deste estudo, esta pesquisa foi direcionada para as empresas distribuidoras de energia elétrica, de capital aberto, sediadas no Estado de São Paulo.

A seguir serão caracterizadas as empresas da pesquisa, a partir das informações disponibilizadas nos sites das mesmas, da CVM (Comissão de Valores Mobiliários), ANEEL, ABRADEE (Associação Brasileira de Empresas Distribuidoras de Energia Elétrica), MME, ONS e GRUPO REDE. Serão apresentados os dados de registro na CVM, um histórico resumido de cada empresa, os principais riscos que estão sujeitas ao exercer suas atividades no Brasil e as características da empresa de referência, a qual, elas devem perseguir como objetivo de performance.

Tabela 2: Relação da empresas e registro na CVM

EMPRESA	CÓDIGO CVM	DATA DO REGISTRO	CNPJ
Bandeirante Energia S.A.	16.985	27/03/1998	02.302.100/0001-06
Companhia Paulista de Força e Luz	3.824	19/08/1969	33.050.196/0001-88
Companhia Piratininga de Força e Luz	19.275	18/04/2002	04.172.213/0001-51
Elektro – Eletricidade e Serviços S.A.	17.485	08/07/1998	02.328.280/0001-97
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.	14.176	19/08/1993	61.695.227/0001-93

Fonte: CVM <w.w.w.cvm.org.br>

2.2 Bandeirante Energia S.A.

A Bandeirante Energia S.A., companhia de capital aberto, tem por objetivo a prestação de serviços públicos de energia elétrica no prazo de 30 anos, a partir de 23 de outubro de 1998, conforme contrato de concessão. A companhia atua em 28 municípios do Estado de São Paulo, especificamente nas regiões do Alto do Tietê e Vale do Paraíba, atendendo

aproximadamente 1,401 milhões de clientes. A partir de abril de 2005, a companhia passou a ser subsidiária integral da Energias do Brasil S.A.

Sua origem data de 7/4/1899, com a fundação da *The São Paulo Tramway, Light and Power Co., Ltd.*, em Toronto, Canadá. Em 17 de julho do mesmo ano, a empresa foi autorizada, por decreto do presidente Campos Sales, a atuar no Brasil. A partir de então sua história se confundiu com o desenvolvimento do Estado de São Paulo. Em 1904, o grupo fundou a *The Rio de Janeiro Tramway, Light and Power Co., Ltd.* e estendeu seu mercado à capital da República. A partir de 1912, as empresas passaram a ser controladas pela holding *Brazilian Traction Light and Power Co., Ltd.* Em 1956, o grupo reestruturou-se, tendo por base a *Brascan Limited*. Em 1979, o governo brasileiro, através da Eletrobrás, adquiriu da Brascan o controle acionário da então Light-Serviços de Eletricidade S.A.

Em 1981, o Governo do Estado de São Paulo adquiriu da Eletrobrás o subsistema paulista da Light, criando a Eletropaulo-Eletricidade de São Paulo S.A. Com a aprovação do Conselho Diretor do PED-Programa Estadual de Desestatização, a partir de 1º/1/98, a Eletropaulo, por sua vez, foi cindida em quatro empresas independentes: a Bandeirante Energia S.A., a Eletropaulo-Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., a Empresa Paulista de Transmissão de Energia Elétrica S.A. e a Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A.

2.3 Companhia Paulista de Força e Luz

É uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária do serviço público que atua na distribuição de energia elétrica, sua área de concessão abrange 234 municípios do interior do Estado de São Paulo, entre os principais municípios estão: Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto. Em 2007, a companhia tinha aproximadamente 3,4 milhões de consumidores e distribuiu 18.868 GWh de energia elétrica. A CPFL Paulista possui prazo de concessão de 30 anos, até 2027, podendo ser estendido por um período adicional de 30 anos.

2.4 Companhia Piratininga de Força e Luz

A Companhia Piratininga de Força e Luz - CPFL Piratininga é uma sociedade por ações de capital aberto, que tem por objeto social a prestação de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, em qualquer de suas formas, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), vinculada ao Ministério de Minas e Energia. Adicionalmente, a Sociedade está autorizada a participar de empreendimentos que visem a outras formas de energia, de tecnologias e de serviços, inclusive exploração de atividades derivadas, direta ou indiretamente, da utilização dos bens, direitos e tecnologias de que é detentora.

A Sociedade detém a concessão para efetuar a prestação dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, que se encerra em outubro de 2028, podendo este ser prorrogado por no máximo igual período. A área de operação da Sociedade compreende 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, atendendo a aproximadamente 1,3 milhão de consumidores (informações não examinadas pelos auditores independentes). Entre os principais municípios estão Santos, Sorocaba e Jundiaí.

É uma sociedade por ações de capital aberto, concessionária do serviço público, que atua na distribuição de energia elétrica, sua área de concessão abrange 27 municípios do interior e litoral do Estado de São Paulo, entre os principais municípios estão: Santos, Sorocaba e Jundiaí. Em 2007, a companhia tinha aproximadamente 1,3 milhão de consumidores e distribuiu 8.015 GWh de energia elétrica. A CPFL Piratininga possui prazo de concessão de 30 anos, até 2028, podendo ser estendido por um período adicional de 30 anos.

2.5 Elektro Eletricidade e Serviços S.A

A Elektro atende 1,95 milhão de clientes de 223 cidades do Estado de São Paulo e cinco do Mato Grosso do Sul – uma área de mais de 120 mil quilômetros quadrados. Devido ao extenso território atendido, a Elektro utiliza uma logística especialmente desenvolvida e que está presente em oito regiões, com equipes em Andradina, Atibaia, Guarujá, Itanhaém, Limeira, Rio Claro, Tatuí e Votuporanga.

A empresa possui 101 Centrais de Serviços de Rede (CSRs) em toda área de concessão, além da Sede Corporativa em Campinas, onde estão a Central de Atendimento ao Cliente e o Centro de Operação de Distribuição (COD). São 38 CSRs com funções de coordenação das equipes técnicas e mais 63 CSRs com eletricitas estrategicamente alocados para um atendimento ágil.

Foi constituída por meio da Assembléia Geral Extraordinária da Cesp, realizada em 6 de janeiro de 1998, sendo inicialmente uma sociedade por ações de capital fechado. Posteriormente, em Assembléia Geral Extraordinária, realizada em 23 de janeiro de 1998, a Cesp aprovou alteração estatutária da Elektro, elevando o seu capital social por meio da cessão de ativos relativos à distribuição de energia elétrica da Cesp.

A Elektro obteve seu registro de companhia aberta na Comissão de Valores Mobiliários (CVM) em 8 de julho de 1998, sendo que, em 29 de janeiro de 1999 e 18 de fevereiro de 1999, a Enron Corp (Enron) passou a deter indiretamente 99,46% do capital social total da Elektro por meio de suas holdings brasileiras. Acionistas minoritários ficaram com o restante das ações.

Em 27 de maio de 1999, também por meio de suas holdings brasileiras, a Enron passou a deter indiretamente 99,62% do capital social total da Elektro (99,96% do capital votante).

Em 2 de dezembro de 2001, a Enron e algumas de suas afiliadas iniciaram um processo de proteção falimentar, com base no Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos. Esse processo foi finalizado em 31 de agosto de 2004, quando a Enron transferiu sua participação acionária indireta na Elektro para a Prisma Energy International Inc. (Prisma Energy), concretizando assim uma das etapas do Plano de Reorganização da Enron, aprovado na Corte de Falências de Nova Iorque. Nesse estágio, a Prisma Energy passou a ser 100% controlada diretamente e indiretamente pela Enron.

Em 17 de novembro de 2004, o plano entrou em pleno vigor e a Enron saiu do estado de falência, passando a ser considerada, a partir de então, uma empresa reorganizada, de acordo com o Capítulo 11 da Lei de Falências dos Estados Unidos da América.

Entre maio e setembro de 2006, a Ashmore Energy International Limited (AEI) adquiriu 100% das ações da controladora indireta da Elektro, Prisma Energy.

Em uma primeira etapa dessa aquisição, concluída em 25 de maio de 2006, a AEI adquiriu uma participação acionária minoritária de 49% da Prisma Energy, incluindo uma

participação de 24,26% das ações com direito a voto. Em uma segunda etapa, no dia 7 de setembro de 2006, foi concluída a aquisição do restante das ações de emissão da Prisma Energy pela AEI, o que somente ocorreu após a obtenção dos consentimentos e aprovações necessários, incluindo, no Brasil, a aprovação da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), BNDES (Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social) e agentes repassadores de linhas de financiamento do BNDES. Dando continuidade ao processo, em 29 de dezembro de 2006, foi implementada a fusão das empresas Prisma Energy e AEI, sendo que essa nova empresa passou a ser denominada Ashmore Energy International, a partir de 2 de janeiro de 2007.

A Elektro continua sendo controlada diretamente pelas empresas holdings EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda., ETB - Energia Total do Brasil Ltda., Prisma Energy Investimentos Energéticos Ltda. e Prisma Energy Brazil Finance Ltd., que detêm 99,68% do capital total e 99,97% do capital votante da companhia. Com a efetivação da venda da Prisma Energy e após a implementação da fusão, essas holdings passaram a ser controladas indiretamente pela Ashmore Energy International.

2.6 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A

A AES Eletropaulo distribui energia elétrica para 24 municípios da região metropolitana de São Paulo - incluindo a Capital - que, juntos, abrigam uma população de 16,5 milhões de habitantes. A área de concessão atendida pela empresa abrange 4.526 km² e concentra a região socioeconômica mais importante do país, com 5,6 milhões de unidades consumidoras.

Em faturamento, a AES Eletropaulo é a maior distribuidora de energia elétrica da América Latina. Em 2006, os clientes cativos consumiram 31,65 mil GWh (gigawatt/hora), o que correspondeu a 35% do consumo estadual e a 9,4% do nacional. No mesmo período, a AES Eletropaulo registrou uma receita líquida de R\$ 8,3 bilhões. A empresa manteve, desde que foi privatizada, há nove anos, um cronograma de investimentos planejados conforme suas necessidades de manutenção e crescimento, o que lhe permite contar hoje com uma estrutura física adequada à demanda por energia em sua área de concessão. Esta estrutura contempla: rede de distribuição e linhas de subtransmissão, que somam 36.842 km de condutores

elétricos aéreos e subterrâneos. Há ainda 1.762 circuitos primários de distribuição e 1 milhão de postes instalados em toda a área de concessão.

2.7 Riscos que podem influenciar negativamente nos lucros das empresas distribuidoras de energia elétrica

O setor de energia elétrica é amplamente regulado. Em 15 de março de 2004, foi aprovada a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico que, alterou substancialmente as diretrizes até então vigentes e implementou o novo modelo do setor elétrico no Brasil, dentre as quais: (i) a criação de um Ambiente de Contratação Regulada – ACR para a compra e venda de energia elétrica, em que as distribuidoras devem contratar energia de modo a atender a totalidade de sua demanda para os próximos cinco anos; (ii) a proibição para as distribuidoras de energia realizarem quaisquer atividades que não a de distribuição, incluindo geração e transmissão de energia elétrica, exceto se autorizadas por lei ou pelos contratos de concessão; (iii) a proibição de compra de energia elétrica de partes relacionadas por distribuidoras, exceto se existir um contrato bilateral previamente aprovado pela ANEEL, ou assinado no Ambiente de Contratação Regulada – ACR; e (iv) a proibição da venda de energia elétrica por preços não regulados por distribuidoras, exceto para as vendas realizadas nas áreas de concessão das distribuidoras nas mesmas condições aplicáveis aos consumidores cativos.

Adicionalmente, nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a ANEEL tem amplos poderes para regular o mercado por meio de resoluções. Essas resoluções podem afetar diversos fatores desta atividade, como as tarifas, indicadores de qualidade e penalidades. Por exemplo, recentemente a ANEEL sinalizou a criação de um índice de qualidade adicional, relacionado à satisfação do consumidor, de acordo com o qual as distribuidoras terão que cumprir metas mínimas pré-estabelecida, sob risco de imposição de penalidades.

2.7.1 As receitas operacionais podem ser negativamente afetadas por decisões da ANEEL com relação às tarifas

As tarifas são determinadas de acordo com os contratos de concessão celebrados com a ANEEL e estão sujeitos às decisões da ANEEL. Os contratos de concessão estabelecem que as tarifas de fornecimento podem ser atualizadas por meio de três mecanismos: (i) *Reajuste anual*, projetado para compensar alguns efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos clientes certas mudanças na estrutura de custos que escapem ao controle, como o custo da energia comprada para atendimento do mercado consumidor e outros encargos regulatórios; (ii) *Revisão periódica*, que ocorre a cada quatro ou cinco anos, dependendo dos contratos de concessão das distribuidoras, e é projetada para identificar outras variações nos custos e eficiência; e (iii) *Revisão extraordinária*, que pode ser solicitada no caso de alterações significativas e imprevisíveis na estrutura de custos, tal como, a imposição de novos encargos regulatórios e a criação ou majoração de tributos.

A metodologia para definição dos custos repassáveis à tarifa está prevista na legislação setorial e nos contratos de concessão e trazem alguns aspectos subjetivos, portanto, sujeitos à discricionariedade do Poder Concedente. Logo, a receita operacional das distribuidoras pode ser adversamente afetada pelas decisões da ANEEL com relação à definição dos valores de custo a serem homologados na base de remuneração, bem como, pelas alterações nos métodos utilizados nas revisões periódicas, resultando em tarifas de fornecimento de energia elétrica inferiores às pleiteadas pela distribuidora.

2.7.2 É possível não conseguir repassar integralmente, por meio das tarifas, os custos de compras de energia

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que as distribuidoras de energia devem contratar antecipadamente, por meio de leilões públicos, suas necessidades de energia previstas para os cinco anos seguintes. Os primeiros leilões de energia nova e existente ocorreram no final de 2004 e em 2005. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e os decretos que a regulamentam estabelecem as condições gerais para o repasse dos volumes e preços de comercialização de energia. Se a energia contratada, incluindo aquela comprada nos leilões públicos, for inferior a 100% da necessidade de energia total, a Companhia estará sujeita a

multas e poderá não conseguir repassar aos clientes todos os custos de compra adicional de energia, que poderão ser mais elevados no mercado de curto prazo. Se a energia contratada, incluindo aquela comprada nos leilões públicos, representar mais de 103% da necessidade de energia total, a distribuidora terá que assumir o risco entre a diferença de preço de compra nos leilões públicos e venda no mercado de curto prazo, não sendo permitido repassar esses custos aos clientes.

Adicionalmente, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico restringe a capacidade de repassar aos clientes o custo das compras de energia caso os custos ultrapassem o Valor Anual de Referência estabelecido pela ANEEL. Este valor é baseado no preço médio ponderado pago por todas as empresas de distribuição nos leilões públicos de energia gerada por novas empresas, e a ser entregue três a cinco anos da data do leilão, e será aplicado somente durante os três primeiros anos após o início da entrega da energia comprada.

Existe ainda o Mecanismo de Compensação de Sobras e Défis de Energia – MCSD, que determina a cessão de montantes contratuais de energia entre distribuidoras sobre e sub-contratadas, obrigando as distribuidoras sobrecontratadas a cederem energia em excesso para as distribuidoras sub-contratadas, as quais deverão aceitar essa energia nas mesmas condições originais. Além disso, os contratos de “energia velha” (energia proveniente de empreendimentos de geração existentes) prevêem a opção de descontração anual de até 4% do volume contratado durante os primeiros 4 anos de vigência desses contratos, a critério exclusivo da distribuidora.

Se, após a implementação anual do MCSD e da potencial opção de descontração de até 4% do volume contratado dos contratos de “energia velha” a distribuidora contratar mais do que 103% ou menos de 100% da energia de que necessita para atendimento ao seu mercado consumidor, a mesma não poderá repassar integralmente os custos da compra de energia para os consumidores no caso de sobrecontratação e, no caso de subcontratação, sofrerá penalidades.

Tendo em vista os inúmeros fatores que afetam as previsões da demanda de energia, incluindo crescimento econômico e populacional, além do risco de racionamento, não é possível assegurar que as previsões de demanda de energia serão precisas. Se houver variações significativas entre as necessidades de energia e o volume de compras de energia, e os mecanismos de ajuste para cobertura das necessidades de energia (tais como devolução de contrato de energia no caso de saída de consumidor livre, mecanismo de sobras e défis ou

aquisição de energia proveniente do leilão de ajustes) não puderem ser acionados, os resultados das operações poderão ser adversamente afetados.

2.7.3 As empresas podem ser penalizadas pela ANEEL se não cumprirem com as obrigações contidas nos contratos de concessão

As atividades de distribuição são realizadas de acordo com contratos de concessão firmados com o Poder Concedente por intermédio da ANEEL, os quais têm término previsto e são renováveis a critério da ANEEL, mediante solicitação. Com base nas disposições contratuais e na legislação aplicável, a ANEEL poderá aplicar penalidades se houver descumprimento de qualquer disposição dos contratos de concessão. Dependendo da gravidade do descumprimento, tais penalidades poderão incluir:

- advertência;
- multas por descumprimento de até 2% das receitas auferidas pela distribuidora ou geradora no exercício, que será encerrado imediatamente antes da data do descumprimento;
- embargo à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamento existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões;
- intervenção da ANEEL na administração das distribuidoras ou geradoras; e
- término das concessões.

Além destas restrições, o governo tem o poder de terminar as concessões antes dos respectivos prazos finais em caso de falência ou dissolução das concessionárias, ou por meio de encampação.

Caso os contratos de concessão sejam extintos por qualquer violação contratual, a companhia não poderá operar negócios e nem distribuir energia a seus clientes. Ademais, caso a ANEEL extinga os contratos de concessão antes do término de seus prazos, o pagamento a que a companhia tem direito quando do término da concessão por investimentos não amortizados, poderá não ser suficiente para liquidação total dos passivos, e esse pagamento

poderá ser postergado por muitos anos. Se os contratos de concessão terminarem por culpa da companhia, o montante do pagamento devido poderá ser reduzido de forma significativa com a imposição de multas ou outras penalidades.

Adicionalmente, as concessões para distribuição de energia elétrica poderão não ser renovadas quando do advento do término dos respectivos prazos contratuais por motivos tais como mudança de política governamental.

2.7.4 As operações e instalações estão sujeitas à ampla regulamentação ambiental e de saúde que podem se tornar mais rigorosas no futuro

Nas atividades de distribuição, as companhias estão sujeitas a uma abrangente legislação ambiental no âmbito federal, estadual e municipal, bem como, a fiscalização por agências governamentais responsáveis pela implementação de leis e políticas ambientais e de segurança do trabalho. As disposições destas legislações incluem a obrigação de cumprir com padrões ambientais, obtenção de licenças ambientais para a construção de novas instalações ou a instalação de novos equipamentos necessários as operações. O descumprimento dessas obrigações pode acarretar, entre outras conseqüências, a aplicação de sanções de natureza penal, criminal e administrativa e/ou o pagamento de multas e revogação de licenças.

2.7.5 As empresas são objetivamente responsáveis por quaisquer danos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de energia

De acordo com a lei brasileira, as companhias distribuidoras são objetivamente responsáveis por danos diretos e indiretos resultantes da prestação inadequada de serviços de distribuição de eletricidade, como interrupções abruptas ou distúrbios oriundos dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição. As distribuidoras poderão ser responsabilizadas por perdas e danos causados a terceiros em decorrência de interrupções ou distúrbios nos sistemas de distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não forem atribuíveis a um integrante identificado do ONS. As responsabilidades oriundas dessas interrupções ou distúrbios que não são cobertos pelas apólices de seguro ou que excedam os limites de

cobertura podem resultar em custos adicionais significativos e prejudicar os resultados operacionais.

2.7.6 Se as companhias não conseguirem controlar com sucesso as perdas de energia, os resultados operacionais poderão ser adversamente afetados

As companhias enfrentam dois tipos de perdas de energia na atividade de distribuição: perdas técnicas e perdas comerciais. As perdas técnicas são aquelas que ocorrem no curso ordinário da distribuição de energia e as perdas comerciais são aquelas causadas por conexões ilegais, roubo, fraude e erro nas contas. As estratégias e programas de combate a perdas de energia quando não são eficazes, geram despesas que não serão repassadas integralmente às tarifas, de modo que um aumento significativo nas perdas de energia poderá afetar adversamente a condição financeira e os resultados operacionais.

2.7.7 A influência do Governo Federal sobre a economia pode afetar desfavoravelmente o negócio, bem como, o valor de mercado das ações

A economia brasileira tem sido marcada por freqüentes e, por vezes, significativas intervenções do Governo Federal, que modificam as políticas monetárias de crédito, fiscal e outras, para influenciar a economia do Brasil.

As ações do Governo Federal para controlar a inflação e efetuar outras políticas envolveram no passado, dentre outras, controle de salários e preço, desvalorização da moeda, controles no fluxo de capital e determinados limites sobre as mercadorias e serviços importados. As companhias não têm controle sobre quais medidas ou políticas o Governo Federal poderá adotar no futuro e nem prevêê-las. O negócio, resultado operacional e financeiro e fluxo de caixa, podem ser afetados em razão de mudanças na política pública em nível federal, estadual e municipal, referentes a tarifas públicas e controles de câmbio, bem como, por outros fatores, tais como:

- variação nas taxas de câmbio;
- controle de câmbio;

- índices de inflação;
- flutuações nas taxas de juros;
- liquidez no mercado doméstico financeiro e de capitais e mercados de empréstimos;
- racionamento de energia elétrica;
- políticas de controle de preços;
- política fiscal e regime tributário;
- volume de investimentos estrangeiros no Brasil; e
- medidas de cunho político, social e econômico que ocorram e possam afetar o Brasil.

2.7.8 Mudanças na economia global podem afetar o acesso aos recursos financeiros e diminuir o valor de mercado das ações

O mercado de títulos e valores mobiliários emitidos por companhias brasileiras é influenciado em vários graus pela economia global e condições do mercado, especialmente pelos países da América Latina e outros mercados emergentes. A reação dos investidores ao desenvolvimento em outros países pode ter um impacto desfavorável no valor de mercado dos títulos e valores mobiliários de companhias brasileiras. Crises em outros países emergentes ou políticas econômicas de outros países, dos Estados Unidos em particular, podem reduzir a demanda do investidor por títulos e valores mobiliários de companhias brasileiras.

2.7.9 As dificuldades das distribuidoras se adequarem a empresa de referência criada pela ANEEL

A metodologia de empresa de referência da ANEEL, adotada no primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas (2003-2006), estabeleceu o volume de processos e atividades necessárias para manter inalterada a vida útil dessas instalações específicas inerentes ao serviço de distribuição, levando em conta a extensão da rede elétrica e o montante de ativos específicos. Além da necessidade de manutenção preventiva e corretiva da rede, chamada, em termos gerais, de processos de operação e manutenção (O&M) da rede, outros parâmetros são

também considerados, como o número de consumidores finais atendidos e as características geográficas particulares da área de concessão, aspectos que têm repercussão sobre o dimensionamento necessário para a gestão comercial dos clientes e também das atividades de direção e administração inerentes a toda empresa.

Portanto, pela metodologia da Empresa de Referência, procura-se estabelecer os custos operacionais eficientes de uma distribuidora de energia elétrica para determinada área de concessão em condições que assegurem que a concessionária poderá atingir os níveis de qualidade exigidos para a prestação do serviço. Esse conceito de Empresa de Referência está diretamente associado a três aspectos fundamentais: i) eficiência de gestão; ii) consistência entre o tratamento regulatório dado para os custos operacionais e para a avaliação e remuneração dos ativos (determinação da base de remuneração regulatória e do custo do capital); e iii) condições específicas de cada área de concessão.

A metodologia de empresa de referência adotada no primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas observou as seguintes etapas básicas:

- *identificação de todos os processos inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica, com descrição das principais atividades que compõem cada um deles.* Nessa primeira etapa, esses processos e atividades são todos aqueles que implicam atuação direta sobre consumidores ou instalações. Na área comercial são as atividades do ciclo comercial regular, atendimento e serviço técnico. Na área técnica são as atividades de operação e manutenção das instalações de distribuição;
- *estabelecimento do custo eficiente associado a cada um dos processos e atividades, adotando-se como referência preços de mercado, em que se considera o preço de contratação de sua execução ou de provisão no mercado respectivo quando nele existe razoável competitividade.* Nos casos em que o mercado não estava suficientemente desenvolvido, calculou-se o custo eficiente com base na definição das principais tarefas que compõem a atividade e, para cada tarefa, a quantidade de recursos humanos e materiais necessários e seus respectivos valores de mercado. Portanto, nesse caso, considerou-se o custo para cada um dos recursos necessários à tarefa (materiais, serviços e mão de obra);
- *projeção de uma estrutura de pessoal e recursos para execução de processos e atividades centralizados, supervisão, gerenciamento e direção da empresa.* Esses são projetados com base nos recursos humanos, materiais e serviços e os custos de processos e atividades

descritos nas etapas anteriores. O volume de atividades na área comercial e na área de operação e manutenção da rede exige determinada quantidade de profissionais para funções gerenciais: gerentes e diretores, que assegurem o funcionamento adequado dessas atividades específicas. Esses profissionais são alocados na estrutura de processos e atividades centralizados.

A técnica foi estabelecida dessa maneira para que a determinação de custos operacionais assegure ao cliente cativo que as tarifas pagas contemplam a eficiência na prestação do serviço, com o delineamento dos processos e atividades estritamente necessários, e com a ponderação dos respectivos custos a valores de mercado. Esse é um elemento que deve ser observado no âmbito regulatório, uma vez que o consumidor cativo não tem a possibilidade de escolher outro fornecedor, daí a necessidade de competição com uma empresa de referência.

O regulador tem por objetivo determinar os custos associados à prestação do serviço que serão contemplados nas tarifas que pagam os clientes cativos e, para tanto, procura assegurar que esses sejam dados por valores de mercado. Na prática, a concessionária compete com essas referências e, caso consiga realizar esses processos a custos menores, sem deterioração da qualidade do serviço prestado, retém a diferença como benefício durante todo o período tarifário. Caso a diminuição de custos ocorra com comprometimento da qualidade mínima necessária estabelecida regulatoriamente, a empresa é penalizada pelas áreas da agência reguladora responsáveis pela fiscalização da qualidade do serviço.

Quanto aos valores considerados na avaliação do custo com pessoal, ou seja, para a determinação dos salários, foram considerados o porte da empresa e a região a que pertence a concessão. Considerou-se que os dispêndios com pessoal são custeados integralmente com recursos próprios. Na prática, um número significativo de processos e atividades é terceirizado pelas distribuidoras, principalmente em ocupações que não exijam grande grau de qualificação técnica (leitura de medidores, distribuição de faturas, vigilância, limpeza, poda de árvores, apoio à manutenção). A distribuidora poderá buscar maior eficiência ao escolher aqueles serviços que serão terceirizados e que poderão ser contratados a custos menores do que o considerado regulatoriamente.

No primeiro ciclo, foram utilizadas duas pesquisas salariais para: 1) Pessoal de direção superior – baseada em pesquisa da *Pricewaterhouse Coopers*, em amostra de empresas da

Região Sudeste (Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro), cujos valores foram utilizados para todas as concessionárias do Brasil; e 2) Gerentes e hierarquias inferiores – com base em pesquisa da *Hay Group do Brasil*, para empresas de grande porte, considerando cada posto representativo da ER como a mediana dos valores apurados na pesquisa e aplicando-se coeficientes de ajuste da própria pesquisa que contemplam as diferenças regionais e de porte de empresas brasileiras.

A premissa utilizada para distinguir salários de pessoal de direção superior dos demais salários foi que a remuneração dos primeiros não depende da região do país em que desempenham essas funções. Nesses casos, há uma grande mobilidade ou mesmo alguns membros não residem na área de concessão. Para os outros níveis, ao contrário, são acentuadas as diferenças existentes entre as remunerações nas diversas regiões brasileiras e em empresas de menor porte.

Para os custos de materiais, foram levantados preços no mercado nacional e internacional, sendo que, para um conjunto de preços que tem uma componente local importante, as referências internacionais são utilizadas apenas em termos comparativos. Entretanto, para aqueles preços em que há um mercado internacional consolidado, que em grande parte não dependem do mercado local, foram utilizadas referências internacionais.

2.8 Funções básicas da empresa de referência

A estrutura organizacional ótima foi estabelecida considerando a definição dos postos de trabalho, a dotação de recursos humanos de cada um deles e a remuneração a valores de mercado dos mesmos. Ela foi implementada considerando as seguintes funções básicas:

- a) **Direção, Estratégia e Controle:** Inclui atividades de: a) Direção da empresa; b) Relações Institucionais; c) Controle de Gestão, referidas ao monitoramento e ajuste do desempenho da gestão global da companhia; d) Assessoramento Legal, nos assuntos e situações em que for necessário.
- b) **Administração:** Contempla atividades de: a) Contabilidade; b) Gestão de Recursos Humanos, incluindo o recrutamento, a capacitação e a administração dos empregados permanentes e temporários (se houver) da organização; c) Compras e Logística, referentes

à gestão (provisionamento e logística) dos produtos e serviços necessários para o desenvolvimento da ER; d) Informática e Comunicações, vinculadas ao desenvolvimento, implantação e manutenção dos processos informatizados que suportam as atividades da concessionária.

- c) **Finanças:** Contemplam as atividades referentes à gestão financeira de curto e longo prazo, incluindo, entre outros, aspectos tais como a obtenção dos recursos financeiros necessários para a operação da ER e o controle do endividamento da concessionária. Os P&A de Direção, Estratégia e Controle e de Administração e Finanças não requerem funcionalidade geográfica, pois são executados de maneira centralizada na sede corporativa da ER.
- d) **Distribuição:** Inclui atividades de: a) Operação, refere-se à operação das instalações, de forma programada ou imprevista; b) Manutenção, refere-se às atividades de reparação programadas ou não programadas, inspeção e revisão, e adequação de instalações; c) Planejamento, Controle e Supervisão das atividades de O&M, manejo dos sistemas de apoio, previsão de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade do serviço.
- e) **Comercial:** Refere-se às atividades do ciclo comercial da Empresa de Referência - ER, incluindo: a) Gestão Comercial, entendida como o planejamento, o monitoramento e controle da execução dos processos comerciais, faturamento e cobrança, atendimento ao cliente, de maneira a assegurar que estes sejam desenvolvidos dentro do marco dos objetivos estabelecidos; b) Técnico-Comercial, contemplando a execução específica das tarefas de medição de consumo, controle de perdas “não técnicas” e gestão da medição (ensaios e provas de laboratório).

2.8.1 Detalhamento das funções básicas da Empresa de Referência

A seguir, são apresentados mais detalhes de cada uma das funções básicas descritas anteriormente:

i. Direção, Estratégia e Controle:

(1) *Direção e Gerência Superior:* elaboração e acompanhamento das estratégias globais da empresa, representação dos interesses dos acionistas e estabelecimento das

medidas corretivas que tendam a garantir que a gestão esteja orientada para a obtenção dos objetivos estabelecidos.

(2) *Controle de Gestão*: acompanhamento e controle do desempenho da gestão global da empresa, tanto nos aspectos econômicos, como nos parâmetros de gestão, elaboração dos relatórios de gestão para a direção e relatórios de comunicação institucional.

(3) *Assessoramento Legal*: assessoramento em matéria de contratos e conflitos, em assuntos do tipo trabalhista, acidentes, relacionamento com os clientes e institucionais.

(4) *Relações Institucionais*: refere-se às relações com o Poder Concedente e o Órgão Regulador, governos estaduais e municipais, conselhos de consumidores e associações de classe, bem como, a publicidade institucional e comercial.

ii. Administração:

(1) *Contabilidade*: gestão contábil da concessionária, preparação de relatórios contábeis e gerenciais, para as necessidades de gestão interna da concessionária e para atendimento aos órgãos externos.

(2) *Gestão de Recursos Humanos*: recrutamento, capacitação e administração dos integrantes da organização, liquidação de salários, liquidação de contribuições à segurança social e outros, medicina e segurança no trabalho.

(3) *Compras e Logística*: gestão de processos de compra, provisionamento e logística (almoxarifados e transporte) dos produtos e serviços necessários ao funcionamento da Empresa de Referência;

(4) *Informática e Comunicações*: desenvolvimento, implantação e manutenção dos processos informatizados de gestão e as comunicações de suporte desses sistemas, e das comunicações que suportam a operação; bem como, o suporte de sistemas operacionais, manutenção dos computadores centrais, redes de dados, padronização de software e hardware, etc.

iii. Finanças:

(1) *Planejamento Financeiro*: projeções financeiras de médio e longo prazo, controle e previsões de endividamento, elaboração do orçamento, planejamento de operações em Bolsa e interlocução com os respectivos bancos e operadores;

(2) *Gestão Financeira*: atividades essencialmente de curto prazo, tais como captação de recursos, controle da execução do orçamento, controle do fluxo de caixa, pagamento a fornecedores, pagamento de salários, pagamento de impostos.

iv. Distribuição (*Operação e Manutenção das Instalações*):

(1) *Operação*: operação das instalações de forma programada ou intempestiva, com a participação de operadores em campo, supervisores e centros de controle.

(2) *Manutenção*: atividades de reparação não programadas e atividades programadas de reparação, inspeção, revisão e adequação de instalações.

(3) *Planejamento e Engenharia*: planejamento das atividades de O&M, controle e supervisão das mesmas, manejo dos sistemas de apoio, previsões de materiais e ferramentas, acompanhamento da qualidade de serviço e produto, e acompanhamento também de perdas técnicas, cartografia, segurança.

v. Comercial:

(1) *Atendimento ao cliente*: atendimento personalizado e telefônico. Esta atividade é desenvolvida em distintos níveis, de acordo com o tipo de cliente.

(2) *Ciclo Comercial Regular*: execução específica das tarefas de leitura e faturamento de consumo, envio de faturas e outros documentos, e cobrança.

(3) *Serviço Técnico Comercial*: conexão de novos serviços, cortes e reconexões, e controle de perdas “não técnicas”.

(4) *Gestão Comercial*: entendida como o planejamento, o acompanhamento e o controle da execução dos processos comerciais e o atendimento aos clientes, acompanhamento das perdas “não técnicas”, laboratório de medidores e previsões de recursos.

(5) *Compra de Energia e Grandes Consumidores*: atividades de comercialização de energia no atacado, incluindo: a) fidelização de consumidores potencialmente livres através de serviços especiais; b) marketing para captura de novos consumidores de grande porte; c) contratos de compra/venda de energia com produtores independentes ou para consumidores potencialmente livres; d) atividades relacionadas ao mercado livre de energia.

Com base nessas funções básicas de uma empresa distribuidora de energia elétrica, pode-se definir um esquema de organização padronizada, estabelecida para as Empresas de Referência de cada área de concessão.

No primeiro ciclo, para as empresas de grande porte, foram definidas as estruturas padrões a partir da prática observada em 10 empresas (AES-SUL, RGE, ENERSUL, CEMAT, CPFL, CEMIG, COELBA, COSERN, ENERGIPE e COELCE); essa amostra contempla: i) concessionárias de quatro regiões diferentes do país; ii) 38% do número de consumidores; iii) 20% do consumo ; e iv) 21% da receita setorial de distribuição. Para as empresas de menor porte (com menos de 200.000 clientes) foi realizado um novo *benchmarking*, com base na prática adotada em 11 empresas que se encontravam em revisão.

2.8.2 Gastos comuns as várias áreas da Empresa de Referência

Alguns gastos são comuns a várias das funções básicas desempenhadas dentro da empresa de referência. Esses gastos são o aluguel de escritórios, gastos com informática, comunicações, insumos e materiais, que foram dimensionados da seguinte maneira:

- **ALUGUEL DE ESCRITÓRIO.** A valoração do aluguel do escritório equipado é feita com base no dimensionamento de pessoal e das áreas de serviço. Esse custo reflete a amortização mais a manutenção do edifício próprio;
- **COMUNICAÇÕES.** Gastos correntes de telefone e redes de comunicação;
- **INFORMÁTICA.** Compra de computadores pessoais, de software e manutenção. Foi atribuído um PC a cada pessoa que trabalha no escritório;
- **INSUMOS E OUTROS MATERIAIS.** Gastos correntes de escritório, tais como papelaria, manutenção de fax e copiadora, e outras compras menores. O critério adotado foi estimar o custo como 5% das remunerações, sem encargos. Além disso, incluem-se os serviços de limpeza e segurança, custeados como serviços contratados de terceiros, a preços de mercado.

2.8.3 Presidência, Conselho de Administração e Conselho Fiscal

Essas áreas estão relacionadas com a função básica de Direção, Estratégia e Controle, em que estão dimensionadas as funções relacionadas com Assessoramento Legal, Relações Institucionais, Controle Estratégico de Gestão, Auditoria e Secretaria. O dimensionamento de pessoal requerido foi Serviço Técnico.

Assessoramento Legal determinado em função do tamanho da empresa (número de clientes e de instalações), mas os cargos de alto nível são os típicos das empresas de distribuição de energia elétrica e não dependem do tamanho da empresa. Somente se adequam em função do tamanho os assistentes, analistas etc. Além dos gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, comunicações, insumos e materiais, nesta área foram incluídos gastos com auditoria externa e marketing:

- **AUDITORIA:** A Auditoria Interna foi dimensionada para as funções típicas de controle interno. O montante do custo da Auditoria Externa foi estimado considerando intervenções anuais no nível da contabilidade da empresa;
- **MARKETING.** Em uma empresa de serviço público, única fornecedora em sua área de concessão, considera-se desnecessária a realização de campanhas clássicas de marketing, como aquelas necessárias a uma empresa comercial que funcione em um regime de competição pelas vendas. Por essa razão, estima-se a reserva de um montante para alguma comunicação de caráter geral, como pode ser a comunicação de um novo serviço aos clientes.

2.8.4 Diretoria de Administração

Essa área desenvolve funções relacionadas com Contabilidade, Recursos Humanos, Sistemas Informatizados, Logística, Compras e Licitações. Além dos gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, comunicações, insumos e materiais, foram incluídos os gastos com sistemas informatizados centralizados, para suporte dos sistemas corporativos utilizados por todas as demais áreas.

2.8.5 Diretoria Financeira

Essa diretoria desenvolve funções relacionadas com Planejamento Financeiro, Orçamento, Gestão Financeira e Tesouraria. Para o desenvolvimento dessas funções são considerados gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, comunicações, insumos e materiais.

2.8.6 Diretoria de Distribuição

Essa diretoria desenvolve funções relacionadas com Planejamento e Controle da Operação e Manutenção, Controle de Qualidade do Serviço e Produto, e os Sistemas Informatizados GIS (Dados Digitais de Rede) e SCADA (Centros de Controle). Nessa diretoria, encontram-se os profissionais e técnicos que serão a base das unidades de Operação e Manutenção, sendo, além disso, uma parte deles, responsáveis diretos pelo controle de qualidade do serviço e produto. O dimensionamento dos profissionais e o pessoal de apoio realizam-se com base na rede de Distribuição, ou seja, na quantidade de instalações. Além dos gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, comunicações, insumos e materiais, são incluídos gastos com hardware e software SCADA e GIS, e Sistemas de Distribuição:

- **HARDWARE SCADA E GIS:** anuidades de amortização dos computadores que suportam o SCADA, dos centros de controle com seus periféricos e os computadores que suportam os GIS de cartografia. Também se inclui a manutenção dos equipamentos. Os custos dos equipamentos correspondem a sistemas típicos que suportam os de empresas distribuidoras de energia elétrica.
- **SOFTWARE SCADA E GIS:** anuidades de amortização e a manutenção dos softwares SCADA e GIS. Os custos atribuídos a esses softwares e sua manutenção correspondem a valores típicos desses sistemas para empresas distribuidoras.
- **SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO:** anuidades de amortização e a manutenção dos softwares de gestão de operação e manutenção, suportados pelo computador central. Os custos atribuídos a esses softwares e sua manutenção correspondem a valores típicos desses sistemas para empresas distribuidoras.

- **COMUNICAÇÕES:** No caso dessa diretoria, esses gastos são adicionados das anuidades necessárias para pagar a amortização e manutenção dos sistemas de rádio comunicação para O&M, dedicados fundamentalmente à comunicação dos centros de controle com o pessoal de operação e manutenção em campo.

2.8.7 Diretoria Comercial

Essa área desenvolve funções relacionadas com Planejamento e Controle da Gestão Comercial, Planejamento e Controle do Atendimento ao Cliente, Planejamento e Controle do Serviço Técnico, Atendimento a Grandes Clientes, Sistemas Comerciais, Centro de Atendimento Telefônico e Laboratório de Medidores. O dimensionamento dos profissionais e do pessoal de apoio se realizou com base na quantidade de clientes da empresa. Além dos gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, comunicações, insumos e materiais, são incluídos gastos com: Sistemas Comerciais, Pessoal do *Call Center* e Infra-Estrutura do *Call Center*:

- **SISTEMAS COMERCIAIS:** anuidades de amortização e a manutenção dos softwares dos sistemas comerciais, suportado pelo computador central. Os custos atribuídos a esses softwares e sua manutenção correspondem a valores típicos desses sistemas para empresas distribuidoras.
- **PESSOAL DO CALL CENTER:** gastos com pessoal do *Call Center*, calculado sobre a base de 3 chamadas/cliente*ano e um tempo de atendimento médio de 5 minutos.
- **INFRA-ESTRUTURA E COMUNICAÇÕES DO CALL CENTER:** gastos com pagamento de anuidades dos equipamentos e gastos de comunicação, além do aluguel de localidade dedicada ao *Call Center*.

2.8.8 Gerências regionais e escritórios comerciais

Algumas tarefas requerem descentralização geográfica, por exemplo, operação e manutenção das instalações elétricas, leitura de medidores, envio de faturas aos clientes e

cobrança. Essas tarefas foram incluídas no âmbito das gerências regionais, que têm como função principal, fiscalizar e controlar as atividades de atendimento comercial e de operação e manutenção da rede em seu âmbito territorial, e os escritórios comerciais, responsáveis especificamente pela fiscalização e controle das atividades de comercialização dentro do seu alcance geográfico.

O número mínimo de escritórios comerciais foi determinado com base na necessidade de provimento localizado de serviços em que se requer uma relação direta com o cliente, para permitir-lhe efetivamente interagir com a concessionária, como por exemplo, para pagar faturas, fazer reclamações e realizar trâmites comerciais. Portanto, a presença de escritórios comerciais evita transtornos e custos indevidos ao cliente, torna a concessionária mais acessível aos consumidores. Nesse mesmo sentido, são reconhecidos todos os escritórios que possui a concessionária, para atender situações sócio -geográficas específicas de sua área de concessão, como por exemplo, em zonas de difícil acesso.

As gerências regionais desenvolvem funções de Controle e Supervisão da Gestão Comercial, do Serviço Técnico e do Atendimento ao Cliente, Atendimento a Grandes Consumidores, Centro de Controle da Operação, Supervisão da Manutenção, além de atividades administrativas próprias. O dimensionamento dos técnicos e do pessoal leva em conta a quantidade de clientes da região para comercialização e a quantidade de instalações da região para O&M. Desse modo, resulta uma estrutura capaz de exercer um efetivo controle da gestão de cada região e de suas unidades dependentes de comercialização e de O&M dispersas geograficamente. Nas Gerências Regionais, o número de operadores é dimensionado com base no tamanho da rede de distribuição. Além dos gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, comunicações, insumos e materiais, são incluídos gastos com transporte à razão de 1 veículo para cada dois supervisores.

Os escritórios comerciais desenvolvem funções de Gestão Comercial, Atendimento Personalizado ao Cliente, Serviço Técnico de Conexões, Desconexões e Perdas, Leitura e Distribuição de Faturas, além de atividades administrativas próprias. A localização dos escritórios comerciais nas cidades mais importantes da área de concessão foi feita em função da densidade de clientes. Desse modo, consegue - se ter uma distribuição geográfica dos escritórios comerciais, o que garante uma proximidade razoável aos clientes e que torna possível a gestão em cada região, sem grandes custos de deslocamento. Como consequência, os escritórios têm quantidades de clientes muito diversas; para isso, são estabelecidos tamanhos “típicos” de escritório: 1) escritório “tipo 1” – 100.000 a 300.000 clientes,

composto por 31 funcionários, sendo 1 Chefe, 4 Supervisores, e 26 Técnicos e Assistentes de Atendimento; 2) escritório “tipo 2” – 40.000 a 100.000 clientes, composto por 13 funcionários, sendo 1 Chefe, 2 Supervisores, e 10 Técnicos e Assistentes de Atendimento; 3) escritório “tipo 3” – 10.000 a 40.000 clientes, composto por 7 funcionários, sendo 1 Chefe, 2 Supervisores, e 4 Técnicos e Assistentes de Atendimento; e 4) escritório “tipo 4” – 0 a 10.000 clientes, composto por 2 Técnicos ou Assistentes de Atendimento. Foram dimensionados gastos com pessoal, aluguel de escritório, informática, transporte, comunicações, insumos e materiais.

Por fim, cabe destacar que se atribui grande importância ao atendimento comercial localizado, e, dessa maneira, o regulador julga inadmissível que a concessionária feche escritórios comerciais ou realize qualquer outra ação que afete a qualidade do atendimento sem que o cliente possa se manifestar sobre o assunto. Isso gera uma lógica e compreensível atitude de rejeição, ainda que essas soluções pareçam ótimas para quem as promove.

Verifica-se que a utilização dos escritórios comerciais cede espaço para o atendimento telefônico comercial como opção adotada pelo consumidor. Mas essa é uma decisão a ser adotada “de fato” pelos consumidores, não uma imposição da empresa.

2.8.9 Leitura, envio de faturas e documentos e cobrança

Os gastos relativos às atividades de leitura, envio de faturas, documentos e cobrança foram valorados da seguinte forma:

- **LEITURA DE MEDIDORES:** Com base na produtividade média de países latino-americanos, com distinção para: a) clientes urbanos – 330 leituras por jornada de trabalho; e b) clientes rurais – 45 leituras por jornada de trabalho. Remuneração conforme atividade de baixo nível de especialização, contemplando custo de transporte relativo ao custo horário de uma motocicleta para cada funcionário.

2.8.10 Operação e Manutenção das redes de distribuição

Os custos de operação e manutenção são calculados a partir de dados da rede de distribuição das respectivas concessionárias, segmentada por nível de tensão e, segundo a localização, em instalações urbanas e rurais. O cálculo é feito sob o enfoque da análise de processos, através do levantamento de todas as atividades de operação e manutenção de instalações elétricas.

Inicialmente, é realizado um desenho de todas as tarefas que devem ser cumpridas por uma empresa eficiente, avaliadas a preços de mercado. Define-se em seguida, a dotação de pessoal, veículos e equipamentos necessários para a execução de cada uma dessas tarefas (uma “equipe típica”), e sua frequência anual de execução, que depende da dimensão das instalações, recomendações de fabricantes, taxas de falhas por tipo de instalação, topologia da rede, normas de qualidade, características de desenho e construção das instalações. Sendo reconhecidas as tarefas, alocados os recursos e a valoração dos mesmos, determinam-se os custos de O&M para cada atividade que são destinados a cada segmento do sistema de distribuição.

O que resulta do estudo dos processos é uma força de trabalho com uma infra-estrutura associada, da qual se determinam os custos. Os dados utilizados para as estimativas de salários, serviços e materiais são valores de mercado. A estrutura de Planejamento, Controle e Supervisão de O&M é alocada na Diretoria de Distribuição e das Gerências Regionais. Os grupos de classificação dos processos e atividades são os seguintes:

- **Operação (op)** - As tarefas de operação consistem em atuar sobre a rede de forma programada ou em manobrar frente a situações de emergência ou imprevistas. Nesse caso, as operações incluem todas as ações que permitirão a realização de intervenções de manutenção sobre as instalações e de recomposição do serviço logo depois das intervenções. São tarefas típicas de operação: consignação de instalações, manobras de reposição de serviço e incidências de fornecimentos;
- **Reparações (rep)** - Compreendem as tarefas de manutenção que derivam principalmente das quebras do equipamento por envelhecimento, aleatórias ou por acidentes. Essas tarefas são basicamente a manutenção corretiva das instalações. São exemplos: mudança de

condutores, mudança de poste de concreto, troca de medidor queimado, troca de conexão de cliente, junção de condutor;

- **Revisões (rev)** – Compreendem as tarefas de revisão periódica das instalações que realizam o pessoal de O&M, incluídas todas aquelas ações corretivas que surjam das revisões e que estejam ao alcance das equipes que realizam essas tarefas. São exemplos: medição de aterramentos, inspeção ocular de linhas e aterramentos;
- **Adequações (ad)** - Compreendem as tarefas periódicas de adequação técnica das instalações. São exemplos: equilibrar cargas, adequar neutro, poda de árvores e consertar postes.

2.8.11 Custos Adicionais não previstos inicialmente na Empresa de Referência

Alguns custos não previstos inicialmente na Empresa de Referência foram incluídos durante o primeiro ciclo. Esses custos referem-se a particularidades do negócio de distribuição no Brasil e de regulamentação. Além disso, há itens que são particulares de cada área de concessão. Esses custos adicionais foram:

- *Obrigações legais, regulamentares e trabalhistas*, por exemplo : i) publicações legais; ii) Adicionais de Pessoal (Sistema Odontológico, Vale Refeição, Plano de Saúde, Seguro de Vida, Fundação e Transporte de Empregados); iii) Atendentes adicionais, conforme a Resolução 057/2004; iv) Ouvidoria; e v) O&M de Iluminação Pública.
- *Tecnologias empregadas para O&M*, por exemplo: i) gastos com equipe Linha Viva; e ii) Estação Móvel.
- *Gastos específicos de instalações elétricas*, por exemplo: i) consumo específico de subestações; ii) vigilância de redes; e iii) subestações e consumo próprio.
- *Outros Gastos*, por exemplo: i) Seguros; ii) Provimento para Engenharia e Supervisão de Obras; e iii) Crescimento de processos e atividades Comerciais e de O&M (em virtude de ajuste para o ano teste do crescimento do número de clientes e dos ativos).

2.8.12 Inadimplência (perdas de receitas irrecuperáveis)

Com relação à inadimplência dos clientes (perdas de receita irrecuperáveis), adotou-se uma “trajetória regulatória” de acordo com o conceito de custo operacional eficiente da Empresa de Referência.

Esse é visto sob a forma de um percentual do faturamento bruto (sem o ICMS) verificado no ano anterior ao da revisão tarifária periódica, cujo valor final é de 0,2%. Foi estabelecida a seguinte trajetória regulatória decrescente: i) ano da primeira revisão tarifária periódica = 0,5%; ii) primeiro ano posterior à revisão = 0,4%; iii) segundo ano posterior à revisão = 0,3%; iv) terceiro ano posterior à revisão = 0,2%; v) a partir do quarto ano posterior à revisão tarifária periódica, considera-se uma inadimplência “regulatória” permanente de 0,2%.

Dessa forma, será mantido, para o segundo ciclo de revisões tarifárias, o percentual de 0,2% como provisão de inadimplência regulatória calculada sobre o faturamento bruto (sem o ICMS). Portanto, será mantido o percentual de inadimplência coerente com a trajetória decrescente estabelecida no primeiro ciclo, com o objetivo de evitar que consumidores em situação regular paguem pelos consumidores inadimplentes – o que constituiria uma clara injustiça. Nesse sentido, entende-se que a concessionária deve se esforçar e realizar a melhor gestão possível das dívidas de seus clientes e que, fundamentalmente, clientes em situação regular não devem pagar pelos clientes em situação irregular. Entre concessionária e cliente, apenas a primeira está em condições de influir na determinação da inadimplência.

2.8.13 O Aprimoramento da metodologia da empresa de referência para o segundo ciclo de revisões tarifárias (2007-2010)

Os aprimoramentos metodológicos propostos para o segundo ciclo referem-se à reavaliação do: a) Custo com Pessoal; b) Dados de Ativos; c) Dados de Clientes; d) Estrutura Central; e) Revisão dos cálculos de processos comerciais e de O&M; f) Custos Adicionais; g) Conselhos de Consumidores; e h) Indicadores de Atualização de Custos.

a) Custo com Pessoal

O regulador procura determinar quais são os custos com pessoal associados ao serviço. Considera como atributos importantes para que sejam determinados, o porte da empresa e a região a que pertence a concessão. Esse é um item importante no montante considerado, e, na prática, representa mais de 50% dos custos operacionais das concessionárias de distribuição, incluindo o pessoal terceirizado.

A pesquisa de salários será, assim, item importante e será efetuada antes do começo do segundo ciclo de revisões, com suficiente nível de representatividade regional e observando amostras para vários portes de empresas que sejam consideradas concorrentes da mão-de-obra do setor elétrico. Toda a força de trabalho é considerada própria. Na prática, a decisão de estabelecer a melhor alocação entre funcionários próprios e terceirizados cabe ao prestador em sua área de atuação, considerando aqueles serviços em que seja desejável maior flexibilidade na contratação de pessoal.

b) Dados de Ativos

Ao tratar dos dados sobre ativos, o regulador deve assegurar que haja coerência entre os ativos da Base de Remuneração Regulatória que foram considerados necessários para determinado nível de qualidade na prestação do serviço e os custos operacionais eficientes associados a essa prestação. Por um lado, quando se trata da remuneração de ativos, considera-se a necessidade de reposição dos mesmos ao fim de sua vida útil, assim como um adequado retorno sobre o capital investido. Por outro lado, nos custos operacionais eficientes são incluídos todos os itens (manutenção preventiva, substituição de componentes) necessários para que esses ativos mantenham inalterada sua capacidade para cumprir o serviço durante toda sua vida útil.

Com esse objetivo em mente, para o segundo ciclo serão utilizados dados dos ativos físicos validados da Base de Remuneração Regulatória, o que é uma questão essencial para a qualidade do cálculo dos custos operacionais e dos custos de distribuição em geral. Também serão utilizados dados que as empresas já dispõem na base de dados digitais de rede (GIS), em que é possível obter a quantidade de instalações vinculadas às características técnicas da rede. Para o segundo ciclo, serão estabelecidas, pelo menos, as quantidades e características das instalações para as áreas urbanas e rurais, por nível de tensão.

Alguns dados foram calculados no primeiro ciclo de maneira indireta ou por meio de regras padronizadas. Para o segundo ciclo, eles serão obtidos diretamente. São eles: quantidade de postes, linhas simples e mistas, linhas trifásicas e monofásicas, comprimento dos ramais, disjuntores e seccionadores, potência dos transformadores, entre outras informações detalhadas. Esses dados serão calculados levando-se em conta as instalações reconhecidas na base de remuneração, ou seja, as instalações eficientes para a prestação do serviço.

Portanto, para o aperfeiçoamento, serão uniformizadas as informações dos ativos físicos considerados na Empresa de Referência com aqueles incluídos na base de remuneração validada, dando coerência entre a Empresa de Referência e a Base de Remuneração Regulatória. Além disso, a melhora nos formatos dos dados físicos de entrada da ER, tais como separação de linhas monofásicas de trifásicas na média e baixa tensão, especificação de quantidades de disjuntores e transformadores em subestações, tornará também os resultados mais precisos.

c) Dados de Clientes

A ANEEL, atualmente, já possui banco de dados sobre clientes. Contudo há uma classificação difícil de ser plenamente estabelecida pelo regulador, nos moldes da Resolução 456/2000, quanto à localização em zonas rurais ou em zonas urbanas.

Essa classificação interfere na determinação dos custos operacionais: os custos associados às atividades comerciais são distintos quando se considera o atendimento a consumidor rural e o atendimento a consumidor urbano. Além disso, há parcela relevante de clientes classificada como consumidores baixa renda que, por força de regulamentação, são classificados como residenciais, mesmo habitando em áreas rurais. Dessa maneira, é importante ter uma indicação precisa sobre as quantidades de consumidores rurais e de consumidores urbanos atendidos em determinada área de concessão.

Para obter maior precisão quanto à localização geográfica dos clientes, o regulador utilizará, a partir do segundo ciclo, dados sobre conexão de clientes a partir da base de dados digitais de rede (GIS). A classificação será feita diretamente de acordo com a densidade dos grupos de rede como apurado no banco de dados.

d) Estrutura Central

Para o segundo ciclo, será adequada a estrutura central padrão, uma vez que houve, nos últimos quatro anos, uma evolução permanente nas estruturas das concessionárias por exigências do regulador, por mudanças na gestão e até mesmo por exigências dos próprios consumidores. Para isso, será realizado um levantamento com base em amostra das concessionárias no Brasil, e o dimensionamento das estruturas padrões será equacionado levando em conta os resultados desse levantamento. Com os mesmos critérios utilizados no primeiro ciclo, serão realizados ajustes adicionais na estrutura que dependerão das características de cada concessão.

O parâmetro fundamental para definir o porte da estrutura é o dimensionamento prévio dos processos e atividades de O&M, comercial e dos escritórios comerciais de atendimento, que, por sua vez, dependem dos clientes e das instalações físicas de cada concessionária.

e) Revisão de cálculos de processos comerciais e de O&M

Para os cálculos de processos comerciais serão atualizados os parâmetros associados à mensuração efetuada no primeiro ciclo de revisões tarifárias periódicas. Quanto à padronização de escritórios comerciais por faixas de número de clientes, será utilizado um número maior de faixas de escritórios típicos, para os escritórios de menor porte, as obrigações legais decorrentes da aplicação da Resolução ANEEL, embora se considere que, em alguns casos, esses sejam dimensionamentos ineficientes.

Serão atualizados os parâmetros e as tarefas consideradas, tais como a frequência das tarefas de subtransmissão e o porte médio de linhas e transformadores em cada nível de tensão. Além disso, o tempo de deslocamento das equipes será revisto, pois atualmente é um parâmetro único para todas as tarefas. Em função da previsibilidade de cada grupo de tarefas, serão definidos tempos de deslocamento diferentes. Por exemplo, as tarefas de operação poderão ter maiores tempos ociosos, enquanto que, as de manutenção programada terão, em média, menores tempos desperdiçados.

Além disso, propõe-se que, para as regiões com peculiaridades devidamente justificadas, tais como: dificuldade de acesso, ausência de estradas, centros urbanos congestionados, serão acrescentadas equipes para atuarem especificamente, diminuindo assim o raio de cobertura das equipes.

Os custos de materiais de manutenção também serão atualizados. Nesse item não há dificuldades, já que é possível obter informações de mercado e, além disso, há relevantes informações nas avaliações recentes da base de ativos do primeiro período tarifário.

f) Custos Adicionais

O propósito dos custos adicionais é o de considerar aqueles itens particulares de cada concessionária que não estão contemplados no modelo básico da ER. No primeiro ciclo, alguns itens que foram considerados custos adicionais serão incorporados à metodologia do segundo ciclo, como as equipes de manutenção de linha viva, subestação móvel e gerência de P&D.

Ainda assim, as particularidades de cada área de concessão, não contempladas pelo modelo, serão incluídas como Custos Adicionais.

g) Conselhos de Consumidores

No primeiro ciclo, os custos relacionados aos conselhos de consumidores não foram considerados dentro da ER, pelo fato de que a ANEEL não havia regulamentado os critérios relativos a essa questão.

h) Indicadores de Atualização de Custos

Todas as informações sobre custos e preços presentes na metodologia estarão referenciadas a uma data específica, no início do segundo ciclo, chamada de data base. Os custos calculados a partir de parâmetros físicos e de clientes devem ter atualização monetária, considerando o ano teste de cada concessionária. Essa atualização será feita através do IPC-A, para custos de pessoal, e do IGP-M, para materiais e serviços. Dessa maneira, será feita uma atualização de parâmetros de custos e de preços para o segundo ciclo de revisões tarifárias periódicas.

CAPÍTULO III

INDICADORES SELECIONADOS PARA AVALIAÇÃO DAS EMPRESAS

3.1 Introdução

Muitas das informações utilizadas em avaliação de empresas provêm dos demonstrativos contábeis e dos índices financeiros utilizados na análise, como primeiro passo para atingir um grau mínimo de conhecimento da entidade que se deseja obter as informações. Historicamente, o processo contábil se encerra com a elaboração das demonstrações contábeis, e a análise começa com a utilização das informações dessas demonstrações como o balanço, que reflete os ativos e passivos da empresa; o demonstrativo de resultado, que mede as receitas e despesas; o demonstrativo de fluxos de caixa, que examina as fontes e usos do dinheiro e, de outras demonstrações elaboradas a partir dos dados contábeis, como a Demonstração do Valor Adicionado e o Balanço Social.

Para Marion (2002), no início, a Análise das Demonstrações Contábeis, de forma mais sólida, tinha como base apenas o Balanço, daí a expressão Análise de Balanços:

[...] Com o tempo, começaram-se a exigir outras demonstrações para análise e para concessão de crédito, como a Demonstração do Resultado do Exercício; todavia a expressão Análise de Balanços, já é tradicionalmente utilizada. Como forte argumento para a consolidação da denominação Análise de Balanços, salientamos que a Demonstração do Resultado do Exercício foi conhecida como Balanço Econômico (Balanço de Resultado). A denominação Fluxo de Caixa já foi conhecida como Balanço Financeiro; então tudo era Balanço. [...]

A abertura do Capital por parte das empresas, possibilitando a participação de pequenos ou grandes investidores como acionistas, leva-os à escolha de empresas mais bem-sucedidas, tornando-se a Análise das Demonstrações Contábeis um instrumento de grande importância e utilidade para aquelas decisões. (MARION, 2002, p.21).

E ainda dentro da mesma visão, Iudícibus (1998, p. 29) avalia: “[...] a análise de balanços tem como definição a arte de saber extrair relações úteis, para o objetivo econômico

que tivermos em mente dos relatórios contábeis tradicionais e de suas extensões e detalhamento, se for o caso”.

Nota-se que cada usuário tem um foco, que se concretiza em uma informação específica, disponibilizada em uma ou mais demonstrações divulgadas e percebe-se uma evolução constante das demonstrações divulgadas em prol da transparência e qualidade das informações para os diversos grupos da sociedade.

Segundo Gitman (2004), os elementos necessários para uma boa análise financeira incluem, no mínimo, a demonstração do resultado e o balanço patrimonial.

Complementando, conforme Marion (2002), todas as demonstrações contábeis devem ser analisadas, com maior ênfase a estas duas demonstrações citadas por Gitman, uma vez que, por meio delas, são evidenciadas de forma objetiva a situação financeira (identificada no Balanço Patrimonial) e a situação econômica (identificada no Balanço Patrimonial e, em conjunto na Demonstração de Resultado).

Além de informações específicas, disponíveis diretamente nas demonstrações, os usuários buscam indicadores, como índices percentuais e quocientes, que as relacionem. São diversos os indicadores de análise já consagrados pelo uso e infinitas as possibilidades de criação de novos índices que espelhem a experiência do analista ou do tomador de decisão.

A análise através de índices permite a inter-relação entre várias contas de uma mesma demonstração ou entre demonstrações de uma mesma entidade e é o processo mais utilizado pelos analistas de balanços, porque oferece uma visão global da situação econômica e financeira da entidade.

A literatura sobre administração financeira e análise de balanços, oferece um amplo espectro de índices, destinados à análise e avaliação do desempenho econômico e financeiro de empresas, para Gitman, os índices financeiros podem ser divididos em quatro grupos ou categorias básicas: índices de liquidez, índices de atividade, índices de endividamento e índices de lucratividade. Os índices de liquidez, de atividade e de endividamento medem, fundamentalmente, risco; os índices de lucratividade medem retorno

Segundo Matarazzo (1995), Alexander Wall desenvolveu em 1919 um modelo de análise de balanços através de índices. Fez também a primeira tentativa de atribuição de pesos, ponderando os diversos índices e chegando à fórmula de Wall, em que reunia alguns índices e parâmetros. O que vale nesta fórmula, porém, é a idéia de atribuir pesos aos índices

segundo sua importância. Todos os analistas de balanços, de alguma forma, sempre atribuem pesos em suas análises, ainda que subjetivamente ou até mesmo inconscientemente.

Os indicadores aqui selecionados são aqueles comumente aplicados na análise das empresas distribuidoras de energia elétrica selecionadas para o presente trabalho.

Tabela 3 - Índices/Indicadores Financeiros Utilizados na Análise das Empresas

ÍNDICE / INDICADOR	ASPECTO REVELADO	FATOR AVALIADO
Liquidez Imediata	Situação Financeira	Liquidez
Liquidez Corrente	Situação Financeira	Liquidez
Liquidez Geral	Situação Financeira	Liquidez
Endividamento Total	Situação Financeira	Estrutura de Capital
Composição do Endividamento	Situação Financeira	Estrutura de Capital
Rentabilidade do Ativo	Situação Econômica	Rentabilidade
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	Situação Econômica	Rentabilidade
EVA - Economic Value Added (Valor Econômico Agregado)	Situação Financeira	Se os resultados obtidos estão aumentando ou destruindo a riqueza dos sócios.
EBITDA – Earning Before Interests, Taxes, Depreciation and Amortization. (Lucro Antes do Juros, Impostos, Depreciação e Amortização)	Desempenho Operacional	A Produtividade e a eficiência do negócio.
DFC - Demonstração do Fluxo de Caixa	Situação Financeira	Variações do Caixa da Empresa – Indica a origem de todo o dinheiro que entrou e saiu do caixa em determinado período.

Fonte: adaptado de Santos (1992, p. 81)

3.2 Indicadores de liquidez ou solvência

Os indicadores de liquidez têm como objetivo avaliar a situação financeira da entidade e destinam-se a medir a capacidade possuída pela mesma, para liquidar seus compromissos com terceiros. Os dados requeridos para a análise da situação financeira são os do balanço patrimonial da empresa. A medição dessa capacidade pode ser feita de acordo com os prazos das contas a receber e contas a pagar, onerosas e não onerosas: imediato, curto e longo prazos.

Como todos os índices calculados a partir do balanço patrimonial, os índices de liquidez são o retrato do momento de levantamento do balanço, refletindo uma situação estática.

Para que se possa obter um diagnóstico mais completo acerca da solidez financeira da empresa, vários aspectos precisam ser relevados:

- alto grau de endividamento nem sempre é sinônimo de insolvência – a empresa poderá estar endividada, mas pagar seus compromissos em dia. Isto é possível, por exemplo, nos casos em que a empresa consegue renegociar facilmente suas dívidas;
- a empresa poderá apresentar baixo grau de liquidez a curto prazo e um alto grau de liquidez a longo prazo e vice-versa;
- a empresa poderá contar com alto grau de liquidez, mas não possuir disponibilidades para pagar seus compromissos imediatos.

Esses e outros aspectos poderão ser esclarecidos através da análise isolada e conjunta dos quocientes de liquidez.

3.2.1 Liquidez Imediata – LI ou Liquidez Instantânea

a) Fórmula

Divide-se o Ativo Disponível pelo Passivo Circulante. Disponibilidades incluem, além do caixa, outros considerados equivalentes, como por exemplo, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras com alta liquidez no mercado financeiro.

$$LI = \frac{\text{Disponibilidades}}{\text{Passivo Circulante}}$$

b) Interpretação: Vide citação de Iudícibus, em Comentários, letra d, abaixo.

c) Significado do índice

Indica quantas unidades monetárias há em dinheiro, e seus equivalentes, dispõe a entidade para saldar cada unidade de dívidas de curto prazo.

d) Comentários

Sobre estes prazos distintos e seus efeitos no índice, Iudícibus introduz a idéia da comparação com o valor presente:

Este quociente representa o valor de quanto dispomos imediatamente para saldar nossas dívidas de curto prazo. Considere-se que a composição etária do numerador e denominador é completamente distinta. No numerador temos fundos imediatamente disponíveis. No denominador, dívidas que, embora de curto prazo, vencerão em 30, 60, 90, 180 e até 365 dias. Assim a comparação mais correta seria com o valor presente de tais vencimentos, ou colocando-se no denominador o valor que pagaríamos se nos dispuséssemos a pagar as dívidas de curto prazo hoje, de uma só vez. Provavelmente obteríamos um desconto. Este quociente já teve importância maior, quando a existência do mercado financeiro e de capitais era restrita. (IUDÍCIBUS, 1998, p.9)

Marion também não vê muita expressão neste índice ao comentar:

Para efeito de análise, é um índice sem muito realce, pois relacionamos dinheiro disponível com valores, que vencerão em datas as mais variáveis possível, embora a Curto Prazo. Assim, temos contas que vencerão daqui a cinco ou dez dias, como também aquelas que vencerão daqui a 360 dias, e que nada tem a ver com a disponibilidade imediata”. (MARION, 1998, p. 463).

3.2.2 Liquidez Corrente – LC

a) Fórmula

O índice é obtido mediante a divisão do Ativo Circulante pelo Passivo Circulante, portanto, a medição é para um prazo curto.

$$LC = \frac{\text{Ativo Circulante}}{\text{Passivo Circulante}}$$

b) Interpretação: Quanto maior, melhor. Para o setor elétrico deve ser ponderado que não há vendas a prazo superior a 30 dias, e que o seu produto é essencial, o que contribui para inibir grandes perdas no saldo de contas a receber, sendo seus maiores clientes inadimplentes, o setor público, o qual se espera não apresentar calotes.

c) Significado do índice

Indica quantas unidades monetárias possui a entidade, disponíveis e/ou conversíveis a curto prazo em dinheiro, para cada unidade monetária de dívidas de curto prazo, onerosas e não onerosas. Uma outra leitura pode ser feita da seguinte forma: olhar a partir do passivo e indagar quanto dos passivos de curto prazo estão cobertos pelos ativos que se esperam ser realizados, ou seja, transformados em disponibilidade em um futuro também de curto prazo. Este indicador é o mais utilizado pelos analistas de mercado e, por isso, recebe a atenção do administrador financeiro da entidade para melhorá-lo.

d) Comentários

É preciso considerar que no numerador, Ativo Circulante, estão contas de liquidez diversas, do tipo disponibilidades imediatas, como caixa, bancos, aplicações de liquidez imediata, contas a receber de prazos diversos (10, 30, 45, 60, 365 dias), estoques (não necessariamente transformáveis em dinheiro no período) e até despesas antecipadas (que apesar de ativo, no sentido contábil, não ajudarão no pagamento de compromissos correntes). No denominador, o Passivo Circulante, tem-se os compromissos vencíveis a curto prazo. O fato de o índice ser 1 ou maior que 1 não significa que a instituição conseguirá liquidar seus compromissos na data aprazada, pois os prazos das contas do numerador e do denominador não estarão necessariamente sincronizados, podendo haver uma crise de liquidez e a instituição ficar inadimplente mesmo que por um pequeno prazo. Esta situação poderá lhe causar problemas de crédito futuro ou custos adicionais com captações, para cobrir necessidade de capital de giro gerada pelo descasamento entre os cronogramas de contas a receber com os de contas a pagar.

3.2.3 Liquidez Geral – LG

a) Fórmula

O indicador é gerado mediante a divisão da soma do Ativo Circulante com o Realizável a Longo Prazo pela soma do Passivo Circulante com o Exigível a Longo Prazo

$$LG = \frac{\text{Ativo Circulante} + \text{Realizável a Longo Prazo}}{\text{Passivo Circulante} + \text{Exigível a Longo Prazo}}$$

b) Interpretação: Quanto maior, melhor. Para o setor elétrico, este índice não deve ser analisado isoladamente, pois pode acontecer de em determinado ano, a empresa contratar financiamentos vultosos para investimento no Ativo Permanente (imobilizado), o que contribuirá para a redução deste índice, porém com o tempo, este Imobilizado deverá gerar receitas e conseqüentemente mais disponibilidades, que irá melhorar a capacidade de pagamento a curto e longo prazo.

c) Significado do índice

Indica quantas unidades monetárias dispõe a entidade, em bens e direitos de curto e longo prazos, para cada unidade monetária de obrigações de curto e longo prazos, mostrando a saúde financeira da instituição a longo prazo.

d) Comentários

Este quociente serve para mostrar a saúde financeira no que se refere à liquidez de longo prazo do empreendimento. Como no índice de liquidez corrente, há o problema dos prazos entre as contas do numerador e denominador, podendo os prazos de liquidação do passivo e de recebimento do ativo estarem descasados e serem os mais diferenciados possíveis, ainda mais se forem considerados que há passivo e ativo a longo prazos.

3.3 Indicadores de endividamento

Os indicadores de endividamento são valiosos na avaliação de uma empresa, pois o mesmo, além de fonte de financiamento, é um instrumento na alavancagem financeira, gerando lucros para o negócio. Porém, se utilizado em excesso, os gastos se elevarão além dos benefícios proporcionados, podendo levar a empresa a passar por crises de liquidez e até levá-la à insolvência,

Para Marion (2002) são os indicadores de endividamento que nos informam se a empresa se utiliza mais de recursos de terceiros ou de recursos dos proprietários.

3.3.1 Endividamento Total ou quantidade de endividamento – ET

Indica o quanto do ativo total está sendo financiado por recursos de terceiros, mostrando o seu grau de dependência. Este indicador é importante para a análise da empresa distribuidora, uma vez que, o capital de terceiros investido em bens de distribuição, compõe a base de remuneração da tarifa de energia elétrica:

a) Fórmula:

$$ET = \frac{\text{Passivo Circulante} + \text{Exigível a Longo Prazo}}{\text{Ativo Total}}$$

b) Interpretação: Na análise deste indicador, segundo Marion (2002), o importante é analisar as características da dívida, ou seja, se a empresa recorreu a dívidas como um complemento dos capitais próprios para realizar aplicações produtivas em seu ativo, esse endividamento é sadio, mesmo sendo um tanto elevado, pois a produção deverá gerar recursos para saldar o compromisso, no entanto se a dívida foi gerada para pagar outras dívidas que estão vencendo, pelo fato da empresa não gerar recursos suficientes para saldar seus compromissos, trata-se de um endividamento ruim que pode levar a entidade a insolvência e consequentemente a falência.

3.3.2 Composição do Endividamento ou qualidade do endividamento – CE

Indica quanto do endividamento da empresa está com vencimento no curto prazo em relação ao capital de terceiros.

a) Fórmula:

$$CE = \frac{\text{Passivo Circulante}}{\text{Passivo Circulante} + \text{Exigível a Longo Prazo}}$$

b) Interpretação: para Marion (2002), a proporção favorável seria de maior participação de dívidas a longo prazo, pois propiciaria à empresa tempo maior para gerar recursos que saldarão os compromissos. Expansão e modernização devem ser financiados com recursos a longo prazo e não pelo passivo circulante, pois os recursos a serem gerados pela expansão e modernização virão a longo prazo.

3.4 Indicadores de rentabilidade

Os indicadores de rentabilidade servem para avaliar a situação econômica da entidade e destinam-se a medir os aspectos econômicos na análise empresarial, ou seja, medir se as decisões de aplicações efetuadas em seus ativos foram adequadas para gerar resultados econômicos esperados no negócio. Os indicadores de rentabilidade são extraídos da Demonstração do Resultado do Exercício e também podem ser correlacionados com contas do Balanço Patrimonial.

Para Brigham e Houston (1999, p. 89), “[...] a rentabilidade é o resultado líquido de uma série de políticas e decisões. [...] os índices de rentabilidade mostram os efeitos combinados da liquidez, da gestão de ativos e do endividamento sobre os resultados operacionais”.

Para Ross, Westerfield e Jaffe,

[...] um dos atributos de mais difícil visualização e mensuração numa empresa é a sua rentabilidade. Num sentido geral, os lucros contábeis representam a diferença entre receitas e custos. Infelizmente, não existe maneira completamente clara de saber quando uma empresa é lucrativa. Na melhor das hipóteses, o que um analista financeiro pode medir é a rentabilidade contábil corrente ou passada. Muitas oportunidades de negócio, porém, envolvem o sacrifício de lucros correntes para que se obtenha lucros no futuro. Por exemplo, todos os produtos novos exigem custos de introdução elevados e, em consequência disso, geram lucros iniciais reduzidos. Portanto, os lucros correntes podem ser um reflexo muito inadequado da verdadeira rentabilidade futura. Um outro problema, com as medidas contábeis de rentabilidade, é o de que ignoram o risco. Seria falso concluir que duas empresas com lucros correntes idênticos seriam igualmente rentáveis se os riscos de uma delas fossem maiores do que os riscos da outra.

O problema conceitual mais sério com as medidas contábeis de rentabilidade reside no fato de que não nos fornecem referência alguma para fazermos comparações. Em geral, uma empresa é rentável no sentido econômico somente se sua rentabilidade é superior à que os investidores poderiam conseguir por sua própria conta nos mercados de capitais”. (ROSS; WESTERFIELD; JAFFE, 1995, p. 52).

3.4.1 Rentabilidade do Ativo – RA

Indica quanto a empresa obteve de lucro líquido em relação ao Ativo.

a) Fórmula:

$$RA = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Ativo}}$$

b) Interpretação: Quanto maior melhor.

c) Significado do índice: Mede o potencial de geração de lucro da parte da empresa, demonstrando a capacidade desta em gerar lucro líquido e assim poder capitalizar-se.

3.4.2 Rentabilidade do Patrimônio Líquido – RPL

Indica quanto a empresa obteve de lucro líquido em relação ao Capital próprio.

a) Fórmula:

$$RA = \frac{\text{Lucro Líquido}}{\text{Patrimônio Líquido}}$$

b) Interpretação: Quanto maior melhor. Para as empresas de energia elétrica, este índice é de grande valia quando comparado as taxas de remuneração do capital utilizadas pela ANEEL, pois permite aos acionistas comparar a rentabilidade gerada pela empresa com a projetada pelo poder concedente.

c) Significado do índice: Mostra qual a taxa de rendimento do Capital Próprio. Com isto se pode avaliar se a empresa oferece rentabilidade superior ou inferior a outros rendimentos alternativos no mercado, como caderneta de poupança, CDBs, Fundos de Investimentos, etc.

3.5 EVA – Economic Value Added – Valor Econômico Agregado

São diversas as maneiras de se medir a rentabilidade de uma entidade, além dos indicadores tradicionais comumente utilizados pelos analistas, demonstrados no tópico anterior, para atender o objetivo deste trabalho, foi considerado também o indicador EVA – *Economic Value Added*, ou Valor Econômico Agregado.

Para definição do custo de capital próprio, a ser considerado nos cálculos deste indicador, nas empresas da análise, foi considerado a taxa utilizada pela ANEEL no primeiro

ciclo da revisão tarifária, para o período de 2000 a 2006 e a taxa aplicada na segunda revisão tarifária, para os balanços de 2007. As taxas utilizadas foram deduzidas do imposto de renda e da contribuição social sobre o lucro.

Para a obtenção do EVA, foram consideradas as seguintes fórmulas, segundo Gramscianinov (2000):

$$\text{EVA} = (\text{RAOL} - \text{CMPC}) \times \text{AOL}$$

Onde,

RAOL – Retorno sobre o Ativo Operacional Líquido

CMPC – Custo Médio Ponderado de Capital

AOL – Ativo Operacional Líquido

O RAOL é uma medida de rentabilidade da empresa. É a produtividade obtida através da gestão do Ativo Operacional Líquido, e a fórmula é a seguinte:

$$\text{RAOL} = \frac{\text{Lucro Operacional Após o Imposto de Renda}}{\text{AOL}}$$

O CMPC é a ponderação do CP e do CT em relação ao AOL. Serve para referenciar o retorno mínimo que os administradores deverão obter sobre o Ativo Operacional Líquido que estão gerenciando. A fórmula para a apuração é:

$$\text{CMPC} = \left[\frac{\text{CT}}{\text{AOL}} \times \text{CCT} \right] + \left[\frac{\text{CP}}{\text{AOL}} \times \text{CCP} \right]$$

O custo Médio Ponderado de Capital (CPMC) também pode ser desmembrado na seguinte composição:

$$EVA = \left\{ \left[\frac{LO}{Vendas} \times \frac{Vendas}{AOL} - \right] \left[\frac{CT}{AOL} \times CCT\% \times \frac{CP}{AOL} \times CCP\% \right] \right\}$$

Onde:

AOL = Ativo Operacional Líquido

LO = Lucro Operacional

CT = Capital de Terceiro

CP = Capital Próprio

CCP = Custo de Capital Próprio (*)

CCT = Custo de Capital de Terceiro (**)

(*) É o que os acionistas esperam ter de retorno mínimo no seu negócio. É um custo implícito e não documentado.

(**) É representado pelas despesas financeiras apresentadas na Demonstração de resultados

3.6 EBITDA - Avaliação de Geração de Caixa

Para avaliar a geração de caixa das empresas, foi considerado o EBITDA, indicador muito utilizado pelos analistas financeiros nas avaliações das empresas.

O EBITDA (*Earnings Before Interests, Taxes, Depretiation and Amortization*) significa lucro antes de juros, imposto de renda, amortização e depreciação.

Nas análises de empresa, a geração de caixa é de extrema importância, pois é através dela que se mede a capacidade de produzir recursos. Ainda que o lucro seja um importante indicador, contudo, na maioria das vezes, o mesmo é afetado por fatores distintos da atividade da empresa, tais como: variações cambiais, equivalência patrimonial e resultados não operacionais

Neste sentido, a geração de caixa, que trata do desempenho da empresa levando em consideração somente os ganhos gerados em sua atividade principal, é de extrema importância, o que nos leva a um estudo mais aprofundado do balanço. O EBITDA representa a geração operacional de caixa da companhia, ou seja, o quanto a empresa gera de recursos apenas através de suas atividades operacionais, sem levar em consideração os efeitos financeiros e de impostos.

Para calcular o EBITDA, o primeiro passo é calcular o lucro operacional, que é obtido com a subtração, a partir da receita líquida, do custo dos produtos ou serviços vendidos, das despesas operacionais e das despesas financeiras líquidas (despesas menos receitas com juros e outros itens financeiros). Depois, basta somar ao lucro operacional obtido na fórmula acima, os juros, a depreciação e amortização inclusas no custo e nas despesas operacionais, conforme demonstrado a seguir:

Fórmula para Cálculo do EBITDA

+	Receita Líquida de Vendas
(-)	Custo dos Produtos Vendidos
=	Lucro Bruto
(-)	Despesas Operacionais
	.Vendas
	.Administrativas e Gerais
	.Financeiras
=	Lucro Operacional
+	Depreciação/Amortização (Incluso nas Despesas Operacionais)
+	Juros (Incluso nas Despesas Financeiras)
=	EBITDA

3.7 Demonstração do Fluxo de Caixa - DFC - Avaliação da Origem e Destinação do Caixa

A Demonstração do Fluxo de Caixa é um importante relatório de análise, pois permite avaliar o potencial da empresa em gerar fluxos futuros de caixa e identificar sua necessidade de recursos financeiros externos.

Segundo Matarazzo (1995, p.369), a Demonstração do Fluxo de Caixa é peça imprescindível na mais elementar atividade empresarial e mesmo para pessoas físicas que se dedicam a algum negócio.

Marion (1998, p. 381) acrescenta: a DFC vem esclarecer situações controvertidas na empresa como, por exemplo, através da comparação com a Demonstração do Resultado do Exercício - DRE, o porquê de a empresa ter um lucro considerável e estar com o caixa baixo, não conseguindo liquidar todos os seus compromissos.

As análises nestes relatórios, foram complementadas com as informações disponibilizadas nas notas explicativas e nos relatórios de administração.

CAPÍTULO IV

AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DAS EMPRESAS PESQUISADAS

4.1 Introdução

Este capítulo tem por objetivo mostrar os relatórios de caráter obrigatório que são elaborados pelas empresas pesquisadas, a partir dos seus livros contábeis, sejam os exigidos pela legislação societária, sejam aqueles considerados de apresentação obrigatória pelo poder concedente, a ANEEL, para atender os diversos grupos de usuários destas informações.

Por serem sociedades por ações, de capital aberto, registradas na Comissão de Valores Mobiliários – CVM, estas empresas estão obrigadas a divulgar pelo menos as seguintes informações: o Relatório de Administração, as demonstrações contábeis e as Notas Explicativas que as acompanham, o Parecer dos Auditores Independentes e o Parecer do Conselho Fiscal (IUDÍCIBUS, MARTINS, GELBCKE, 2007, p.6).

Iudícibus (2004, p.23) relaciona os principais tipos de usuários da informação contábil com as seguintes metas de obtenção de informações:

Tabela 4: Usuários da informação contábil

Usuário da Informação Contábil	Meta que deseja maximizar ou tipo de informação mais importante
Acionista Minoritário	Fluxo regular de dividendos.
Acionista majoritário ou com grande participação	Fluxo de dividendos, valor de mercado da ação, lucro por ação.
Acionista preferencial	Fluxo de dividendos mínimos ou fixos.
Emprestadores em geral	Geração de fluxos de caixa futuros suficientes para receber de volta o principal mais os juros, com segurança.
Entidades governamentais	Valor adicionado, produtividade, lucro tributável.
Empregados em geral, como assalariados	Fluxo de caixa futuro capaz de assegurar bons aumentos ou manutenção de salários, com segurança; liquidez.
Média e alta administração	Retorno sobre o ativo, retorno sobre o patrimônio líquido; situação de liquidez e endividamento confortáveis.

Fonte: Iudícibus (2004, p.23)

Tinoco (2001) inclui os vizinhos, sindicatos, a comunidade local, os pesquisadores, professores e demais formadores de opinião.

4.2 Relatório Contábil

O relatório contábil exprime o patrimônio da entidade em um momento e as mutações ocorridas em determinado período, de forma consolidada e resumida, apurada pela Contabilidade segundo métodos ou critérios contábeis uniformes no tempo, padrões, normas, princípios e convenções aplicáveis. Os relatórios contábeis têm como objetivo primordial atender às necessidades de seus usuários, com dados e informações da entidade que lhes permitam conhecer a sua situação econômica e financeira, fazer avaliações e tomar decisões.

4.3 As Demonstrações Contábeis exigidas pela legislação Societária

Os usuários externos à entidade utilizam-se das demonstrações contábeis que são publicadas juntamente com o relatório anual aos acionistas, que inclui um relatório da administração, com o relato dos principais fatos ocorridos no exercício anterior e perspectivas para o ano seguinte, acompanhado de demonstrações contábeis, notas explicativas a essas demonstrações e o parecer dos auditores independentes.

No Brasil, a Lei nº. 6.404, das Sociedades por Ações, de 15 de dezembro de 1976, no capítulo XV, em seu artigo 176, e a Lei nº. 11.638, de 28 de dezembro de 2007, estabelecem que,

[...] ao fim de cada exercício social, a Diretoria fará elaborar, com base na escrituração mercantil da companhia, as seguintes demonstrações financeiras, que deverão exprimir com clareza a situação do patrimônio da companhia e as mutações ocorridas no exercício:

- I – balanço patrimonial;
- II – demonstração dos lucros ou prejuízos acumulados;
- III – demonstração do resultado do exercício;
- IV – demonstração dos fluxos de caixa;
- V – demonstração do valor adicionado (obrigatório para as companhias abertas).

A Lei nº. 11.638 de 28 de dezembro de 2007, no seu artigo 1º, estabelece que a companhia de capital fechado, com patrimônio líquido, inferior a R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais), não será obrigada a elaboração e publicação da demonstração dos fluxos de caixa na data do balanço.

Com o objetivo de que as informações sobre a situação patrimonial da entidade tivessem total transparência (*full disclosure*), determina a Lei nº 6.404/76, em seu artigo 176, que:

§ 4º. As demonstrações serão complementadas por notas explicativas e outros quadros analíticos ou demonstrações contábeis necessárias para esclarecimentos da situação patrimonial e dos resultados do exercício.

A Comissão de Valores Mobiliários - CVM, através da Instrução nº. 59, de 22 de dezembro de 1986, optou por tornar obrigatória para as entidades abertas, a elaboração e publicação da demonstração das mutações do patrimônio líquido em lugar da demonstração de lucros ou prejuízos acumulados a partir do exercício a encerrar-se em 31 de dezembro de 1986. A justificativa apresentada pela CVM, para a tomada dessa decisão, foi de que a completa evidenciação do patrimônio e dos resultados da companhia aberta é de fundamental importância para as decisões de comprar ou vender valores mobiliários. Pela evolução contida nessa determinação, a prática passou a ser adotada, também, por outras sociedades anônimas brasileiras.

4.3.1 O Balanço Patrimonial

Pelas Leis 6.404/76 e 11.638/07, no ativo as contas serão dispostas em ordem decrescente de grau de liquidez dos elementos nelas registrados, nos seguintes grupos:

- a) ativo circulante
- b) ativo realizável a longo prazo
- c) ativo permanente, dividido em:
 - investimentos

- ativo imobilizado
- ativo intangível
- ativo diferido

As contas do passivo serão classificadas nos seguintes grupos:

- a) passivo circulante
- b) passivo exigível a longo prazo
- c) resultado de exercícios futuros
- d) patrimônio líquido, dividido em:
 - capital social;
 - reservas de capital;
 - ajustes de avaliação patrimonial;
 - reservas de lucros;
 - ações em tesouraria;
 - prejuízos acumulados.

Tabela 5: Balanço patrimonial

ATIVO	PASSIVO
Circulante	Circulante
Realizável a Longo Prazo	Exigível a Longo Prazo
Permanente:	Resultado de Exercícios Futuros
Investimentos	Patrimônio Líquido:
Imobilizado	Capital Social
Intangível	Ajustes de avaliação patrimonial
Diferido	Reservas de Lucros
	Ações em tesouraria
	Prejuízos Acumulados

Fonte: Leis nº 6404/76 e 11.638/07

4.3.2 A Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido - DMPL

A DMPL evidencia a mutação de todas as contas do patrimônio líquido.

A Lei nº 6.404/76 aceita uma ou outra demonstração, sendo que a primeira é mais completa e a segunda é uma das colunas da primeira. Conforme citado no item 5.2, deste capítulo, a CVM tornou obrigatória, para as empresas de capital aberto a publicação, a partir do exercício encerrado em 31/12/1986, da Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido, devendo contemplar, no mínimo, os itens contidos no modelo sugerido na Instrução CVM nº 59, de 22/12/1986, segregados em colunas, discriminando:

- descrição das mutações
- capital realizado atualizado
- reservas de capital
- reservas de reavaliação
- reservas de lucros
- lucros ou prejuízos acumulados
- ações em tesouraria
- total do patrimônio líquido.

4.3.3 A Demonstração do Resultado do Exercício - DRE

A Lei 6.404/76 e as alterações instituídas pela Lei 11.638, de 28/12/2007, estabelecem que a demonstração do resultado do exercício discriminará:

- a receita bruta das vendas e serviços, as deduções das vendas, os abatimentos e os impostos;
- a receita líquida das vendas e serviços, o custo das mercadorias e serviços vendidos e o lucro bruto;

- as despesas com as vendas e as despesas financeiras, deduzidas das receitas, - as despesas gerais e administrativas, e outras despesas operacionais;
- lucro ou prejuízo operacional, as receitas e despesas não operacionais;
- resultado do exercício antes do imposto de renda e da provisão para o imposto;
- as participações de debêntures, empregados, administradores e partes beneficiárias, e as contribuições para instituições ou fundos de assistência ou previdências de empregados;
- lucro ou prejuízo líquido do exercício e o seu montante por ação do capital social.

Estabelece, também, que o regime será o de competência, de forma que os registros contábeis das receitas e dos rendimentos ganhos no período e das despesas e custos, encargos e perdas incorridos serão efetuados, independentemente de recebidos ou pagos.

4.3.4 A Demonstração dos Fluxos de caixa - DFC

Segundo Marion (2002), a Demonstração dos Fluxos de Caixa indica, no mínimo, as alterações ocorridas durante o exercício no saldo de caixa e equivalentes de caixa, segregadas em fluxo das operações, dos financiamentos e dos investimentos. Essa demonstração será obtida de forma direta (a partir da movimentação do caixa e equivalentes de caixa) ou de forma indireta (com base no Lucro/Prejuízo do Exercício).

A Demonstração do Fluxo de Caixa permite aos usuários avaliar a capacidade da empresa de gerar caixa e equivalentes a caixa, bem como, as necessidades da empresa por aqueles fluxos de caixa. Mais especificamente, a DFC poderá ajudar a investidores e credores a avaliar:

- a capacidade de gerar fluxos futuros de caixa;
- a capacidade de saldar as obrigações e pagar dividendos;
- as razões para diferenças entre o resultado do período e pagamentos e recebimentos em caixa;
- os reflexos monetários e não monetários das transações de financiamento e investimento.

A Demonstração do Fluxo de Caixa pelo método direto destaca as principais classes de pagamentos e recebimentos pelo valor bruto, enquanto que pelo método indireto o resultado do exercício é ajustado pelos efeitos de transações que não foram via caixa, por valores diferidos e acumulados que foram pagos no passado ou serão no futuro, e itens de receita e despesa associados com os fluxos das atividades de financiamentos e investimento.

O método direto apresentará as seguintes classes principais de recebimentos e pagamentos pelo valor bruto de caixa:

- caixa recebido de clientes;
- juros e dividendos recebidos;
- pagamentos a funcionários e a fornecedores;
- juros pagos;
- imposto de renda pago;
- outros recebimentos e pagamentos operacionais em caixa.

Sob o método indireto, o fluxo de caixa líquido das atividades operacionais é determinado ajustando o resultado pelos efeitos de:

- mudanças durante o período em contas de estoques, contas a pagar e receber;
- itens não monetários, tais como depreciação, provisões, impostos diferidos, ganhos e perdas em moeda estrangeira não realizados, resultado da equivalência patrimonial e participação dos minoritários;
- todos os outros itens para os quais o efeito no caixa é considerado como fluxos de investimento ou financiamento.

4.3.5 Demonstração do Valor Adicionado - DVA

Segundo Coronado (2003), a Demonstração do Valor Adicionado – DVA é uma importante ferramenta expositiva da distribuição de riqueza das empresas. Como é por meio da contabilidade que as entidades divulgam a seus diferenciados usuários seu desempenho econômico e financeiro, social e de responsabilidade corporativa e pública, implica em responsabilidade e dever de comunicar com exatidão os dados de sua atividade, de modo que a comunidade e os distintos núcleos que se relacionem com a entidade possam avaliá-la, compreendê-la e, se entenderem oportuno, criticá-la.

Para Santos, Cunha e Ribeiro (2005), a Demonstração do Valor Adicionado – DVA é um componente importantíssimo do balanço social, e deve ser entendida como a forma mais competente criada pela contabilidade para auxiliar na medição e demonstração da capacidade de geração e distribuição da riqueza de uma entidade.

De acordo com Neves (2002), Valor Adicionado ou Valor agregado representa a riqueza criada por uma entidade num determinado período de tempo (geralmente um ano). Pode se afirmar que a soma das importâncias agregadas representa, na verdade, a soma das riquezas criadas. A DVA indica, de forma clara e precisa, a parte da riqueza que pertence aos sócios ou acionistas, a que pertence aos demais capitalistas que financiam a entidade (capital de terceiros) a que pertence aos empregados e finalmente a parte que fica com o governo. Na demonstração do Resultado do Exercício, a parte de terceiros (capitalistas, empregados, governo) é considerada como despesas ou custos, porque do ponto de vista dos proprietários, esses valores distribuídos representam redução do lucro e, conseqüentemente, redução da parcela que cabe a cada proprietário. Como se pode observar, estas demonstrações têm enfoques bem diferentes e objetivam fornecer informações sob distintos pontos de vista, o que os torna complementares e imprescindíveis, pois a elaboração e divulgação de ambas atende de forma eficaz a necessidade que os usuários possuem de informações adicionais às atuais demonstrações contábeis obrigatórias.

A tabela 6 a seguir apresenta a demonstração gráfica da divulgação do relatório de uma DVA de acordo o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica.

Tabela 6: Composição da Demonstração do Valor Adicionado – DVA

Receitas	
	Venda de energia e serviços
	Provisão para créditos de liquidação duvidosa
	Resultado não operacional
(-) Insumos adquiridos de terceiros	
	Insumos consumidos
	Outros insumos adquiridos
	Material e serviços de terceiros
(=) Valor adicionado bruto	
(-) Quotas de reintegração	
(=) Valor adicionado líquido	
(+) Valor adicionado transferido	
	Receitas financeiras
	Resultado da equivalência patrimonial
(=) Valor adicionado a distribuir	
Distribuição do valor adicionado	
Pessoal	
	Remunerações
	Encargos sociais
	Entidade de previdência privada
	Auxílio alimentação
	Incentivo a aposentadoria
	Provisão para gratificação
	Convênio assistencial
	Participação nos resultados
	Custos imobilizados
Governo	
	INSS
	ICMS
	Imposto de renda e contribuição social
	Outros
Financiadores	
	Juros e variações cambiais
	Aluguéis
Acionistas	
	Remuneração do capital próprio
	Lucros retidos
Valor adicionado (médio) por empregado	

Fonte: Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica

4.3.6 As Notas explicativas

Para Hendriksen e Van Breda (1999, p. 525) as notas explicativas possuem um lugar apropriado no processo de informação financeira, mas há o risco de se dar ênfase excessiva a elas como método de divulgação, ou ao seu uso como desculpa pelo fornecimento de demonstrações formais inadequadas. O seu objetivo nas demonstrações financeiras deve ser o

fornecimento de informação que não pode ser apresentada adequadamente no corpo de uma demonstração sem reduzir a sua clareza.

As notas explicativas são as explicações detalhadas das principais contas das demonstrações financeiras, e deverão indicar:

- Os principais critérios de avaliação dos elementos patrimoniais, especialmente estoques, dos cálculos de depreciação, amortização e exaustão, de constituição de provisões para encargos ou riscos, e dos ajustes para atender a perdas prováveis na realização de elementos do ativo;
- Os investimentos em outras sociedades, quando relevantes;
- O aumento do valor de elementos do ativo resultante de novas avaliações;
- Os ônus reais constituídos sobre elementos do ativo, as garantias prestadas a terceiros e outras responsabilidades eventuais ou contingentes;
- A taxa de juros, as datas de vencimento e as garantias das obrigações a longo prazo;
- O número, espécies e classes das ações do capital social;
- As opções de compra de ações outorgadas e exercidas no exercício;
- Os ajustes de exercícios anteriores;
- Os eventos subsequentes à data de encerramento do exercício que tenham, ou possam vir a ter, efeito relevante sobre a situação financeira e os resultados futuros da companhia.

4.4 Demonstrações Contábeis não Obrigatórias pela Legislação Societária, mas exigidas pelo poder concedente a ANEEL

Dentre as demonstrações contábeis publicadas pelas empresas concessionárias do Serviço Público de energia, não obrigatórias no Brasil pela Legislação Societária, estão a Demonstração do Balanço Social, exigido pela Resolução ANEEL Nº 444 de 26 de outubro de 2001 juntamente com o início de vigência do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico atual, e o Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental das Empresas de Energia Elétrica, ordenado pelo Despacho ANEEL Nº 3.034 de 21 de dezembro de 2006.

4.4.1 Demonstração do Balanço Social

Segundo a ANEEL (2008), as concessionárias e permissionárias de energia elétrica inserem-se no contexto social e ambiental de onde extraem os recursos necessários à realização das suas atividades econômicas (insumos naturais, mão-de-obra, infra-estrutura básica das cidades), e ao realizarem os seus serviços, promovem mudanças sociais, econômicas, culturais, e tecnológicas e por se tratar de um serviço público prestado sob o regime de concessão, a análise dessa responsabilidade deve ser ainda mais ampliada, passando pela compreensão de que a prestação desses serviços tem de atender prioritariamente ao interesse público. Consciente dessa nova ordem social, que vem mobilizando, a partir da década de 90 diversos segmentos empresariais no sentido de solucionar o grave problema da pobreza, exclusão social e degradação ambiental, as Concessionárias e Permissionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, vêm elaborando, obrigatoriamente, por força de dispositivo regulamentar, a partir do exercício de 2002, o Balanço Social (Relatório Anual de Responsabilidade Empresarial), em conformidade com as orientações constantes do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituído pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001.

O Balanço Social é um demonstrativo publicado anualmente pela empresa, reunindo um conjunto de informações sobre projetos, benefícios e ações sociais dirigidas aos empregados, investidores, analistas de mercado, acionistas e a comunidade. É também um instrumento estratégico para avaliar e multiplicar o exercício da responsabilidade social corporativa, nele a empresa mostra o que faz por seus profissionais, dependentes, colaboradores e comunidade, dando transparência às atividades, que buscam melhorar a qualidade de vida das pessoas, ou seja, sua função principal é tornar pública a responsabilidade social empresarial, construindo maiores vínculos entre a empresa, a sociedade e o meio ambiente.

4.4.2 Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental das Empresas de Energia Elétrica

Para a ANEEL (2008), as concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica estão obrigadas a elaborar a partir de 2007, o Relatório Anual de Responsabilidade Socioambiental das Empresas de Energia Elétrica, e enviá-lo ao a ANEEL até 30 de abril do ano subsequente, que fará a divulgação em seu site dos relatórios de todas as empresas.

A função estratégica do setor, como prestador de um serviço essencial à população e propulsor do desenvolvimento econômico e industrial do país, expressa o desempenho de um papel intrinsecamente social e de grande valia para a construção de um futuro de prosperidade sustentável.

As características da matriz energética brasileira, essencialmente focada no aproveitamento do potencial hidrelétrico e, atualmente, nos incentivos aos projetos de fontes alternativas de energia, definem um modelo projetado para um futuro de maior respeito ao meio ambiente, preocupado com a utilização irrestrita de combustíveis fósseis e com os fenômenos do aquecimento global e das mudanças climáticas gerados pela emissão de gases de efeito estufa.

Nesse contexto, cabe destacar alguns instrumentos legais que já orientam o setor para o desempenho de uma função social, rumo a padrões de respeito pelas necessidades e anseios da sociedade na prestação de um serviço público socialmente responsável.

- os direitos e obrigações dos usuários de receber serviço adequado;
- receber do poder concedente e da concessionária informação para a defesa de interesses individuais e coletivos;
- levar ao conhecimento do poder público e da concessionária as irregularidades de que tenham conhecimento, referentes ao serviço prestado;
- comunicar às autoridades competentes os atos ilícitos praticados pela concessionária na prestação do serviço; e

- contribuir para a permanência das boas condições dos bens públicos, por meio dos quais lhes são prestados os serviços.

4.5 Principais características Contábeis do Setor Elétrico Brasileiro

Por se tratar de um setor bastante específico na sua funcionalidade, o setor elétrico apresenta características próprias que difere dos demais, que pela sua relevância na contabilidade, destacamos a seguir.

4.5.1 O Código de Águas

Objetivando a utilização de forma adequada do uso de águas no Brasil, em particular para geração de energia hidráulica, o governo brasileiro editou, em 10 de julho de 1934, o Decreto Nº 24.643, que se denominou “Código de Águas”.

O referido diploma legal estabeleceu mecanismos que permitiram aparelhar o governo a ministrar assistência técnica e material, e a fiscalização contábil dos serviços de eletricidade.

Essa fiscalização era efetuada nos serviços de produção, transformação e distribuição da energia hidroelétrica com o triplice objetivo de:

- assegurar serviço adequado;
- fixar tarifas razoáveis; e
- garantir a estabilidade financeira das empresas.

Para a realização dessas atividades, o agente fiscalizador utilizava-se da contabilidade das empresas.

As tarifas de energia elétrica cobradas dos consumidores eram estabelecidas pelo custo e, desta forma, o ordenamento contábil tinha importância fundamental para a fiscalização, como comprovam os seguintes artigos, que trataram do seu estabelecimento:

Art.180 – Quanto às tarifas razoáveis, alínea b, do art. 178 o Serviço de Águas fixará, trienalmente, as mesmas:

I – sob forma do serviço pelo custo, levando-se em conta:

- todas as despesas de operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançadas sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício;
- reservas de depreciação;
- a remuneração do capital da empresa;

II – tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto menos a depreciação;

III – conferindo justa remuneração a esse capital;

IV – vedando estabelecer distinção entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;

V – tendo em conta as despesas de custeio fixadas anualmente de modo semelhante.

Os artigos 182 e 183 do referido diploma legal especificam a importância que era dada à contabilidade das empresas elétricas, como forma de exercer o controle destas empresas, senão vejamos:

Art. 182 – Relativamente à fiscalização da contabilidade, além dos meios que lhe são facultados no artigo seguinte, o Serviço de Águas, mediante aprovação do governo, poderá:

- a) ditar as próprias normas a que essa contabilidade deve obedecer;
- b) proceder, semestralmente, à tomada de contas das empresas.

Art. 183 – Para o exercício das atribuições conferidas ao Serviço de Águas pelos art. 178 a 181, seus parágrafos, números e alíneas, as empresas são obrigadas:

- a) à apresentação do relatório anual, acompanhado da lista de seus acionistas com o número de ações que cada um possui e da identificação do número e nome de seus diretores e administradores;
- b) à indicação do quadro do seu pessoal;
- c) à indicação das modificações que ocorram quando à sua sede, quanto a lista e à indicação de que trata a alínea a, e quanto às atribuições de seus diretores e administradores.

Parágrafo único – Os funcionários do Serviço de Águas, por este devidamente autorizados, terão entrada nas usinas, subestações e estabelecimentos das empresas e poderão examinar as peças de contabilidade e todo documento administrativo e comercial.

Em 26 de setembro de 1940, foi emitido o Decreto-Lei Nº 2.627, que estabeleceu a primeira normatização das sociedades anônimas. No Capítulo XII, do referido Decreto-Lei ficou estabelecido o Exercício Social, o ordenamento e critérios contábeis das sociedades por ações.

Em 1941, o Decreto-lei Nº 3.128, de 19 de março de 1941, ao dispor sobre o tombamento (inventário) dos bens das empresas de eletricidade, estabeleceu em seu art. 9º que seria de 10% o lucro a ser permitido ao investimento, a ser computado no cálculo das tarifas das empresas que explorem a indústria e o comércio da energia hidroelétrica e termelétrica.

4.5.2 Planos de Contas Padrão para o Setor Elétrico

Para Motoki (2003) somente em 1950, com a edição do Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950, foi estabelecida a primeira apresentação estruturada de um Plano de Contas do setor de energia elétrica no país, sob o título: “Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica”, que vigorou até 31 de dezembro de 1978.

Através do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, o Código de Águas foi regulamentado. No Capítulo II – Da Divisão de Águas, Seção II – Da Fiscalização Contábil, ficaram estabelecidas, do artigo 26 ao 34, normas de fiscalização e de contabilização como: escrituração em moeda nacional; periodicidade anual de apresentação de tomadas de contas; apresentação até 30 de abril de cada ano, do relatório pelas empresas, contendo: balanço anual analítico; conta de lucros e perdas; demonstrações analíticas do imobilizado; demonstração da receita e despesa de exploração; aprovação de lançamento, reconhecimento do investimento: impugnação de lançamentos, aprovação de contas e do investimento remunerável.

Com a publicação da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, das Sociedades por Ações, tratou o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE de reformular e revisar o Plano de Contas em uso desde 1950. Em 26 de dezembro de 1978, foi editado o Decreto nº 82.962, estabelecendo o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, com vigência a partir de 1º de janeiro de 1979 e, facultativamente, ainda no exercício de 1978,

para fins de elaboração das demonstrações financeiras de que trata a Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, revogando o Decreto nº 28.545, de 24 de agosto de 1950. O novo Plano de Contas resultou em significativas alterações dos procedimentos contábeis para as empresas do serviço público de energia elétrica. Como se vê, somente após 2 anos de vigência da Lei nº 6.404/76, o setor elétrico brasileiro se adaptou à Lei das Sociedades por Ações.

Nos Objetivos, Características e Natureza do Plano, informa-se que:

Plano oferece um “Elenco de Contas” que possibilita à Empresa o quanto preceitua a legislação comercial e fiscal do País, além da legislação específica do Serviço Público de Energia Elétrica e o já referido ordenamento jurídico societário, sem fugir aos princípios de contabilidade geralmente aceitos, contribuindo para o equilíbrio e a sanidade econômico-financeiros dos titulares de concessão atribuída pela União Federal.

No Plano, a classificação das contas está dividida para atender especificidades setoriais que foram segregadas em Sistema Patrimonial; Sistema Extrapatrimonial; e Sistema de Resultado.

Além do elenco de contas, foram estabelecidas 95 instruções gerais, tais como a obrigação de manter a escrituração atualizada na sede, definição de período contábil, manter atualizados cadastros de fornecedores, consumidores, empregados, critérios de contabilização e encerramento contábil.

O Plano estabeleceu modelos sintéticos das demonstrações contábeis do Balanço Patrimonial, Demonstração do Resultado do Exercício, Demonstração dos Lucros ou Prejuízos Acumulados e a Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos.

Com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, foram iniciados trabalhos visando à simplificação e à segmentação do plano de contas por tipo de atividade: produção, transmissão e distribuição, objetivando a apuração do resultado contábil de cada segmento e por unidade de negócios. O resultado foi a publicação de novo Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica, através da Resolução nº 001, de 24 de dezembro de 1997, com vigência a partir de 1º de janeiro de 1998.

A ANEEL, em 2001, tendo identificado necessidades de melhorias no Plano de Contas, promoveu nova revisão, em face de alterações que vinham ocorrendo com a regulamentação do setor elétrico brasileiro; o processo de privatização que vinha passando o setor, desde 1995, de empresas geradoras e distribuidoras; à desverticalização das empresas; da segregação de tarifas em tarifas de uso de distribuição, transmissão e de comercialização; adaptações aos padrões internacionais de contabilidade; geradores e comercializadores operando livres.

Essa revisão trouxe novidades. Foi desenvolvido e editado um Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, em que contempla, além do Plano de Contas e de Instruções Gerais, Instruções Contábeis, Instruções de Divulgação de dados e informações contábeis, financeiras, administrativas e de responsabilidade social, entre outras. O Manual foi editado pela Resolução ANEEL nº 444, de 26 de outubro de 2001, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2002.

4.5.3 Depreciação

As demonstrações contábeis das companhias do setor elétrico brasileiro contemplam em seus balanços os efeitos das taxas de depreciação citadas abaixo:

Tabela 7: Taxas de depreciação no setor elétrico

TÍTULO DAS UNIDADES DE CADASTRO	Taxa Depreciação/Amortização
ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE COMBUSTÍVEL LÍQUIDO OU GASOSO	4,0%
ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR	3,3%
ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE COMBUSTÍVEL SÓLIDO	5,0%
ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE RESÍDUO	6,7%
ARMAZENAGEM, MANIPULAÇÃO E TRANSPORTE DE RESÍDUO NUCLEAR	3,3%
BALANÇA PARA VEÍCULOS DE CARGA	4,5%
BANCO DE CAPACITORES (SISTEMA DE TRANSMISSÃO)	5,0%
BANCO DE CAPACITORES (SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO)	6,7%
BARRAMENTO	2,5%
CALDEIRA	5,0%
CÂMARA E GALERIA	4,0%
CANAL DE DESCARGA	4,0%

TÍTULO DAS UNIDADES DE CADASTRO	Taxa Depreciação/ Amortização
CHAMINÉ	4,0%
CHAVE (SISTEMA DE TRANSMISSÃO)	3,3%
CHAVE (SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO)	6,7%
COMPENSADOR DE REATIVOS	3,3%
COMPORTA	3,3%
CONDENSADOR DE VAPOR	4,3%
CONDUTO E CANALETA	4,0%
CONDUTO FORÇADO	3,1%
CONDUTOR (SISTEMA DE TRANSMISSÃO)	2,5%
CONDUTOR (SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO)	5,0%
CONVERSOR DE CORRENTE	4,0%
CONVERSOR DE FREQUÊNCIA	4,0%
DIREITO, MARCA E PATENTE - (NÃO AMORTIZÁVEIS) - SERVIDÃO E OUTROS	-
DIREITO, MARCA E PATENTE - (AMORTIZÁVEIS) – SOFTWARE	20,0%
DISJUNTOR	3,0%
EDIFICAÇÃO - Casa de Força - Produção Hidráulica	2,0%
EDIFICAÇÃO – Outras	4,0%
ELEMENTO COMBUSTÍVEL NUCLEAR	-
ELEVADOR E TELEFÉRICO	4,0%
EQUIPAMENTO GERAL	10,0%
EQUIPAMENTOS DA TOMADA D'ÁGUA	3,7%
EQUIPAMENTOS DO CICLO TÉRMICO	4,5%
ESTRADA DE ACESSO	4,0%
ESTRUTURA (POSTE, TORRE) (SISTEMA DE TRANSMISSÃO)	2,5%
ESTRUTURA (POSTE, TORRE) (SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO)	5,0%
ESTRUTURA DA TOMADA D'ÁGUA	3,7%
ESTRUTURA SUPORTE DE EQUIPAMENTO E DE BARRAMENTO	2,5%
FIBRA ÓTICA	4,5%
GERADOR	3,3%
GERADOR DE VAPOR	3,3%
INSTALAÇÕES DE RECREAÇÃO E LAZER	4,0%
LUMINÁRIA	7,7%
MEDIDOR	4,0%
MOTOR DE COMBUSTÃO INTERNA	6,7%
PAINEL, MESA DE COMANDO E CUBÍCULO	3,0%
PÁRA-RAIOS	4,5%
PONTE ROLANTE, GUINDASTE O U PÓRTICO	3,3%
PRECIPITADOR DE RESÍDUOS	5,0%
PROTETOR DE REDE	4,0%
REATOR (OU RESISTOR)	2,8%
REATOR NUCLEAR	3,3%
REGULADOR DE TENSÃO (SISTEMA DE TRANSMISSÃO)	3,5%
REGULADOR DE TENSÃO (SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO)	4,8%

TÍTULO DAS UNIDADES DE CADASTRO	Taxa Depreciação/ Amortização
RELIGADOR	4,3%
RESERVATÓRIO, BARRAGEM E ADUTORA	2,0%
SECCIONALIZADOR	2,5%
SISTEMA ANTI-RUÍDO	3,3%
SISTEMA DE ÁGUA DE CIRCULAÇÃO	4,0%
SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA	5,9%
SISTEMA DE AMOSTRAGEM PRIMÁRIO	3,3%
SISTEMA DE AR COMPRIMIDO	5,9%
SISTEMA DE AR E GASES DE COMBUSTÃO	4,5%
SISTEMA DE ATERRAMENTO	2,5%
SISTEMA DE COMUNICAÇÃO E PROTEÇÃO CARRIER	5,0%
SISTEMA DE COMUNICAÇÃO LOCAL	6,7%
SISTEMA DE CONTROLE QUÍMICO E VOLUMÉTRICO	3,3%
SISTEMA DE DADOS METEOROLÓGICOS E HIDROLÓGICOS	8,3%
SISTEMA DE EXAUSTÃO, VENTILAÇÃO E AR CONDICIONADO	5,0%
SISTEMA DE LUBRIFICAÇÃO, DE ÓLEO DE REGULAÇÃO E DE ÓLEO ISOLANTE	4,0%
SISTEMA DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO	4,0%
SISTEMA DE PULVERIZAÇÃO DO ENVOLTÓRIO DE CONTENÇÃO	3,3%
SISTEMA DE RADIOCOMUNICAÇÃO	7,1%
SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DE EMERGÊNCIA DO NÚCLEO DO REATOR	3,3%
SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO DO REATOR	3,3%
SISTEMA DE REFRIGERAÇÃO E PURIFICAÇÃO DO POÇO DE COMBUSTÍVEL USADO	3,3%
SISTEMA DE RESFRIAMENTO DE EQUIPAMENTOS	4,0%
SISTEMA DE SERVIÇOS	4,0%
SISTEMA PARA GASEIFICAÇÃO DE CARVÃO	6,7%
SUBESTAÇÃO SF 6	2,0%
SUBESTAÇÃO UNITÁRIA	3,6%
SUPRIMENTO E TRATAMENTO D'ÁGUA	4,0%
TERRENO	-
TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO	2,0%
TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO	5,0%
TRANSFORMADOR DE FORÇA	2,5%
TRANSFORMADOR DE MEDIDA	3,0%
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL CAPACITIVO OU RESISTIVO	3,0%
TRANSFORMADOR DE SERVIÇOS AUXILIARES	3,3%
TURBINA A GÁS	5,0%
TURBINA HIDRÁULICA	2,5%
TURBOGERADOR	4,0%
URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS	4,0%
VEÍCULOS	20,0%

Fonte: Portaria DNAEE nº 815, de 30/11/1994

As taxas de depreciação vigentes, antes da Portaria 815, estavam sub-avaliadas e distorciam o valor contábil do ativo imobilizado, uma vez que o seu valor ficava, em geral, sobre-avaliado, enquanto o bem permanecesse em operação ou não fosse retirado e baixado.

Em 5 de dezembro de 2006, a Aneel publicou a Resolução nº 240, estabelecendo a equalização destas taxas para os ativos de distribuição e transmissão de energia elétrica que forem utilizados com a mesma finalidade em um mesmo nível de tensão e possuem características técnicas semelhantes.

4.5.4 Obrigações Especiais

Trata-se de valores classificados no Exigível de Longo Prazo e correspondem às contribuições recebidas de terceiros, com o objetivo da concessionária atender a uma ligação de energia elétrica, que necessite de extensão de rede elétrica, com baixa rentabilidade em relação ao capital investido, assim como, doações recebidas de instalações elétricas de propriedade de consumidores que as tenham adquirido e instalado por conta própria. As empresas de energia elétrica não consideram que esta conta seja propriamente uma dívida. Em termos práticos, o valor desta conta é deduzido do valor do ativo imobilizado, que serve de base de remuneração quando do estabelecimento de tarifa da concessionária pelo Poder Concedente. Pelo Manual de Contabilidade, vigente a partir de 1º de janeiro de 2002, as Obrigações Especiais continuam uma conta do Exigível a Longo Prazo, mas serão demonstradas no Balanço Patrimonial como uma conta retificadora do ativo imobilizado. O setor de telecomunicações brasileiro, diferentemente do setor elétrico, adotou como procedimento, transformar a contribuição do consumidor (promitente usuário), para a obtenção do direito de uso de uma linha telefônica, em participação no capital da concessionária telefônica, dando-lhe, em troca, ações representativas de seu capital. Na legislação do setor elétrico brasileiro, a Obrigação Especial, ao fim do período de concessão, será abatida do valor a ser indenizado aos investidores pelas aplicações realizadas que ainda não tenham sido remuneradas, por tratar-se de recursos de terceiros doados para a concessão.

4.5.5 Provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD

Até o ano de 2001, a ANEEL não permitia que os débitos vencidos de Poderes Públicos, qualquer que fosse o tempo decorrido, fossem considerados para a Constituição da Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa. O Manual de Contabilidade do Serviço Público de energia elétrica, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2002, reviu o procedimento e passou a prever o provisionamento para as contas dos Poderes Públicos, cujos vencimentos tenham ocorrido há mais de um ano. Outras classes de consumo tiveram a seguinte definição para os fins de provisionamento: residencial, para os valores vencidos há mais de 90 dias, comercial há mais de 180 dias e as demais classes: rural, industrial e serviço público, vencidos há mais de 360 dias. As empresas, em geral, já adotaram o novo critério, por ocasião da publicação do balanço em 2001.

CAPÍTULO V

APURAÇÃO DO DESEMPENHO ECONÔMICO E FINANCEIRO DAS EMPRESAS

5.1 Introdução

O presente capítulo tem o objetivo de apresentar o desempenho econômico e financeiro de cada uma das cinco empresas selecionadas, a partir dos indicadores escolhidos, nos períodos verificados a partir do ano 2000.

O método utilizado foi a análise comparativa evolutiva, em que se avalia a evolução dos indicadores de cada uma das cinco empresas no período de 2000 a 2007.

Os indicadores, calculados neste trabalho, foram obtidos diretamente nos balanços das empresas, a partir da utilização das demonstrações contábeis publicadas na imprensa, ou obtidas junto ao site da Comissão de Valores Mobiliários (CVM), exceção para alguns índices de margem de EBITDA, que foram obtidos diretamente nos balanços das empresas, e a análise e comentários tiveram como fonte as notas explicativas e os relatórios da administração que acompanham as demonstrações destas empresas.

5.2 Fatos relevantes no período analisado

Os fatos relevantes no período e comuns para todas empresas e que apresentaram impactos nas demonstrações contábeis foram:

- a) Programa de Racionamento de Energia Elétrica - Instituído pelo Governo Federal para todo o País, à exceção da região sul, iniciou a partir de 1º de junho de 2001 e vigorou até 28 de fevereiro de 2002. A redução média estimada de consumo no Brasil foi de 15% durante todo o período do racionamento, comparativamente às projeções anteriores ao racionamento. Alguns procedimentos foram estabelecidos e acordados entre o Governo e agentes do mercado, que impactaram as demonstrações contábeis. Para minimizar as perdas (redução do mercado) com o racionamento, o Governo

estabeleceu critérios para a sua recuperação, mediante recomposição tarifária extraordinária (aumento de tarifa) ao longo dos anos, finalizados em um amplo acordo geral no setor, cujos efeitos contábeis iniciaram em dezembro de 2001. O prazo de vigência da recomposição tarifária extraordinária foi estabelecido para cada empresa, com base nas perdas apuradas e de acordo com os critérios definidos, limitados por lei, a uma média global de 72 meses. As perdas foram contabilizadas como direitos a receber, tendo como contrapartida receitas não faturadas.

- b) Revisão tarifária das Distribuidoras de energia elétrica – A Política energética brasileira prevê três mecanismos de reajustes tarifários: a Revisão Tarifária Periódica, realizada em média a cada 04 anos, visa redefinir o equilíbrio econômico financeiro das empresas, o Reajuste Tarifário, realizado anualmente pelo IGP-M, visa preservar o equilíbrio econômico financeiro das empresas, definido pelo reajuste tarifário e a Revisão Extraordinária, que é aplicada quando algo extraordinário desequilibra o contrato de concessão. Em 2007, sete distribuidoras brasileiras passarão pelo processo de Revisão Tarifária Periódica: Coelce (CE), Eletropaulo (SP), Celpa (PA), Elcelsa (ES), Elektro (SP), Bandeirante (SP) e Piratininga (SP). Outras 36 terão revisão em 2008. Em 2009, 17 e apenas uma em 2010. Na revisão, as tarifas são alteradas (para mais ou para menos) segundo uma metodologia, que consiste em revisar as condições de desempenho das concessionárias, dependendo das mudanças ocorridas na estrutura de custo e de mercado das empresas e dos referenciais estabelecidos pela ANEEL na Empresa de Referência – ER. Os custos acima do estabelecido pela ER não são repassados para a tarifa e devem ser assumidos pela empresa real.

A metodologia da revisão tarifária estabelece dois grupos de custos: Parcela A – Envolve os custos chamados “não gerenciáveis”, relacionados à atividade de distribuição. São custos que não sofrem influência das empresas como: Compra de Energia, Transporte e Encargos Setoriais (CDE, CCC, Proinfa, Encargos de Serviço do Sistema - ESS, RGR, TFSEE, ONS, P&D). Parcela B - Composta pelos custos gerenciáveis pelas empresas como: custos operacionais (empresa real X empresa de referência), remuneração dos investimentos (base de remuneração e custo de capital) e quota de reintegração regulatória (recomposição dos investimentos realizados). Também na revisão tarifária é estabelecido o Fator X, que consiste em repassar para o consumidor, o ganho de produtividade que as distribuidoras tenham obtido durante o período intermediário entre uma revisão e outra.

5.3 Perfil das cinco empresas da análise

As empresas distribuidoras de energia elétrica têm um papel importante na área onde atuam, por oferecerem um produto necessário para suprir necessidades básicas, proporcionar conforto, segurança e lazer para a população e, também, como insumo para o processo produtivo.

Outro papel de destaque, como negócio, é devido ao capital intensivo, geração de empregos e tributos, contribuindo para o giro da economia local.

Dados da Revista Exame – As 500 Maiores empresas do País, edição de 2008, indicam que as cinco empresas selecionadas estão nesse *ranking*. O ranking das 1000 maiores empresas, editado pelo Valor Econômico, de Agosto 2008, ano 8, nº 8, em uma classificação por receita líquida, inclui também as cinco empresas da amostra, assim como o Balanço anual 2008 da Gazeta Mercantil de outubro de 2008, que traz a análise do ranking das empresas do setor elétrico com base nos balanços de 2007.

Tabela 8: Classificação das empresas

FONTE	DESCRIÇÃO	BANDEIRANTE	CPFL	PIRATININGA	ELEKTRO	ELETROPAULO
Revista Exame (*)	500 maiores empresas por vendas	114 ^a	48 ^a	110 ^a	94 ^a	23 ^a
Valor – 1000 maiores empresas (**)	Ranking das 1000 maiores empresas por receita líquida	133 ^a	56 ^a	137 ^a	113 ^a	35 ^a
Gazeta Mercantil – Balanço Anual 2008 (***)	Empresas do setor elétrico por receita líquida	10 ^a	4 ^a	12 ^a	8 ^a	1 ^a

(*) Exame - Melhores & Maiores – Julho de 2008

(**) Valor – 1000 Maiores empresas – Agosto de 2008

(***) Gazeta Mercantil – Balanço anual 2008 – Outubro 2008

5.4 Análise comparativa evolutiva das empresas

A análise abrangerá o período de oito exercícios fiscais, contados a partir de 2000, com base nas demonstrações contábeis e as respectivas notas explicativas e os relatórios da

Administração que as empresas divulgaram para o domínio público, nos jornais, revistas, sites da própria empresa e da CVM.

5.4.1 Bandeirante Energia S/A - Avaliação da liquidez

Tabela 9: Indicadores de liquidez -BANDEIRANTE

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez:								
- Imediata	0,07	0,00	0,04	0,05	0,02	0,02	0,10	0,27
- Corrente	0,70	0,64	0,90	0,70	0,93	0,72	1,14	1,05
- Geral	0,44	0,76	0,89	0,89	0,91	0,88	0,92	0,87

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Liquidez Imediata – O ano de 2001 foi muito atípico para a Bandeirante, pois além de enfrentar o Racionamento de Energia Elétrica, a Companhia teve uma cisão parcial em outubro de 2001, onde uma parcela significativa das operações de distribuição de energia elétrica ficou com outra empresa de distribuição. Estes acontecimentos contribuíram substancialmente para a redução deste indicador.

Liquidez corrente – A exceção do ano de 2001, em que este indicador ficou em 0,64, todos os demais anos apresentaram índice igual ou superior a 0,70, o que representa maior segurança para pagamento das dívidas de curto prazo.

Liquidez geral – Para os anos de 2000 e 2001, houve muita oscilação neste indicador, todavia, a partir de 2002, observa-se que a empresa manteve um equilíbrio com os índices superior ou igual a 0,87, demonstrando uma boa regularidade.

5.4.2 Bandeirante Energia S/A - Avaliação do endividamento

Tabela 10: Indicadores de endividamento - BANDEIRANTE

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Endividamento – Quantidade %	73,17	74,51	71,86	71,70	71,25	69,20	67,39	67,46
Endividamento – Qualidade %	50,48	53,83	49,05	55,31	45,81	62,60	49,84	56,52

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A Quantidade de endividamento ou endividamento total, no período, manteve sempre acima de 67%, todavia, a partir de 2001, a Companhia apresenta uma queda constante deste indicador, o que significa que a empresa vem apresentando crescimento de seu ativo em um ritmo superior ao crescimento do passivo.

Qualidade do endividamento - Este indicador apresentou uma constante variação durante todo o período, sendo os dois últimos anos da análise, impactados positivamente devido à captação de recursos através da emissão de debêntures em 2006, que aumentou o passivo de longo prazo.

5.4.3 Bandeirante Energia S/A - Avaliação da rentabilidade

Tabela 11: Indicadores de rentabilidade – BANDEIRANTE

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rentabilidade do Ativo	0,02	0,03	0	0,03	0,05	0,02	0,06	0,10
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	0,08	0,10	0	0,10	0,19	0,06	0,19	0,30

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A Companhia apresentou índices positivos de rentabilidade em todos os anos do período analisado, exceto em 2002, quando o resultado apurado foi um lucro de apenas R\$ 8 milhões, refletindo em um indicador de rentabilidade próximo de zero, devido aos efeitos do racionamento. Com a recuperação do mercado consumidor de energia, após o ano de 2003, os lucros da entidade crescem significativamente, refletindo de maneira positiva nos seus indicadores de rentabilidade, atingindo o auge em 2007 com a rentabilidade sobre o patrimônio líquido chegando a 0,30.

5.4.4 Bandeirante Energia S/A – Avaliação do valor agregado

Tabela 12: Indicadores do valor agregado EVA – BANDEIRANTE

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Valor Econômico Agregado – EVA (Milhões R\$)	23,0	31,8	4,9	70,2	91,6	0	87,6	162,2
Margem do Valor Econômico Agregado – EVA - %	1,0	1,3	0,3	4,1	5,0	0	5,1	8,1

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Os índices da margem do valor econômico agregado – EVA apresentaram significativas oscilações no período, sendo que no ano de 2005, a margem foi nula, devido, principalmente, à redução do Resultado do Serviço de Energia Elétrica, que em 2005 totalizou R\$ 184,1 milhões, inferior em 25,6% ao obtido no ano anterior. Este desempenho resultou em uma redução da margem operacional de 13,57% em 2004 para 9,32% em 2005.

5.4.5 Bandeirante Energia S/A - Avaliação de geração de caixa

Tabela 13: Indicador de geração de caixa operacional – BANDEIRANTE

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EBITDA (em Milhões R\$)	368,7	116,2	176,6	241,5	331,8	274,8	380,2	415,2
EBITDA – Margem	15,6	14,6	11,3	14,2	18,1	15,9	22,1	20,8

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A Margem do *EBITDA* foi positiva em todo o período, sendo os anos de 2001 e 2005 os que apresentaram as variações mais significativas no contexto, devido aos efeitos do Programa de Racionamento de Energia, que reduziu a receita em 2001 e a redução das margens operacionais em 2005, causada principalmente pela reversão de ativos no montante de R\$ 25,9 milhões, e ao ajuste do índice de reposicionamento da Revisão Tarifária de 2003 de 10,51% para 9,67%, com efeitos retroativos até outubro de 2003, proporcionando um ajuste negativo na receita operacional de R\$ 31,3 milhões. Estes ajustes fizeram com que o

EBITDA de 2005, de R\$ 274,8 milhões, fosse inferior em 17,2% ao obtido de 2004, resultando na redução da margem do EBITDA de 18,1% em 2004 para 13,9% em 2005.

5.4.6 Bandeirante Energia S/A - Avaliação da Origem e Destinação do Caixa

Tabela 14: Fluxo de caixa – BANDEIRANTE

Indicadores – Em Milhões R\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Geração Operacional de Caixa	N/P	N/P	-88,8	407,3	311,8	441,6	348,7	615,4
Atividades de Investimento	N/P	N/P	-94,3	-138,3	-98,4	-106,0	-135,2	-153,7
Atividades de Financiamento	N/P	N/P	215,4	-254,6	-249,2	-328,0	-151,9	-301,9
Geração (consumo) de caixa	N/P	N/P	32,3	14,4	-35,8	7,6	61,6	159,8
Saldo de caixa inicial do período	N/P	N/P	1,7	34,1	48,5	12,7	20,3	81,9
Saldo disponível de caixa do período	N/P	N/P	34,1	48,5	12,7	20,3	81,9	241,7

Fonte: Relatórios publicados pela empresa.

N/P – Não Publicado

O saldo de caixa gerado nas diversas atividades da empresa durante o período analisado variou significativamente de um ano para o outro, sendo o ano de 2004, o único que apresentou consumo de caixa e o de 2007, o que gerou o maior saldo desta disponibilidade. Em 2004, a Companhia teve um desembolso de caixa de R\$ 98 milhões com as subvenções setoriais (CCC e CDE), a aquisição de energia elétrica de Itaipu e o aumento da alíquota da COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), bem como o pagamento de R\$ 92,8 milhões de dividendos, que proporcionaram efeitos redutores significativos para o caixa da empresa. Em 2007, apurou-se uma geração de caixa no montante de R\$ 159,8 milhões, devido ao maior resultado líquido já alcançando pela Companhia desde sua privatização, que atingiu o valor de R\$ 231 milhões.

5.4.7 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação da liquidez

Tabela 15: Indicadores de liquidez - CPFL

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez:								
- Imediata	0,44	0,01	0,02	0,07	0,24	0,21	0,13	0,18
- Corrente	1,33	0,78	0,91	0,89	0,99	0,96	1,01	1,00
- Geral	1,06	0,67	0,74	0,78	0,75	0,80	0,76	0,77

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Liquidez imediata – Este indicador chegou ao seu maior percentual em 2000, ano que antecedeu ao Racionamento de energia elétrica. Em 2001 e 2002, o auge do Racionamento os índices atingiram percentuais bastante insignificante, bem próximo de zero, refletindo bem o momento pelo qual as empresas distribuidoras de energia elétrica passaram. A partir de 2003, quando a sociedade começa a recuperar as receitas de vendas de energia devido ao aumento do consumo e aos reajustes tarifários concedidos pela ANEEL, este indicador passa a espelhar um aumento das disponibilidades no balanço da companhia, atingindo seu maior volume no ano de 2004.

Liquidez corrente – De maneira parecida com a liquidez imediata, este indicador também apresentou seu maior índice em 2000, ano que antecedeu o Racionamento de energia elétrica, declinando para o menor índice em 2001, quando iniciou o Racionamento, e a partir de 2002, inicia um período de melhoria, atingindo uma paridade entre o ativo circulante e as contas a pagar de curto prazo.

Liquidez geral – Apresentou um índice acima de um (1) no ano que antecedeu o racionamento, e a partir de 2002 manteve-se numa ascendente com os indicadores sempre acima de 0,74.

5.4.8 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação do endividamento

Tabela 16: Indicadores de endividamento - CPFL

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Endividamento – Quantidade %	28,42	49,40	63,99	61,2	73,5	72,2	73,8	89,5
Endividamento – Qualidade %	41,55	30,45	33,52	27,2	37,0	44,2	44,8	43,9

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A Quantidade de endividamento ou endividamento total, A sociedade inicia o período com um índice de apenas 28,42, no entanto já a partir de 2001, inicia-se um processo de crescimento da participação do capital de terceiros em relação ao Capital próprio, chegando a 89,5% em 2007, motivado pela redução de capital no montante de R\$ 1.050,4 milhões.

A Qualidade do endividamento apresentou um período de estabilidade que inicia com o ano do racionamento em 2001 e vai até 2004. A partir de 2005, a sociedade passa a registrar ao final dos exercícios, valores mais elevados de dividendos a pagar no passivo circulante, refletindo num aumento significativo deste índice.

5.4.9 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação da rentabilidade

Tabela 17: Indicadores de rentabilidade – CPFL

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rentabilidade do Ativo	0,01	0	- 0,04	- 0,01	0,05	0,11	0,14	0,17
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	0,02	0	- 0,12	- 0,01	0,18	0,39	0,53	1,65

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

O indicador de rentabilidade desta Companhia, mostra que o triênio 2001 a 2003 foi bastante crítico, com resultados negativos motivados principalmente pela redução da receita devido a diminuição do consumo de energia, oriundo do racionamento verificado entre 2001 e 2002. A partir de 2004, com a retomada do consumo e os reajustes tarifários, houve aumento

da receita e apuração de lucros crescentes, refletindo favoravelmente na rentabilidade da empresa.

5.4.10 Companhia Paulista de Força e Luz – Avaliação do valor agregado

Tabela 18: Indicadores do valor agregado - EVA – CPFL

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Valor Econômico Agregado – EVA (Milhões R\$)	-346,5	-224,9	-354,2	-127,6	239,3	561,6	656,2	836,9
Margem do Valor Econômico Agregado – EVA - %	-14,3	-7,3	-12,0	-3,83	6,51	14,73	16,32	18,76

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Os índices da margem do valor econômico agregado – EVA foram negativos nos primeiros quatro anos da análise. A Taxa de retorno sobre investimento total não foi suficiente para superar a remuneração estabelecida de 11,26% (líquido dos impostos). A partir de 2004, passou a ser positiva e com taxas crescentes, ocorrendo a maior taxa em 2007.

5.4.11 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação de geração de caixa

Tabela 19: Indicador de geração de caixa operacional – CPFL

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EBITDA (em Milhões R\$)	188,5	409,6	397,7	395,9	715,7	914,4	1.170,9	1.450,5
EBITDA – Margem	7,8	13,4	13,5	11,9	19,5	21,7	29,1	32,5

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A Margem do EBITDA inicia o período da análise com um índice de apenas 7,8, e a partir de 2001, tem um crescimento deste indicador, com destaque para o período a partir de 2004 em que os índices obtidos pela sociedade configura maior solidez na geração operacional de caixa. Essa melhora na evolução do EBITDA atinge seu maior valor em 2007, quando a Geração Operacional de Caixa, medida pelo EBITDA, alcançou R\$ 1.450,5 milhões, com crescimento de 23,8% (R\$ 279,6 milhões), em relação ao ano anterior,

refletindo, principalmente, o aumento de 7,6% na Receita Líquida (R\$ 304 milhões) e a redução de 3,2% no Custo/Despesa Operacional (R\$ 16 milhões).

5.4.12 Companhia Paulista de Força e Luz - Avaliação da origem e destinação do caixa

Tabela 20: Fluxo de caixa – CPFL

Indicadores – Em Milhões R\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Geração Operacional de Caixa	N/P	92,4	422,3	365,8	658,0	969,9	1.253,3	1.011,9
Atividades de Investimento	N/P	-1.712,2	-456,0	100,4	-49,7	113,3	-227,2	-303,8
Atividades de Financiamento	N/P	1.321,1	65,4	-413,9	-429,0	-1.051,6	-1.121,1	-661,3
Geração (consumo) de caixa	N/P	-298,7	31,7	52,3	179,3	31,6	-95,0	46,8
Saldo de caixa inicial do período	N/P	310,2	11,5	43,1	95,5	274,7	306,3	211,3
Saldo disponível de caixa do período	N/P	11,5	43,1	95,5	274,7	306,3	211,3	257,9

Fonte: Relatórios publicados pela empresa

N/P – Não Publicado

A geração de caixa operacional da sociedade é crescente, iniciando o período com apenas R\$ 92,4 milhões e finalizando com valores acima de R\$1,01 bilhão, reflexo principalmente do aumento constante da receita com venda de energia elétrica, cuja receita operacional líquida passou de R\$ 2,4 bilhões em 2001 para R\$ 4,4 bilhões em 2007. Esta geração de caixa foi consumida nos dois primeiros anos da análise na atividade de investimentos, e a partir de 2003, a geração de caixa deixa de ser direcionada para o investimento operacional em capital de giro e passa a ser utilizado principalmente na amortização de principal e juros de empréstimos e no pagamento de dividendos aos acionistas.

5.4.13 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação da liquidez

Tabela 21: Indicadores de liquidez - PIRATININGA

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez:								
- Imediata	N/A*	0,01	0,07	0,08	0,04	0,09	0,07	0,12
- Corrente	N/A*	0,38	0,90	0,81	1,03	0,65	0,93	0,89
- Geral	N/A*	0,63	0,72	0,72	0,94	0,77	0,71	0,65

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

* Não aplicável, empresa iniciou atividades em 2001

Liquidez imediata - O ano de 2001 apresentou o menor índice do período em análise devido a dois fatores preponderantes; o primeiro foi o início das operações da empresa em 01 de outubro de 2001, procedente de uma parcela cindida equivalente a 46,64% da distribuidora Bandeirante; e o segundo foi o Programa de Racionamento de Energia Elétrica, o qual extinguiu-se em 28 de fevereiro de 2002, que reduziu a receita da empresa.

Liquidez corrente – A exceção do ano de 2001, que apresentou um índice de apenas 0,38, motivado pelos fatores comentados acima, para todos os demais anos o índice foi superior a 0,65, o que representa maior segurança para pagamento das dívidas de curto prazo.

Liquidez geral – Este indicador não apresentou no transcorrer do período, nenhum índice abaixo daquele obtido pela empresa no seu primeiro ano de operação (2001), havendo alguns picos de crescimento ao longo dos anos, do qual se destaca o ano de 2004, que apresentou o maior índice do período, reflexo da diminuição do passivo circulante pela ausência de provisão de dividendos neste exercício.

5.4.14 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação do endividamento

Tabela 22: Indicadores de endividamento - PIRATININGA

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Endividamento – Quantidade %	N/A*	83,91	85,96	85,38	69,45	88,14	87,27	86,28
Endividamento – Qualidade %	N/A*	88,04	50,53	53,21	49,45	71,18	56,19	50,35

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

* Não aplicável, empresa iniciou atividades em 2001

A Quantidade de endividamento ou endividamento total, no período, ficou acima de 69%, cujo menor índice aconteceu em 2004, devido principalmente aos efeitos contábeis relacionados à incorporação da controladora DRAFT I pela sociedade, que resultou em Constituição de Reserva de Capital no valor de R\$ 148,7 milhões, cuja contrapartida é o Ativo Realizável a Longo Prazo – Créditos Fiscais Diferidos e o aumento de capital social da empresa no valor de R\$ 150,6 milhões. Estas operações geraram neste ano, um relativo crescimento do ativo em relação ao passivo da companhia.

A Qualidade do endividamento teve seu maior índice em 2001 no auge do Racionamento de energia elétrica e início das operações da sociedade, atingindo o patamar de 88% de seu passivo registrado no curto prazo. A partir de 2002, este indicador apresenta significativa melhora oscilando na faixa próxima dos 50%, a exceção de 2005, quando a empresa captou, em dezembro de 2005, R\$ 300,0 milhões em recursos de curto prazo indexados ao Certificado de Depósito Bancário - CDI. Esse empréstimo foi liquidado em fevereiro de 2006 com parte dos recursos da emissão de debêntures, da espécie subordinada, com prazo de cinco anos.

5.4.15 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação da rentabilidade

Tabela 23: Indicadores de rentabilidade – PIRATININGA

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rentabilidade do Ativo	N/A*	0,04	- 0,04	0,07	0,05	0,02	0,17	0,19
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	N/A*	0,26	- 0,27	0,47	0,17	1,01	1,33	1,40

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

* Não aplicável, empresa iniciou atividades em 2001

A rentabilidade da Companhia foi deficitária em 2002, quando os impactos do Racionamento ainda se faziam presentes, o que resultou na apuração de um prejuízo de R\$ 61 milhões neste ano. A partir de 2003, os resultados positivos foram uma consequência da retomada do aumento do consumo, e dos reajustes tarifários aprovados pela Aneel. Este

aumento dos lucros refletiu favoravelmente na rentabilidade da Companhia, que apresenta seus melhores indicadores no triênio 2005 a 2007.

5.4.16 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação do valor agregado

Tabela 24: Indicadores do valor agregado - EVA - PIRATININGA

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Valor Econômico Agregado – EVA (Milhões R\$)	N/A*	189,9	74,3	124,0	83,5	264,4	342,9	325,5
Margem do Valor Econômico Agregado – EVA - %	N/A*	27,4	5,1	7,5	4,8	16,6	19,5	16,5

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

* Não aplicável, empresa iniciou atividades em 2001

Os índices da margem do valor econômico agregado – EVA foram positivos em todos os anos, com destaque para o primeiro ano de operações da sociedade e o período de 2005 a 2007, em que este indicador esteve acima dos 16%, mostrando a recuperação de receitas que a empresa perdeu durante o racionamento.

5.4.17 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação de geração de caixa

Tabela 25: Indicador de geração de caixa operacional – PIRATININGA

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EBITDA (em Milhões R\$)	N/A*	169,3	161,8	246,0	239,3	394,8	567,9	565,2
EBITDA – Margem	N/A*	29,3	11,0	14,9	13,9	21,3	32,2	28,6

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

* Não aplicável, empresa iniciou atividades em 2001

A geração de caixa operacional, medida pela margem do EBITDA, apresentou-se positiva no período de 2001 a 2007.

A menor margem ocorreu em 2002, o ano em que se encerra o racionamento de energia elétrica, e chega ao máximo de 32,2% em 2006. Esse resultado deveu-se,

principalmente, ao aumento de 12,8% na Receita Líquida (R\$ 238 milhões), que compensou a alta de 18,6% nos custos e despesas operacionais (R\$ 85 milhões).

5.4.18 Companhia Piratininga de Força e Luz - Avaliação da origem e destinação do caixa

Tabela 26: Fluxo de caixa – PIRATININGA

Indicadores – Em Milhões R\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Geração Operacional de Caixa	N/A*	62,6	12,5	363,6	220,9	382,7	365,2	511,9
Atividades de Investimento	N/A*	-14,0	368,7	-55,9	-60,4	-92,2	-125,9	-146,6
Atividades de Financiamento	N/A*	-38,3	-340,6	-304,2	-195,7	-220,6	-262,6	-376,1
Geração (consumo) de caixa	N/A*	10,3	40,6	3,5	-35,2	69,9	-23,3	-10,8
Saldo de caixa inicial do período	N/A*	0	10,3	51,0	54,4	19,3	89,1	65,8
Saldo disponível de caixa do período	N/A*	10,3	51,0	54,4	19,3	89,1	65,8	55,0

Fonte: Relatórios publicados pela empresa

* Não aplicável, empresa iniciou atividades em 2001

O resultado de caixa, gerado nas várias atividades da empresa durante o período de 2001 a 2007, variou bastante de um ano para o outro, sendo que a partir de 2004, a oscilação entre geração e consumo de caixa fica mais evidente. Nesse período, a sociedade faz maior utilização de caixa em atividades de financiamentos do que as captações possíveis nesta modalidade. Com base na leitura das demonstrações contábeis da sociedade, observa-se que as captações de empréstimos e financiamentos, para estes anos, ficaram abaixo dos pagamentos com o serviço da dívida e dividendos, caracterizando uma utilização de caixa mais intensa nessa atividade.

5.4.19 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação da liquidez

Tabela 27: Indicadores de liquidez - ELEKTRO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez:								
- Imediata	0,59	0,04	0,34	0,49	0,33	0,34	0,42	0,22
- Corrente	1,47	1,04	1,45	1,22	0,90	1,03	1,27	1,09
- Geral	0,45	0,42	0,32	0,42	0,51	0,91	0,87	0,79

Fonte: Cálculo do autor, com base em balanços publicados

Liquidez imediata – O ano de 2001 do Racionamento de Energia Elétrica apresentou o menor índice de Liquidez imediata, devido à redução das vendas de energia e conseqüente diminuição da receita. A partir de 2002, este indicador apresenta sensível melhora com o aumento do caixa.

Liquidez corrente – A exceção do ano de 2004, todos os demais apresentaram índice superior a 1, o que representa maior segurança para pagamento das dívidas de curto prazo.

Liquidez geral tradicional – O ano de 2002 apresentou o menor índice, devido, principalmente, à primeira reestruturação da dívida feito pela Companhia. Em 2005, este indicador apresenta o maior índice do período, face à capitalização de dívidas da companhia com os acionistas. Esta capitalização reduziu o Passivo da empresa.

5.4.20 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação do endividamento

Tabela 28: Indicadores de endividamento – ELEKTRO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Endividamento – Quantidade %	50,13	78,74	100,00	96,97	89,57	69,50	67,60	59,42
Endividamento – Qualidade %	20,24	19,31	14,98	23,57	43,04	60,50	51,81	45,65

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A quantidade de endividamento ou endividamento total, no período, ficou acima de 50%, cujo maior índice aconteceu em 2002, devido principalmente aos efeitos da variação cambial sobre os empréstimos com Pessoas Ligadas, denominados em dólar norte-americano,

(R\$ 674.124 mil), que têm seus vencimentos no período compreendido entre 2004 a 2012 e da baixa dos créditos fiscais no valor de R\$ 174.663 mil. Estas despesas “extraordinárias” resultaram em um prejuízo, neste ano, de R\$ 939,8 milhões, e conseqüentemente, uma situação patrimonial negativa (base de cálculo do índice) no montante de R\$ 291.6 milhões. A consolidação do processo de reestruturação da dívida da companhia, concluída em dezembro de 2002, aliada aos lucros obtidos a partir de 2003, gerou uma redução sistemática deste indicador de endividamento.

A qualidade do endividamento teve seu menor índice em 2002 devido à reestruturação da dívida da companhia, concluída neste ano, que alongou seus prazos de vencimento. A partir de 2005, este indicador apresentou crescimento considerável, devido a capitalização de dívidas para acionistas, que reduziu o exigível a longo prazo, e a conseqüente provisão de pagamento de dividendos registrados no passivo circulante.

5.4.21 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação da rentabilidade

Tabela 29: Indicadores de rentabilidade – ELEKTRO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rentabilidade do Ativo	- 0,02	0,01	- 0,28	0,11	0,08	0,19	0,15	0,17
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	- 0,05	0,04	0	3,60	0,72	0,64	0,47	0,43

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A rentabilidade apresentada pela Companhia no período analisado mostra duas etapas bastantes distintas, uma com os três primeiros anos, onde a rentabilidade foi fortemente impactada pelos prejuízos verificados em 2000 e 2002 e a outra, iniciada no período pós racionamento, em que os indicadores de rentabilidade apresentam uma crescente extraordinária devido aos bons resultados obtidos pela entidade.

No primeiro período, a Companhia sentiu fortemente os efeitos do racionamento, que refletiu em redução do consumo de energia pelos clientes finais, chegando a 20,8% durante todo o período do Programa de Racionamento, comparativamente ao consumo de igual período do ano anterior. Acrescenta-se a este fator, os enormes volumes de despesas

financeiras verificados até 2002, quando houve o desfecho do processo de reestruturação de suas dívidas junto ao Grupo Enron.

No segundo período, que se inicia a partir de 2003, com o fim do racionamento, a rentabilidade da Companhia inicia uma fase de significativo crescimento, impactados pelo aumento da receita com a retomada do mercado consumidor, e aos reajustes tarifários determinados pela Aneel.

5.4.22 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A – Avaliação do valor agregado

Tabela 30: Indicadores do valor agregado - EVA - ELEKTRO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Valor Econômico Agregado – EVA (Milhões R\$)	-130,0	82,9	-544,2	489,6	367,7	642,0	450,1	370,0
Margem do Valor Econômico Agregado – EVA - %	-11,1	5,3	-37,7	27,4	18,0	29,2	19,8	16,4

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Os índices da margem do valor econômico agregado – EVA foram negativos em 2000 e 2002 e positivos para o período iniciado a partir de 2003 (pós racionamento), mostrando a recuperação de receitas que a empresa perdeu durante o racionamento.

5.4.23 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação de geração de caixa

Tabela 31: Indicador de geração de caixa operacional - ELEKTRO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EBITDA (em Milhões R\$)	314,3	339,8	258,2	387,8	584,6	756,4	891,5	832,5
EBITDA – Margem	26,7	36,9	17,9	22,0	30,1	34,4	39,2	36,6

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A margem do EBITDA foi positiva em todo o período, sendo o ano de 2002 o que apresentou o menor percentual, face aos efeitos do Programa de Racionamento de Energia. A

partir de 2003, com as entradas de caixa referentes a RTE e os ajustes tarifários concedidos pela ANEEL, houve um aumento da receita operacional maior do que a despesa operacional, gerando conseqüentemente um crescimento da margem do EBITDA.

5.4.24 Elektro – Eletricidade e Serviços S . A - Avaliação da origem e destinação do caixa

Tabela 32: Fluxo de caixa – ELEKTRO

Indicadores – Em Milhões R\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Geração Operacional de Caixa	N/P	177,7	179,5	456,3	167,8	150,9	977,2	1.004,1
Atividades de Investimento	N/P	-134,7	-129,5	-159,5	-96,4	-166,9	-224,3	-249,1
Atividades de Financiamento	N/P	-179,6	103,3	-56,8	-3,6	60,9	-748,3	-1.081,3
Geração (consumo) de caixa	N/P	-136,6	153,3	240,0	67,8	44,9	4,6	-326,3
Saldo de caixa inicial do período	N/P	155,6	18,9	172,3	366,4	434,2	479,1	483,6
Saldo disponível de caixa do período	N/P	18,9	172,3	412,3	434,2	479,1	483,6	157,3

Fonte: Relatórios publicados pela empresa

N/P – Não Publicado

A Companhia apresentou consumo de caixa em 2001 e 2007, e uma pequena geração desta disponibilidade em 2006, de apenas R\$ 4,6 milhões. Em 2001, o consumo de caixa deveu-se basicamente as amortizações de dívidas, que totalizaram R\$ 346,7 milhões, contra apenas R\$ 167,1 milhões em novas captações. Em 2007, a Companhia apresentou um consumo líquido de caixa de R\$ 326,2 milhões, influenciado pelo resgate antecipado das debêntures, no valor de R\$ 287,8 milhões e pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio durante o ano, no montante de R\$ 775,5 milhões.

5.4.25 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação da liquidez

Tabela 33: Indicadores de liquidez - ELETROPAULO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Liquidez:								
- Imediata	0,03	0,07	0,04	0,05	0,04	0,07	0,14	0,36
- Corrente	0,76	0,61	0,59	0,47	0,94	0,93	1,11	1,26
- Geral	0,45	0,59	0,56	0,59	0,59	0,56	0,58	0,62

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

O indicador de liquidez imediata apresentou no ano de 2004 o menor índice pós racionamento para o período analisado. O maior índice ocorreu no final do período, em 2007, devido ao aumento no ativo circulante, nas contas de disponibilidades, e à redução no passivo circulante, de fornecedores e impostos e contribuições sociais.

O indicador de liquidez corrente, apresentou uma redução significativa em 2002 e 2003 por conta dos efeitos do racionamento, e a partir de 2004 inicia um ciclo de crescimento significativo, chegando em 2007 com o maior índice de todo o período da análise. Este aumento em 2007 é reflexo da redução dos impostos e contribuições sociais a pagar no curto prazo, aliado a uma significativa redução do saldo a pagar para fornecedores, conforme comentado anteriormente.

O índice de liquidez geral não apresentou tanta variação quanto aos estudados anteriormente, pois a medida em que se reduziu algumas contas do passivo circulante, havia um aumento equivalente no passivo a longo prazo. Somente no ano de 2007 é que a Companhia começa a dar sinais de melhoria neste índice, por conta do elevado aumento do Lucro neste exercício, originado pela variação cambial positiva e a finalização das despesas extraordinárias registradas nos balanços desde 2001.

5.4.26 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação do endividamento

Tabela 34: Indicadores de endividamento - ELETROPAULO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Endividamento – Quantidade %	69,66	74,13	83,74	82,77	82,90	84,24	82,36	72,67
Endividamento – Qualidade %	36,78	45,18	45,02	49,31	27,92	33,55	34,35	32,86

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A quantidade de endividamento ou endividamento total nos períodos ficou acima de 69%, cujo maior índice aconteceu em 2002, devido, principalmente, à desvalorização cambial neste ano que aumentou o saldo da dívida contratada em moeda estrangeira, cujo resultado líquido de variação cambial, registrado totalizou R\$ 1,3 bilhões. Para os períodos seguintes, percebe-se que o endividamento da empresa continua alto, havendo redução deste indicador somente em 2007.

A qualidade do endividamento apresenta duas fases bem distintas, a primeira engloba o período mais crítico do endividamento da empresa, que vai até 2003, com alto índice de endividamento de curto prazo. A segunda fase inicia a partir de 2004, quando a empresa faz um equacionamento das pendências financeiras com bancos credores, em março de 2004, por via de um acordo assinado com estas instituições, que proporcionou o alongamento do perfil de endividamento, saneando a situação de inadimplemento e normalizando os pagamentos da dívida.

5.4.27 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação da rentabilidade

Tabela 35: Indicadores de rentabilidade – ELETROPAULO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Rentabilidade do Ativo	0,03	0,05	- 0,07	0,01	0	- 0,01	0,03	0,06
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	0,09	0,19	- 0,41	0,04	0	- 0,09	0,17	0,21

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Os indicadores de rentabilidade mostram três etapas bastantes distintas nesta Companhia. A primeira engloba os resultados de 2000 e 2001, onde a entidade apresenta lucros crescentes, e portanto índices positivos.

A segunda espelha os resultados do período compreendido entre 2002 a 2005 onde a empresa apresenta prejuízos em alguns exercícios e lucros irrisórios em outros, influenciando negativamente em sua rentabilidade. Estes resultados pífios devem se substancialmente ao reconhecimento contábil do passivo atuarial não registrado com a Fundação CESP, apurado em 31 de dezembro de 2001, no montante de R\$ 2.431,3 milhões. A Companhia, amparada pela Deliberação CVM nº. 371/00, optou por reconhecer essa quantia em um período de cinco anos, em parcelas de um quinto do total a cada exercício fiscal, no valor bruto de R\$ 486,3 milhões ao ano.

A terceira etapa que inicia em 2006, mostra o início da recuperação de sua rentabilidade, com a apuração de lucros mais representativos motivados principalmente pela: a) redução das despesas financeiras, b) Concedido pela Aneel, de um valor complementar de R\$ 98 milhões, referente à segunda parcela da recuperação de despesas adicionais com PIS e Cofins no período de 2002 a 2005, como decorrência das mudanças nas alíquotas e base de cálculo desses tributos, e c) Aumento no consumo total de energia em sua área de concessão (clientes cativos e livres) de 4,6%, em função da recuperação da economia e aumento do nível de consumo e renda da população.

5.4.28 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação do valor agregado

Tabela 36: Indicadores do valor agregado - EVA – ELETROPAULO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Valor Econômico Agregado – EVA (Milhões R\$)	104,8	441,6	121,5	356,0	405,5	344,1	765,3	561,9
Margem do Valor Econômico Agregado – EVA - %	2,3	7,5	2,1	5,5	5,5	4,6	11,1	7,9

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Os índices da margem do valor econômico agregado – EVA foram positivos em todos os períodos. Embora o ano de 2002, tenha apresentado uma margem de apenas 2,1, a menor em relação aos demais anos, resultado da lenta recuperação do consumo de energia pós- racionamento, a empresa mostrou um crescimento deste indicador nos anos seguintes, provenientes do aumento da receita com o crescimento do mercado consumidor e com os reajustes tarifários determinados pelo órgão concedente.

5.4.29 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação de geração de caixa

Tabela 37: Indicador de geração de caixa operacional – ELETROPAULO

Indicadores	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
EBITDA (em Mil R\$)	964,9	1.558,1	854,0	1.061,9	1.276,6	1.119,7	1.763,4	1.664,7
EBITDA – Margem	20,8	26,5	14,8	16,5	17,3	13,3	21,1	23,3

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

A Margem do EBITDA foi positiva em todo o período, sendo o ano de 2002 e o de 2005 os que apresentaram os menores percentuais. Em 2002, o EBITDA foi fortemente influenciado pela lenta recuperação do consumo de energia pós- racionamento (comentado acima), e em 2005, a Despesa Operacional (com vendas) foi impactada pelo registro da provisão para créditos de liquidação duvidosa, no montante de R\$ 537,4 milhões, proveniente substancialmente de créditos com órgãos públicos. A partir de 2003, com as entradas de caixa referentes a RTE e os ajustes tarifários concedidos pela ANEEL, houve um aumento da receita operacional maior do que a despesa operacional, gerando conseqüentemente um crescimento da margem do EBITDA.

5.4.30 Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A - Avaliação da origem e destinação do caixa

Tabela 38: Fluxo de caixa – ELETROPAULO

Indicadores – Em Milhões R\$	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Geração Operacional de Caixa	N/P	178,9	825,4	1.245,5	586,6	1.502,3	1520,2	2.229,3
Atividades de Investimento	N/P	-432,8	-794,3	-169,3	-350,4	-333,4	-312,5	861,8
Atividades de Financiamento	N/P	455,7	-86,8	-1.007,1	-383,8	-1.042,8	-966,1	-2.552,8
Geração (consumo) de caixa	N/P	201,8	-55,7	69,1	-147,6	126,1	241,6	538,3
Saldo de caixa inicial do período	N/P	65,5	267,3	211,6	280,7	133,1	259,2	500,8
Saldo disponível de caixa do período	N/P	267,3	211,6	280,7	133,1	259,2	500,8	1.039,1

Fonte: Relatórios publicados pela empresa

N/P – Não Publicado

A Companhia apresentou um consumo líquido de caixa em 2002 e 2004 no montante de R\$ 55,7 e 147,6 milhões, respectivamente. Este consumo de caixa é reflexo dos montantes de pagamentos de empréstimos e obrigação com a Fundação CESP, que ultrapassou os ingressos de novas captações nestes anos em R\$ 86,8 e R\$ 383,8 milhões, sem que houvesse outra fonte de recursos suficiente para cobrir estes desembolsos.

Para os demais períodos da análise, a geração de caixa foi sempre superior aos R\$ 133 milhões, com destaque para o ano de 2007, em que a Companhia gerou um caixa de R\$ 538,3 milhões, devido, principalmente, à alienação de investimentos no montante de R\$ 1.288,4 milhões.

5.5 Análise dos resultados

Com base nos resultados apresentados, constantes das tabelas 9 a 38 comparou-se a média de cada indicador do período pós racionamento (2003 a 2007) com a média do período do racionamento (2001 e 2002) para verificar se houve melhora, manutenção ou piora dos indicadores, cujo resultado está apresentado na tabela 39.

Tabela 39: Evolução da posição relativa das empresas

Indicadores	BANDEIRANTE	CPFL	PIRATININGA	ELEKTRO	ELETROPAULO
Liquidez (Situação Financeira)					
Imediata	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou
Corrente	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Piorou	Melhorou
Geral	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Manteve
Endividamento (Estrutura de Capital)					
Quantidade	Melhorou	Piorou	Melhorou	Melhorou	Piorou
Qualidade	Piorou	Piorou	Melhorou	Piorou	Melhorou
Rentabilidade (Situação Econômica)					
Rentabilidade do Ativo	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou
Rentabilidade do Patrimônio Líquido	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou
Margem do Valor Econômico Agregado - EVA	Melhorou	Melhorou	Piorou	Melhorou	Melhorou
Geração de Caixa Operacional					
EBITDA	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Melhorou	Piorou
Origem e destinação do Caixa					
Demonstração do Fluxo de Caixa	Melhorou	Piorou	Melhorou	Piorou	Melhorou

Fonte: Cálculo do autor com base em balanços publicados

Cabe ressaltar que o resultado apresentado na Tabela 32 é uma posição relativa de cada uma dessas empresas, obtido por médias, na comparação entre dois períodos compostos por diferentes quantidades de anos (período pós racionamento = 5 anos de 2003 a 2007, e período do racionamento = 2 anos de 2001 a 2002) que tem por finalidade demonstrar a variação dos indicadores entre estes períodos, objetivando apresentar se houve “melhora”, “piora” ou “manutenção” de acordo com a interpretação dos indicadores citados no capítulo III.

CONCLUSÃO E RECOMENDAÇÕES

Conclusão

Esse estudo tem como objetivo principal mostrar o desempenho econômico e financeiro das concessionárias de distribuição de energia elétrica, sediadas no estado de São Paulo, no período de 2000 a 2007, em que essas empresas vivenciaram duas das mais significativas mudanças estruturais do setor elétrico Brasileiro pós privatização: a) O racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, em que não há registro na história do País de um racionamento de tamanhas proporções, e b) A adoção do novo modelo de regulação do setor elétrico.

Em 2001, o Governo Federal instituiu, para vigorar a partir de 1º de junho de 2001, sob a coordenação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, o Programa de Racionamento de Energia Elétrica. Esse programa estabeleceu um sistema de metas para a redução do consumo de energia para todas as classes de consumidores. O Programa foi encerrado em 28 de fevereiro de 2002 e estimativas do mercado indicam uma redução média de consumo no Brasil de cerca de 17% comparativamente ao consumo previsto para o mesmo período sem a ocorrência do racionamento. Para minimizar os efeitos da redução da receita das empresas com a diminuição do consumo de energia implantado pelo racionamento, o Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (GCE), as distribuidoras e as geradoras de energia elétrica concluíram negociações em dezembro de 2001, que resultaram no Acordo Geral do Setor Elétrico, que estabeleceram certos preceitos a serem adotados pelas companhias, entre os quais se destaca para efeito de análise deste trabalho de pesquisa, a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) que visava a recuperação das perdas de receita incorridas com o Racionamento. Para atenuar o impacto nos balanços das empresas, foi registro ainda em 2001, uma receita calculada a partir da diferença entre a receita efetiva no período do racionamento e a receita esperada caso não houvesse racionamento (com base em um mercado estimado através das quantidades de energia contratadas e a tarifa média da Companhia), e para minimizar o efeito no caixa, foi estabelecido o programa de empréstimo emergencial às distribuidoras, a ser implementado pelo BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, a partir de 2002,

em valor equivalente a até 90% das perdas incorridas com o programa de racionamento de energia elétrica, apurados conforme metodologia definida pela ANEEL.

Em 2004, o Governo Federal, instituiu um novo modelo para funcionamento do setor elétrico no Brasil, concebido pela Lei 10.848 de 15 de março, em que define novas regras para a produção e comercialização de energia elétrica no País. Para as companhias distribuidoras, tornou-se obrigatório a aquisição de toda a energia a ser distribuída, através de contratos regulados, firmados no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), contratos de compra e venda de energia proveniente de geração distribuída de fontes alternativas e de Itaipu Binacional. As companhias distribuidoras passaram a ter a obrigatoriedade de informar ao Poder Concedente a quantidade de energia elétrica necessária para atendimento de seu mercado futuro e estarão sujeitas a penalidades por eventuais desvios, bem como determinou a desverticalização destas sociedades proibindo o desenvolvimento de atividades de geração e transmissão; vender energia para consumidores livres fora de sua área de concessão; participar em outras sociedades e praticar atividades estranhas ao objeto da concessão.

Para enfrentar esses desafios, as empresas tiveram que se adequar a nova realidade do setor elétrico no País, que criou um mercado de consumidores mais exigente e mais econômico no consumo, principalmente pelo alto preço pago pela energia, influenciado por uma carga tributária e de encargos setoriais exorbitante. Houve também a necessidade das empresas reverem seus planejamentos comercial e tributário, pois o advento das normas emanadas da Lei 10.848 as obrigou a produzirem planejamentos futuros de venda de energia muito mais precisos, com penalidades de multas financeiras elevadas para eventuais descumprimentos de metas, bem como a desverticalização que obrigou as Companhias a separarem suas atividades de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização em empresas específicas para cada modalidade.

Para conhecermos os impactos destes fatos relevantes nos balanços das empresas distribuidoras de energia elétrica sediadas no Estado de São Paulo, foram selecionadas as demonstrações contábeis dessas empresas publicadas na imprensa escrita e divulgadas no sítio da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) para o período de 2000 a 2007, e com base em indicadores pesquisados e selecionados para esta análise, permitisse minimamente uma avaliação do desempenho econômico e financeiro destas sociedades.

Pretendeu-se ainda verificar se as empresas investiram na expansão de seu mercado e na melhoria da qualidade dos serviços prestados com capital próprio ou terceiros e se estes

investimentos resultaram em melhoria dos indicadores de qualidade e em redução de perdas de energia que agrega valores aos acionistas.

A análise demonstrada no Capítulo V indicou que as empresas sentiram muito os efeitos do Racionamento de Energia Elétrica, não somente no ano de 2001, em que prevaleceu a maior parte do período de racionamento, mas também em 2002 e parte de 2003, pois a diminuição da energia elétrica gerada no País, que causou o racionamento, influenciou os hábitos de consumo dos clientes, e contribuiu para avanços significativos no uso mais eficiente da energia elétrica, fazendo com que o consumo de energia após o fim do racionamento não apresentasse os patamares desejados pelas distribuidoras. Com o aumento natural da população e conseqüente crescimento do consumo e o advento da primeira revisão tarifária, que para estas empresas analisadas ocorreu em meados de 2003, verificou-se um aumento sistemático da receita e conseqüente melhora nos indicadores até 2007.

Na fase mais aguda do racionamento, que foram os anos de 2001 e 2002, quatro das empresas analisadas apresentaram um crescimento elevado do endividamento bancário, que se manteve acentuado até 2005, quando se observa o início de um declínio nos saldos devedor desta modalidade de financiamento. Coincidentemente, é na fase de declínio das dívidas bancárias, que as empresas apresentam um maior volume de investimentos em bens para a expansão e manutenção do sistema, refletindo num crescimento substancial do ativo imobilizado, que por conseqüência afeta positivamente a remuneração do acionista, que tem como base de cálculo a remuneração deste ativo.

Embora apenas três das cinco empresas analisadas tenham divulgado seus índices de perdas, ainda assim para os anos de 2004 a 2007, é relevante destacar que estas empresas têm envidado esforços significativos para a redução das perdas de energia elétrica, tanto na área comercial como técnica. Os benefícios desta redução de perda são tão significativos, que a AES ELETROPAULO reduziu 0,5 ponto percentual o índice de perdas totais de 2007 (11,5%) em relação a 2006 (12,00%), o que proporcionou uma arrecadação superior a R\$ 82,3 milhões de energia recuperada.

Por outro lado, apesar desses avanços, a remuneração não tem sido suficiente para suprir de recursos a empresa para os investimentos e remunerar adequadamente o investidor.

Concluindo, as distribuidoras enfrentaram um período muito difícil por ocasião do Racionamento de Energia Elétrica, e com as linhas de crédito do BNDES e os reajustes tarifários aprovados pelo poder Concedente, as sociedades atravessam esta fase, apresentando

redução de lucros e níveis significativos de endividamentos, variando a intensidade do endividamento de uma empresa para outra. A partir de 2006, com as empresas exercendo suas atividades dentro das exigências da lei 10.848 de 15/03/2004, que definiu a nova estrutura para o setor, observa-se que há uma melhora no desempenho econômico e financeiro, ainda que para três empresas, seus indicadores de rentabilidades sejam negativos ou insuficientes para cobrir a taxa mínima de atratividade. Com o crescimento da receita, motivado pelo aumento do consumo e reajustes tarifários aprovados pelo poder Concedente, aliado a redução dos custos para adequação a empresa de referência criada pela ANEEL e a tendência de redução da dívida bancária demonstradas nos balanços analisados, conclui-se que o perfil destas companhias é de estabilidade, e que o impacto do Racionamento e da reestruturação do setor determinada pelo Governo Federal já foram absorvidos pelas empresas.

Finalmente, cabe ressaltar que essas empresas possuem alto grau de endividamento, e que fatores externos relevantes como insuficiência de geração de energia elétrica para abastecer o País e crises graves no mercado internacional, que possa afetar negativamente a disponibilidade de créditos, são fatores de risco para essas sociedades.

Recomendações

O presente estudo apresentou o desempenho econômico e financeiro das 5 (cinco) empresas distribuidoras de energia elétrica de capital aberto, sediadas no estado de São Paulo, com base nas demonstrações contábeis publicadas para os exercícios fiscais de 2000 a 2007.

Estas empresas juntas, atenderam em 2007, 13.679.020 consumidores cativos (22,6% do total do setor), vendendo para estes clientes, 77.537 GWh (29,47% do total do setor). Os números registrados por todas as empresas do setor, neste ano, segundo a ABRADÉE, é de 60.404.907 consumidores cativos e 263.144 GWh consumidos por esta clientela. Dessa forma, ainda que o percentual estudado nesta pesquisa seja relevante (em torno de um quarto do total apresentado pelo setor elétrico Brasileiro em 2007), recomenda-se que sejam desenvolvidos novos estudos envolvendo as demais concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica do estado de São Paulo, bem como estudos mais abrangentes com as concessionárias das demais regiões brasileiras. Assim estudos futuros podem pesquisar se os grandes investimentos feitos por estas entidades desde a privatização proporcionaram melhorias na qualidade dos serviços prestados, e se a utilização da empresa

de referência pela ANEEL, para definir os reajustes tarifários tiveram impactos significativos no desempenho econômico e financeiro das empresas.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Apresenta informações sobre a regulação e a fiscalização do mercado de energia elétrica.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 24 set. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA. **Apresenta informações sobre concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica.** Disponível em: <<http://www.abradee.com.br>>. Acesso em: 14 jun. 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DOS CONTADORES DO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA. ABRACONEE. **Apresenta informações sobre temas contábeis do setor elétrico.** Disponível em: <<http://www.abraconee.com.br>>. Acesso em: 23 jul. 2008.

BANDEIRANTE ENERGIA. **Apresenta informações sobre a concessionária.** Disponível em: <<http://www.bandeirante.com.br>>. Acesso em: 21 jun. 2008.

BRASIL. **Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957.** Regulamenta os serviços de energia elétrica. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Rio de Janeiro, 26 mar. 1957.

_____. **Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934.** Decreta o Código de Águas. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 27 jul. 1934.

_____. **Decreto nº 82.962 de 29 de dezembro de 1978.** Estabelece o Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 29 dez. 1978.

_____. **Decreto nº 4.336 de 15 agosto de 2002.** Dispõe sobre a utilização de recursos da Reserva Global de Reversão - RGR para o financiamento do atendimento a consumidores de baixa renda, e dá outras providências. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Brasília, DF, 15 ago. 2002.

_____. **Decreto-Lei nº 2.627 de 26 de setembro de 1940.** Dispõe sobre as sociedades por ação. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Rio de Janeiro, 26 set. 1940.

_____. **Decreto-Lei nº 3.128 de 19 de março de 1941.** Dispõe sobre o inventário dos bens das empresas de eletricidade. Diário Oficial da República Federativa do Brasil, Rio de Janeiro, 19 mar. 1941.

BRASIL. **Despacho ANEEL nº 3034 de 21 de dezembro de 2006.** Aprova a alteração do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, instituindo um novo modelo para o relatório de responsabilidade Sócio Ambiental das empresas de energia elétrica. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 25 abr. 2008.

_____. **Instrução CVM nº 59 de 22 de dezembro de 1986.** Dispõe sobre a obrigatoriedade de elaboração e publicação da demonstração das mutações do patrimônio líquido pelas companhias abertas. Disponível em <www.cvm.org.br>. Acesso em 13 fev. 2008.

_____. **Instrução CVM nº 457 de 13 de julho de 2007.** Dispõe sobre a elaboração e divulgação das demonstrações financeiras consolidadas, com base no padrão contábil internacional emitido pelo International Accounting Standards Board – IASB. Disponível em: <<http://www.cvm.org.br>>. Acesso em: 13 fev. 2008.

_____. **Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.** Dispõe sobre as sociedades por ações. Diário Oficial da União, Brasília, 17 dez. 1976.

_____. **Lei 7.990, de 28 de dezembro de 1989.** Dispõe sobre a compensação financeira pelo resultado da exploração de petróleo ou gás natural, de recursos hídricos para fins de geração de energia elétrica, de recursos minerais, plataformas continental, mar territorial ou zona econômica exclusiva e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 28 dez. 1989.

_____. **Lei 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.** Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 14 fev. 1995.

_____. **Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 27 dez. 1996.

_____. **Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 16 mar. 2004

_____. **Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002.** Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, 29 abr. 2002.

_____. **Lei nº 11.638 de 28 de dezembro 2007.** Altera e revoga dispositivos da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e da Lei nº 6.385, de 7 de dezembro de 1976, e estende às

sociedades de grande porte disposições relativas à elaboração e divulgação de demonstrações financeiras. Diário Oficial da União, Brasília, 28 dez. 2007.

BRASIL. Portaria n° 815 de 30 de novembro de 1994. Determina aos concessionários do serviço público de energia elétrica que atualizem e mantenham organizado o cadastro da propriedade de acordo com as instruções para contabilização e controle do ativo imobilizado. Disponível em <www.cvm.org.br>. Acesso em 13 fev. 2008.

_____. **Resolução ANEEL n° 001 de 24/12/1997.** Estabelece o novo Plano de contas do Serviço Público de Energia Elétrica. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 20 abr. 2008.

_____. **Resolução ANEEL n° 240 de 05 de dezembro de 2006.** Estabelece a equalização das taxas anuais de depreciação para os serviços de uso e características semelhantes, no âmbito da distribuição e da transmissão de energia elétrica. Disponível em <www.aneel.gov.br>. Acesso em 05 mai. 2008.

_____. **Resolução ANEEL n° 249 de 06 de maio 2002.** Estabelece critérios e procedimentos para definição de encargos tarifários relativos à aquisição de energia elétrica e à contratação de capacidade de geração ou potência pela Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE e dá outras providências. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 20 abr. 2008.

_____. **Resolução ANEEL n° 444, de 26 de outubro de 2001.** Institui o Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSPE, englobando o Plano de Contas revisado com instruções contábeis e roteiro para elaboração e divulgação de informações econômicas financeiras, a ser utilizado obrigatoriamente pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de energia elétrica e produtores independente e autorizados, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2002. Diário Oficial da União, Brasília, 29 out. 2001.

_____. **Resolução ANEEL n° 493, de 03 de setembro de 2002.** Estabelece a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração, visando a revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, 04 set. 2002.

BRIGHAM, Eugene F.; HOUSTON Joel F. Fundamentos da moderna administração financeira. Rio de Janeiro: Campus, 1999.

CERBASI, Gustavo P. Metodologias para determinação do valor das empresas: uma aplicação no setor de geração de energia hidrelétrica. 2003. 175 f. Dissertação (Mestrado) -

Departamento de Administração da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ. **Apresenta informações sobre a concessionária.** Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br>>. Acesso em: 21 ago. 2008.

COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ. **Apresenta informações sobre a concessionária.** Disponível em: <<http://www.cpfl.com.br>>. Acesso em: 22 ago. 2008.

CONSELHO FEDERAL DE CONTABILIDADE. **Resolução nº 750 de 29 de dezembro de 1993.** Dispõe sobre os Princípios Fundamentais de Contabilidade.

CORONADO, Osmar. Demonstração do Valor Adicionado: ferramenta eficaz da balança social na distribuição de riqueza gerada pela empresa. **Revista do VII Congresso Internacional** – Unicastelo, São Paulo, 2003.

DAMODARAN, Aswath. **Avaliação de empresas:** ferramentas e técnicas para determinação do valor de qualquer ativo. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2003.

ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS. **Apresenta informações sobre a concessionária.** Disponível em: <<http://www.elektro.com.br>>. Acesso em: 15 ago. 2008.

ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO. **Apresenta informações sobre a concessionária.** Disponível em: <<http://www.eletropaulo.com.br>>. Acesso em: 20 ago. 2008.

EXAME. **Melhores e maiores.** As 500 maiores empresas do país. São Paulo: abril, jul. 2008. Edição Especial.

GANIM, Antonio. **Setor elétrico brasileiro.** Aspectos regulamentares e tributários. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003.

GAZETA MERCANTIL. **Balanço anual 2008.** O desempenho de 10.000 empresas. Brasil: out. 2008.

GITMAN, Lawrence J. **Princípios da administração financeira.** 10. ed. São Paulo: Addison Wesley, 2004.

GRAMCIANINOV, Sérgio. **Valor Econômico Adicionado (Economic Value ADDED – EVA) uma medida da eficiência das Empresas**. 2000. 82 f. Dissertação (Mestrado em Administração de Empresas) – Universidade Presbiteriana Mackenzie, São Paulo, 2000.

GRUPO REDE. **Apresenta informações sobre as concessionárias que compõem o Grupo e comentários sobre o setor elétrico**. Disponível em: <<http://www.gruporede.com.br>>. Acesso em: 15 ago. 2008.

HENDRIKSEN, Eldon S., VAN BREDÁ, Michael F. **Teoria da contabilidade**. São Paulo: Atlas, 1999.

IUDÍCIBUS, Sérgio de. **Teoria da contabilidade**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2004

_____. **Análise de balanços**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 1998.

IUDÍCIBUS, Sérgio de; MARTINS, Eliseu; GELBCKE, Ernesto Rubens. **Manual de contabilidade das sociedades por ações**. 7. ed. São Paulo: Atlas, 2007.

MAKANSI, Jasón. **The electricity crisis, the global economy, and what it means to you**. Canada: Wiley, 2007.

MARCONI, Marina de Andrade; LAKATOS, Eva Maria. **Técnicas de pesquisa**. São Paulo: Atlas, 2002.

MARION, José Carlos. **Análise das demonstrações contábeis**. Contabilidade empresarial. São Paulo: Atlas, 2002.

_____. **Contabilidade empresarial**. São Paulo: Atlas, 1998.

MARION, José Carlos; DIAS, Reinaldo; TRALDI, Maria Cristina. **Monografia para os cursos de administração, contabilidade e economia**. São Paulo: Atlas, 2002.

MARTINS, Gilberto de Andrade; LINTZ Alexandre. **Guia para elaboração de monografias e trabalhos de conclusão de curso**. São Paulo: Atlas, 2000.

MATARAZZO, Dante C. **Análise financeira de balanços**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 1995.

MATSUDO, Eduardo. **A reestruturação setorial e os reflexos sobre o planejamento e os estudos de mercado das distribuidoras de energia elétrica.** 2001. 174 f. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Eletrotécnica e Energia / Escola Politécnica / Faculdade de Economia, Administração e Ciências Contábeis / Instituto de Física, São Paulo, 2001.

MOTOKI, Carlos Y. **Avaliação do desempenho econômico e financeiro de distribuidoras de energia elétrica privatizadas, a partir das demonstrações contábeis:** um estudo de caso. 2003. 179 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – Faculdade de Ciências Humanas de Vitória, Espírito Santo, 2003.

NEVES, Silvério das; VICECONTI, Paulo E. V. **Contabilidade avançada e análise das demonstrações financeiras.** São Paulo, Frase, 2002.

OLIVEIRA, Ridalvo M. A. **Impacto do racionamento nos resultados das empresas concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica:** um estudo nas empresas privadas da região nordeste. 2003. 185 f. Dissertação (Mestrado em Ciências Contábeis) – UnB/UFPB/UFPE/UFRN, Natal, Rio Grande do Norte, 2003.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Apresenta informações sobre o operador nacional do sistema elétrico.** Disponível em: <<http://www.ons.org.br>>. Acesso em: 24 jul. 2008.

ROSS, Stephen A.; WESTERFIELD, Randolph W.; JAFFE, Jeffrey F. **Administração financeira.** Corporate finance. São Paulo: Atlas, 1995. 698p.

SANTOS, Ariovaldo dos; CUNHA, Jacqueline V. Alves da; RIBEIRO, Maisa de S. A demonstração do valor adicionado como instrumento de mensuração da distribuição da riqueza. **Revista Contabilidade e Finanças – USP**, São Paulo, n. 37, jan./abr. 2005.

SANTOS, Neusa Maria Bastos F. **Impacto da cultura organizacional no desempenho das empresas, conforme mensurado por indicadores contábeis.** 1992. 200 f. Tese (Doutorado) - Departamento de Contabilidade e Atuária da Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1992.

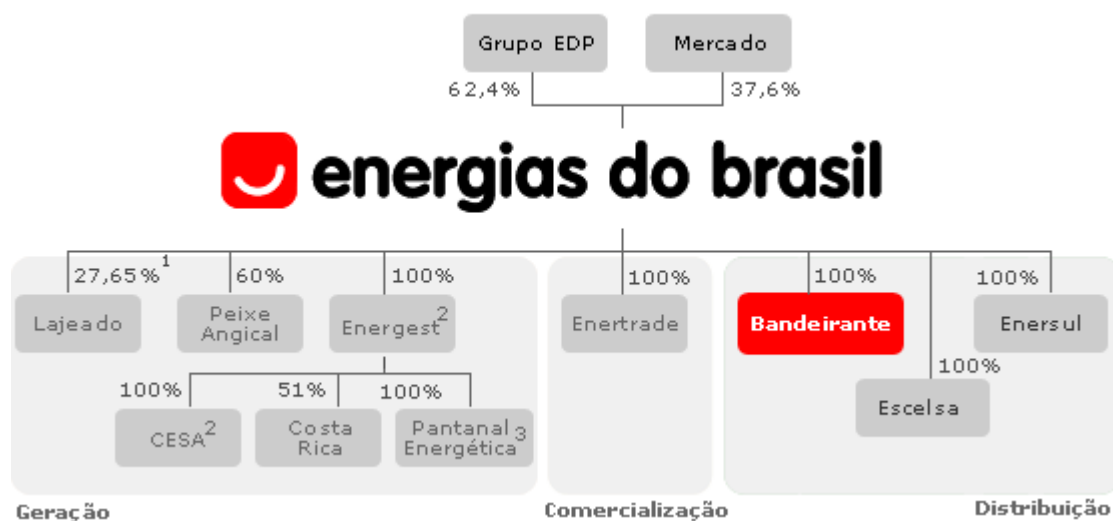
TINOCO, João E. P. **Balanco social:** uma abordagem da transparência e da responsabilidade pública das organizações. São Paulo: Atlas, 2001.

VALOR ECONÔMICO. **Mil maiores empresas, edição especial.** Brasil, n. 8, ago. 2008.

ANEXOS

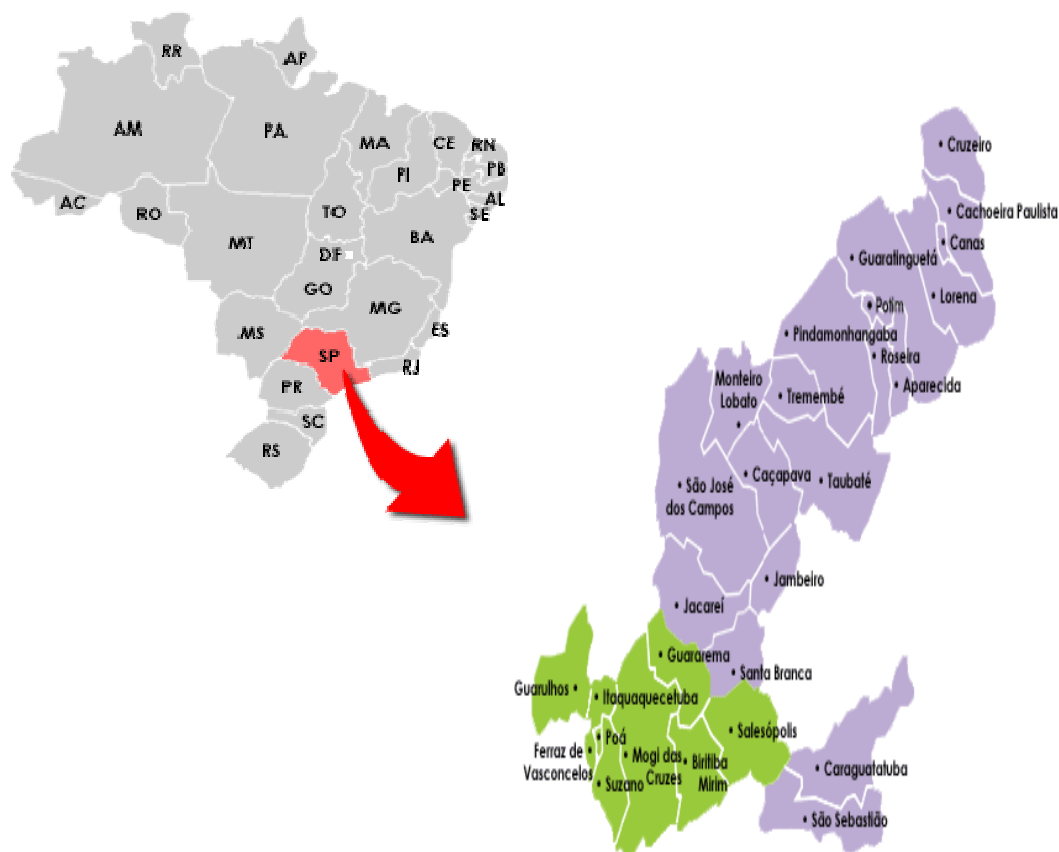
ANEXO A – QUADRO SOCIETÁRIO DA BANDEIRANTE
ANEXO B – ÁREA DE CONCESSÃO DA BANDEIRANTE
ANEXO C – QUADRO SOCIETÁRIO DA CPFL E PIRATININGA
ANEXO D – ÁREA DE CONCESSÃO DA CPFL
ANEXO E – ÁREA DE CONCESSÃO DA PIRATININGA
ANEXO F – QUADRO SOCIETÁRIO DA ELEKTRO
ANEXO G – ÁREA DE CONCESSÃO DA ELEKTRO
ANEXO H – QUADRO SOCIETÁRIO DA ELETROPAULO
ANEXO I – ÁREA DE CONCESSÃO DA ELETROPAULO

ANEXO A – QUADRO SOCIETÁRIO DA BANDEIRANTE



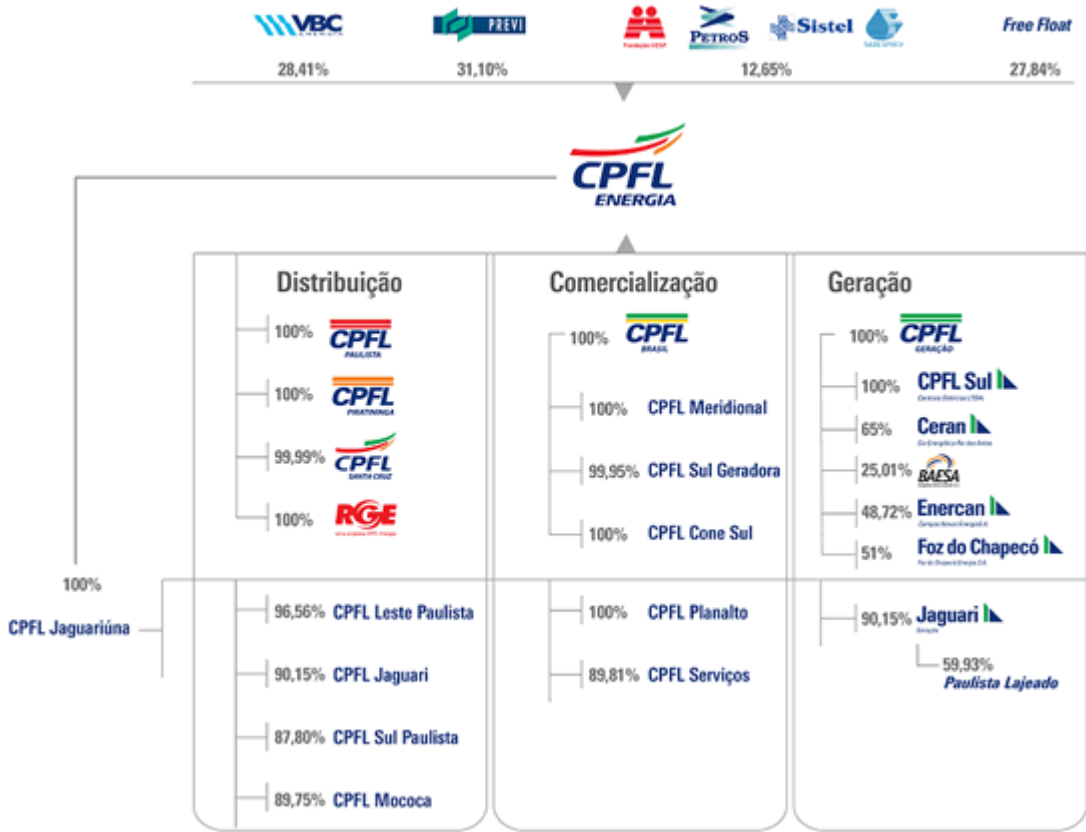
Fonte: Site da empresa <www.bandeirante.com.br>

ANEXO B – ÁREA DE CONCESSÃO DA BANDEIRANTE

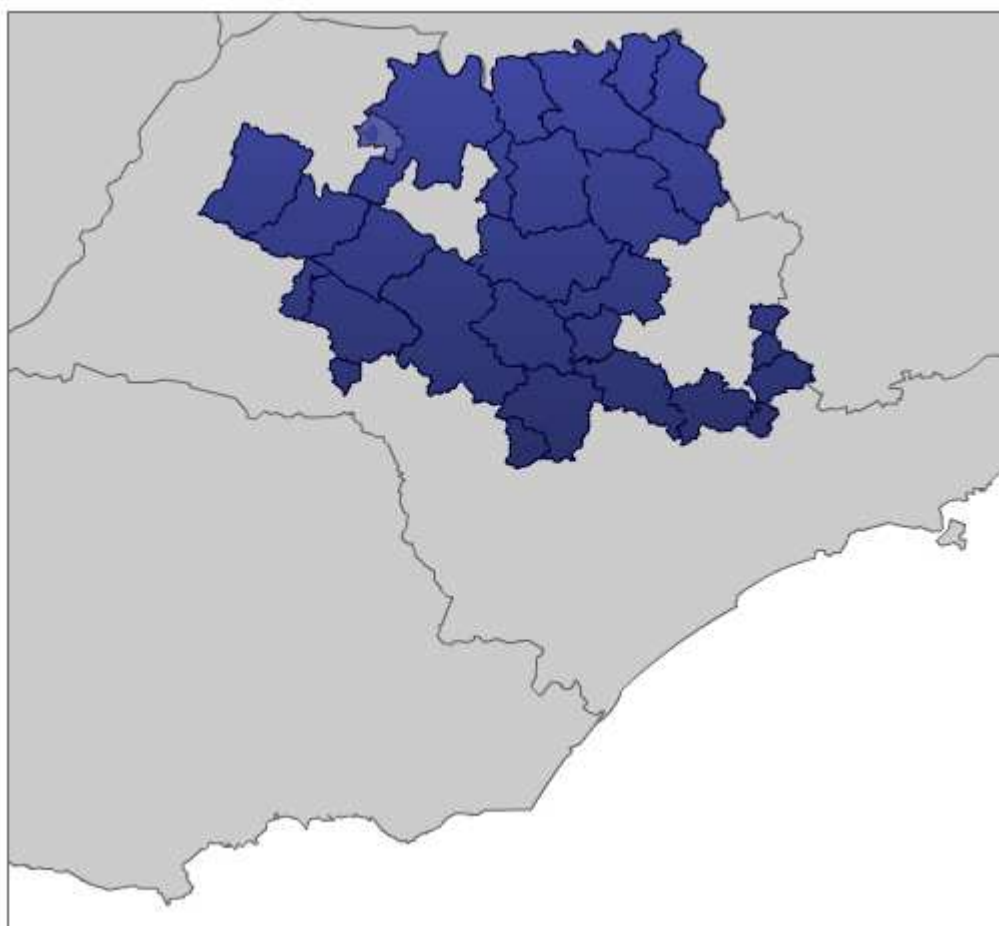


Fonte: Site da empresa <www.bandeirante.com.br>

ANEXO C – QUADRO SOCIETÁRIO DA CPFL E PIRATININGA



Fonte: Site da empresa <www.cpfl.com.br>

ANEXO D – ÁREA DE CONCESSÃO DA CPFL

Fonte: Site da empresa <www.cpfl.com.br>

A área de concessão abrange 234 municípios do interior do Estado de São Paulo, demonstrado no mapa acima, cujos principais municípios são Campinas, Ribeirão Preto, Bauru e São José do Rio Preto.

ANEXO E – ÁREA DE CONCESSÃO DA PIRATININGA



Fonte: Site da empresa <www.cpfl.com.br>

ANEXO F – QUADRO SOCIETÁRIO DA ELEKTRO

COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA ATUAL - APÓS GRUPAMENTO DE AÇÕES EM 05/05/2008						
Acionista	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Total de Ações	
	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)	Quantidade	Part (%)
AEI Brazil Finance Ltd.	-	0,00%	66.744.382	65,51%	66.744.382	34,45%
AEI Investimentos Energéticos Ltda.	6.579.221	7,16%	-	0,00%	6.579.221	3,40%
EPC - Empresa Paranaense Comercializadora Ltda.	59.310.480	64,55%	-	0,00%	59.310.480	30,61%
ETB - Energia Total do Brasil Ltda.	25.964.606	28,26%	34.535.214	33,90%	60.499.820	31,22%
Acionistas Minoritários	26.665	0,03%	598.697	0,59%	625.362	0,32%
Total	91.880.972	100,00%	101.878.293	100,00%	193.759.265	100,00%
Participação sobre o total de Ações		47,42%		52,58%		100,00%

Fonte: Site da empresa <www.elektro.com.br>

ANEXO G – ÁREA DE CONCESSÃO DA ELEKTRO



Fonte: Site da empresa <www.elektro.com.br>

- **Regional de Andradina**

A Regional de Andradina está localizada a 638 km da Capital do Estado de São Paulo e atende 44 cidades, incluindo 5 municípios do Estado do Mato Grosso do Sul.

- **Regional de Atibaia**

A Regional de Atibaia é a mais próxima da Capital de São Paulo (65 km pela Rodovia Fernão Dias). Ela atende 25 cidades e o maior número de unidades consumidoras da Elektro (cerca de 285 mil).

- **Regional de Guarujá**

A 97 km do município de São Paulo, a Regional de Guarujá tem um pouco mais de 3,7 mil km de extensão de rede primária e a menor quantidade de cidades atendidas (10).

- **Regional de Itanhaém**

A Regional de Itanhaém está a 120 km da cidade de São Paulo e atende o Litoral Sul e grande parte do Vale do Ribeira. Ao todo, são 19 municípios.

- **Regional de Limeira**

A Regional de Limeira, a 151 km do município de São Paulo, atende 13 cidades e possui a menor área das regionais da Elektro.

- **Regional de Rio Claro**

Localizada a 185 km do município de São Paulo, a Regional de Rio Claro atende 14 cidades.

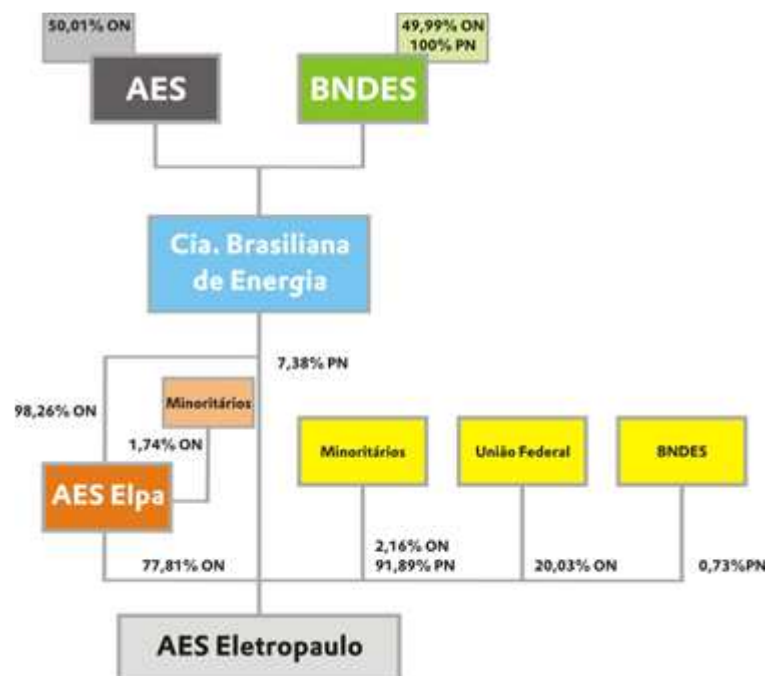
- **Regional de Tatuí**

A Regional de Tatuí está a 143 km do município de São Paulo e abrange 38 cidades.

- **Regional de Votuporanga**

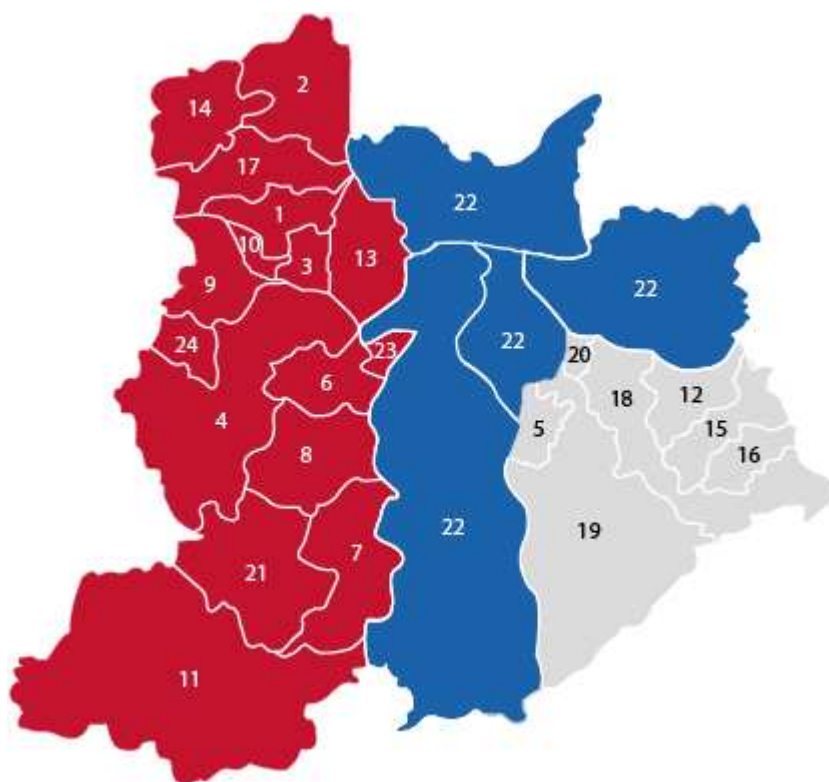
A Regional de Votuporanga, a 510 km do município de São Paulo, atende a 65 municípios do Noroeste Paulista e 190,8 mil unidades consumidoras.

ANEXO H – QUADRO SOCIETÁRIO DA ELETROPAULO



Fonte: Site da empresa <www.eletropaulo.com.br>

ANEXO I – ÁREA DE CONCESSÃO DA ELETROPAULO



Fonte: Site da empresa <www.eletropaulo.com.br>

1-Barueri /2-Cajamar /3-Carapicuíba /4-Cotia /5-Diadema /6-Embu /7-Embu-Guaçu /8-Itapeçerica da Serra/9-Itapevi /10-Jandira /11-Juquitiba /12-Mauá / 13-Osasco 14-Pirapora do Bom Jesus /15-Ribeirão Pires /16-Rio Grande da Serra /17-Santana de Parnaíba /18-Santo André /19-São Bernardo do Campo /20-São Caetano do Sul /21-São Lourenço da Serra /22-São Paulo /23-Taboão da Serra /24-Vargem Grande Paulista