Tractebel Energia

suez

TBLE3 NOVO MERCADO BOVESPA BRASIL

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
Companhia Aberta
CNPJ/MF n.º 02.474.103/0001-19
Rua Antonio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC

R$ 1.500.000.000,00

Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures Simples da **TRACTEBEL ENERGIA S.A.**, companhia aberta com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antonio Dib Mussi, 366, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103/0001-19 (**"Programa de Distribuição"** e **"Companhia"**, respectivamente). O Programa de Distribuição foi aprovado conforme deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007, cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina - JUCESC em 5 de junho de 2007, sob n.º 20071600230, e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, edição nacional, em 13 de junho de 2007. O Programa de Distribuição foi aprovado e arquivado na Comissão de Valores Mobiliários (**"CVM"**) em 19 de junho de 2007, sob o n.º CVM/SRE/PRO/2007/003.

No âmbito do Programa de Distribuição, a Companhia terá a faculdade de ofertar ao público debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária (**"Debêntures"**). As ofertas de Debêntures a serem realizadas pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição estão limitadas ao montante de R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) durante o prazo de vigência do Programa de Distribuição, qual seja, 2 (dois) anos contados da data do respectivo arquivamento perante a CVM.

As características específicas das Debêntures a serem ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição e as demais condições relativas a cada oferta de Debêntures, inclusive a classificação de risco e o código ISIN das Debêntures, serão definidas e/ou informadas pela Companhia à época de cada oferta e descritas em suplemento a este prospecto definitivo (**"Prospecto"**), na forma da Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada (cada, um **"Suplemento"**).

"A Companhia e o Coordenador do Programa de Distribuição declaram que este Prospecto contém todas as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores, do Programa de Distribuição, da Companhia, suas atividades e sua situação econômico-financeira, dos riscos inerentes às atividades da Companhia, bem como quaisquer outras informações relevantes, tendo sido elaborado de acordo com as disposições da Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003."

"Este Prospecto não representa oferta pública de Debêntures pela Companhia. Qualquer oferta pública de Debêntures ao amparo do Programa de Distribuição está sujeita ao registro prévio junto à CVM, nos termos da Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003."

"Antes de tomar decisão de investimento nas Debêntures que venham a ser ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição, a Companhia e o Coordenador Líder do Programa de Distribuição recomendam aos potenciais investidores a leitura deste Prospecto em conjunto com o Suplemento referente à oferta pública de Debêntures específica, bem como as respectivas seções que tratam dos Fatores de Risco da Companhia e de cada oferta de Debêntures específica."

"O arquivamento do Programa de Distribuição não implica, por parte da CVM, garantia de veracidade das informações prestadas ou em julgamento sobre a qualidade da Companhia, bem como sobre as Debêntures a serem ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição."

Para avaliação dos riscos associados à Companhia, os investidores devem ler a Seção "Fatores de Risco", nas páginas 37 a 47 deste Prospecto.

ANBID

"A(O) presente oferta pública/programa foi elaborada(o) de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, o qual se encontra registrado no 4º Ofício de Registro de Títulos e Documentos da Comarca de São Paulo, Estado de São Paulo, sob o nº 5032012, atendendo, assim, a(o) presente oferta pública/programa, aos padrões mínimos de informação contidos no código, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade da emissora e/ou ofertantes, das instituições participantes e dos valores mobiliários objeto da(o) oferta pública/programa."

Coordenador Líder do Programa de Distribuição

UNIBANCO

A data deste Prospecto Definitivo é 18 de junho de 2008

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO

- **Definições** 11
- **Glossário de Termos Técnicos** 17
- **Informações Cadastrais da Companhia** 21
  - Identificação 21
  - Sede 21
  - Data e número de registro da Companhia na CVM como companhia aberta 21
  - Diretor de Relações com Investidores 21
  - Atendimento aos Acionistas 21
  - Auditores Independentes 21
  - Acionista Controlador 21
  - Títulos e Valores Mobiliários emitidos até 31 de março de 2008 21
  - Jornais nos quais a Companhia divulga informações 21
  - E-mail e *website* para informações aos investidores e ao mercado 21
- **Informações sobre os Administradores, Assessores Legais e Auditores Independentes** 22
  - Administradores da Companhia 22
  - Coordenador Líder do Programa de Distribuição 22
  - Assessores Legais 22
  - Auditores Independentes 23
  - Declaração da Companhia 24
  - Declaração do Coordenador Líder 24
- **Características do Programa de Distribuição e das Debêntures** 25
  - Ato societário que aprovou o Programa de Distribuição 25
  - Valor Total 25
  - Prazo de Duração 25
  - Valores mobiliários a serem ofertados no âmbito do Programa de Distribuição 25
  - Coordenador Líder 25
  - Outros consultores envolvidos no Programa de Distribuição 25
  - Atualização 25
  - Debêntures 26
  - Valor total do Programa de Distribuição 26
- **Destinação dos Recursos** 27
- **Informações sobre o Coordenador Líder do Programa de Distribuição** 28
  - Informações Gerais 28
  - Relacionamento da Companhia com o Coordenador Líder 29
  - Vinculação Societária 29
- **Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição** **30**
  - Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição 30
  - Conflito de Interesses 30
- **Descritivo Preliminar** 31
  - A Companhia 31
    - Histórico 31
    - Novo Mercado 31
    - Eventos relevantes recentes 32
    - Parque Gerador 32
    - Destaques 33
    - Estratégias da Companhia 34
  - O Grupo SUEZ 34
  - Estrutura Societária 35
- **Capitalização** 36
- **Fatores de Risco** 37
  - Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos 37
  - Riscos Relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro 39
  - Riscos Relacionados à Companhia 41
  - Riscos Relacionados às Debêntures 46

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- **Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas da Companhia** 51

Exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 52
Demonstração de Resultado 52
Balanço Patrimonial 53
Períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008 54
Demonstração de Resultado 54
Balanço Patrimonial 55

- **Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia** 56

Impactos da inflação e outros fatores macroeconômicos nos resultados da Companhia 56
Sumário das principais práticas contábeis da Companhia 56
Aplicações financeiras 56
Provisão para créditos de liquidação duvidosa 56
Imposto de renda e contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido) 57
Almoxarifado 57
Ativos indexados 57
Investimentos 57
Imobilizado 57
Empréstimos, financiamentos e debêntures 57
Derivativos 57
Demais obrigações 57
Provisão para contingências 58
Benefícios pós-emprego 58
Resultado do exercício 58
Reconhecimentos dos efeitos inflacionários 58
Uso de estimativas 58
Ajuste a valor presente 58
Demonstrações contábeis consolidadas 58
Reclassificação das Demonstrações Contábeis 58
Fornecimento de energia elétrica 59
Combustível para produção de energia elétrica 59
Repasse – CCD/CDE – Venda de Cinzas 59
Encargos do passivo atuarial 59
Depósitos Judiciais 59
Reclassificações 59
Mudança de Práticas Contábeis no exercício de 2006 60
Provisão para grandes manutenções 60
Aplicação de recursos em P&D 60
Comparação dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005 e 2006 60
Considerações sobre os resultados operacionais 60
Considerações sobre as contas patrimoniais 62
Comparação dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006 e 2007 64
Considerações sobre os resultados operacionais 64
Considerações sobre as contas patrimoniais 66
Comparação dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia nos períodos encerrados em 31 de dezembro de 2007 e 2008 67
Considerações sobre os resultados operacionais 67
Considerações sobre as contas patrimoniais 69
Outras considerações a respeito dos resultados operacionais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008 71

Liquidez e recursos de capital 71
Endividamento 72
Análise da capacidade de pagamento da Companhia 83
Informações subseqüentes relevantes que não constam nas demonstrações financeiras e informações trimestrais da Companhia 84
Notas Promissórias Comerciais 84
Aquisição de Ponte de Pedra pela Energia América do Sul 84
- **Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro 85**
Geral 85
Capacidade de geração 85
Consumo de energia elétrica no País 85
Concessões 85
Penalidades aplicáveis às Concessionárias 86
Principais entidades regulatórias 87
Ministério de Minas e Energia – MME 87
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL 87
Conselho Nacional de Política de Energia – CNPE 87
Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS 87
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE 87
Empresa de Pesquisa Energética – EPE 88
Comitê de Monitoramento do Setor de Energia – CMSE 88
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 88
Questionamentos quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 89
Comercialização de energia 89
Ambientes para comercialização de energia elétrica 89
Compras de energia elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 91
Contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 95
A desverticalização no âmbito do novo marco regulatório 96
Garantias financeiras 96
Remuneração das Geradoras 97
Remuneração das Geradoras termelétricas 98
Mecanismo de Realocação de Energia – MRE 98
Alocação do MRE 98
Energia secundária 99
Programa prioritário de termeletricidade 99
Incentivos a fontes alternativas de energia 100
Encargos setoriais 100
Tarifas de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão 100
Cobrança pela utilização de recursos hídricos 101
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia – TFSEE 101
Tarifas de Distribuição 101
Reserva Global de Reversão – RGR 102
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE 103
Contribuição para P&D 104
Conta Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC 104
Inadimplemento de encargos setoriais 104
Racionamento 104
Acordo geral do setor elétrico 104
Aspectos Ambientais 105
Responsabilidade ambiental 105
Licenciamento ambiental 105
Recursos hídricos 106

- **Atividades da Companhia** 107

Histórico 107
Novo Mercado 107
Eventos relevantes recentes 107
Objeto social 109
Estrutura societária 109
Controladas 110
Tractebel Energia Comercializadora 110
Lages Bioenergética 110
Itasa 111
Delta Energética 111
MAESA 112
CESS 112
Lagoa Formosa 113
Energia América do Sul 113
Gama 113
Épsilon 113
Descrição dos negócios da Companhia e mercado de atuação (interno e externo) 113
Parque Gerador 114
Índices de geração 115
Fatores macroeconômicos que influenciam os negócios da Companhia 118
Relação de dependência dos mercados nacional e/ou estrangeiro 118
Efeitos da ação governamental nos negócios da Companhia 118
Regulamentação específica do setor elétrico 118
Clientes 120
Distribuidoras e Comercializadoras 120
Consumidores Industriais 121
Relacionamento com clientes 122
Processos produtivos 123
Geração hidrelétrica – usinas em operação 123
Geração termelétrica – usinas em operação 125
Unidade de co-geração 126
Concessões e autorizações 127
Contrato de concessão da UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago 128
Contrato de concessão UHE Itá 129
Contrato de concessão da UHE Machadinho 129
Contrato de concessão da UHE Cana Brava 129
Prorrogação das concessões das usinas 130
Produtos e Serviços 130
Energia sob medida 130
Energia de *back-up* 130
Qualidade da energia 131
Medição e gerenciamento de carga 131
Co-geração 131
Relacionamento com Fornecedores 131
Política de compra de bens, materiais e serviços 132
Energia elétrica 132
Matéria-prima e insumos – combustíveis fósseis 132
Construção 133
Sazonalidade 133
Concorrência 133
Marketing 135
Política de crédito, inadimplência e cobrança 135
Provisão para devedores duvidosos 136

Patentes, marcas e licenças 136
Tecnologia da informação 136
Propriedades, plantas e equipamentos 137
Aspectos ambientais 137
Adesão à padrões internacionais relativos à proteção ambiental 138
Licenciamento ambiental 138
Política de meio ambiente 142
Acidentes ambientais 142
Relacionamento com a comunidade e com o meio ambiente 142
Produção de energia sustentável 142
Programas ambientais nas usinas 142
Projeto de Mecanismos de Desenvolvimento Limpo – Unidade de co-geração Lages 143
Iniciativas de preservação ambiental 144
Prêmios 146
Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE 148
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D 148
Seguros 149
Apólices de risco e de engenharia 149
Apólices de responsabilidade civil 149
Empregados e política de recursos humanos 150
Quadro de pessoal 150
Renovação do quadro de pessoal 150
Terceirização de mão-de-obra 150
Saúde e segurança 151
Participação nos resultados 151
Participação acionária 151
Plano de previdência privada 151
Gratificação por confidencialidade 153
Outros benefícios 153
Relacionamento com empregados 153
Relacionamento com sindicatos de empregados e greve 154
Responsabilidade Social 154
Ações sociais 154
O exemplo de Cana Brava 154
Projetos sociais 155
Investimentos Relevantes 156
Manutenção e revitalização 156
Ofertas públicas de aquisição de ações e/ou valores mobiliários de emissão de outras sociedades por ações efetuadas pela Companhia 158
Desinvestimentos Relevantes 159
Projeto Jacuí 159
Novos Projetos 159
Contratos Relevantes 160
Contratos de concessão 161
Contratos de compra e venda de energia elétrica 161
Contratos financeiros 162
Garantias em contratos 164
Contratos com fornecedores 164
Contratos de consórcio 167
Contratos comerciais 167
Contratos com partes relacionadas 167
Outros contratos 168
Estratégias da Companhia 168
Crescimento com disciplina financeira 170
Maximação da eficiência do portfólio de clientes 171
Eficiência operacional 172

- **Pendências Judiciais e Administrativas** 173
  Pendências Judiciais 173
    Fiscais 175
    Cíveis 177
    Ambientais 179
    Trabalhistas 179
  Pendências Administrativas 180
  Outras informações relevantes e contingências não abrangidas nos itens anteriores 180
- **Administração** 181
  Conselho de Administração 181
  Diretoria Executiva 181
  Conselho Fiscal 182
  Comitês 182
    Comitê Estratégico 182
  Informações biográficas dos administradores da Companhia 183
    Membros do Conselho de Administração 183
    Membros da Diretoria Executiva 186
    Membros do Conselho Fiscal 187
  Remuneração global dos administradores da Companhia 188
  Relacionamento da Companhia com seus administradores 188
  Relação de parentesco entre os administradores da Companhia ou desses com o Acionistas Controlador 188
  Contratos ou outras obrigações relevantes existente entre os administradores e a Companhia 188
- **Práticas de Governança Corporativa** **189**
    Novo Mercado 189
    Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC 189
    Sarbanes-Oxley Act - SOX 189
    Descontinuidade das práticas de governança corporativa 190
- **Capital Social, Dividendos e Acionistas** 191
  Composição do capital social 191
  Acionista Controlador 191
  Alterações relevantes na participação do Acionista Controlador na Companhia 192
  Ações 192
    Direitos, Vantagens e Restrições 192
    Local de negociação das ações 192
    Ações em tesouraria 192
    Ações de própria emissão detidas pela Companhia 192
    Plano de opção de compra de ações 192
    Ações da Companhia direta ou indiretamente detidas pelos Administradores incluindo decorrentes de planos de opção de compra de ações, exercidas ou não, e outros valores mobiliários conversíveis em ações da Companhia 193
  Políticas empregadas pela administração para negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia 193
  Política de distribuição de dividendos da Companhia nos últimos 5 exercícios sociais 194
    Pagamento de dividendos 194
    Histórico de pagamento de dividendos 195
  Acordo de Acionistas 195
- **Títulos e Valores Mobiliários** 196
  Informações gerais 196
  Ações 196
  American Depositary Receipts 196

Debêntures 197
Notas Promissórias Comerciais.....197
- **Operações e Negócios com Partes Relacionadas.....** 198
Contratos celebrados com partes relacionadas.....198
Itasa 198
Lages Bioenergética 198
Tractebel Energia Comercializadora.....199
CESS.....199
Suez-Tractebel S.A. (controladora indireta).....199
Valores reconhecidos nas contas patrimoniais e de resultados consolidadas da Companhia 200
Garantias a Terceiros 203
Itasa.....203
Lages Bioenergética.....203
CESS.....203

3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração 207
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração 275
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social l encerrado em 31 de dezembro de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração 341
- Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2008 e respectivo parecer dos Auditores Independentes.....419

4. ANEXOS

- Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007 511
- Estatuto Social da Companhia.....519
- Modelo Padrão de Escritura de Emissão 537
- Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03.....563
- Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03 567

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

1. INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Informações Cadastrais da Companhia
- Informações sobre os Administradores, Assessores Legais e Auditores Independentes
- Características do Programa de Distribuição e das Debêntures
- Destinação dos Recursos
- Informações sobre o Coordenador Líder
- Operações vinculadas ao Programa de Distribuição
- Descritivo Preliminar
- Capitalização
- Fatores de Risco

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

ADR	*American Depositary Receipts.*
ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento.
ANA	Agência Nacional de Águas.
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica.
Banco Central	Banco Central do Brasil.
BID	Banco Inter-Americano de Desenvolvimento.
Banco do Brasil	Banco do Brasil S.A.
BM&F	BM&F BOVESPA S.A. – Bolsa de Valores, Mercadorias & Futuros.
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social.
BNDESPAR	BNDES Participações S.A.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo S.A. – BVSP.
BOVESPA FIX	Sistema de Negociação BOVESPA FIX, da BOVESPA.
Brasil ou País	República Federativa do Brasil.
BRDE	Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul.
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica.
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.
CDI	Certificado de Depósito Interbancário.
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.
CE DDN	Sigla de Procedimentos Internos do IBAMA.
CE DP	Sigla de Procedimentos Internos do IAP.
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica.
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina.
CEM	Companhia Energética Meridional - CEM, sociedade incorporada pela Companhia.
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais.
CESP	Companhia Energética de São Paulo.
CESS	Companhia Energética São Salvador.
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental.

CETIP	CETIP S.A. – Balcão Organizado de Ativos e Derivativos.
CGFAU	Coordenação Geral de Fauna do IBAMA.
CIEN	Companhia de Interconexão Energética.
CMN	Conselho Monetário Nacional.
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética.
CODAM/PS	Coordenadoria de Desenvolvimento Ambiental da FATMA/SC.
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
Companhia	Tractebel Energia S.A.
Constituição Federal	Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.
CSN	Companhia Siderúrgica Nacional.
Consórcio Itá	Consórcio constituído em 29 de agosto de 1995, pela Companhia e pela Itasa, para construção e exploração do potencial hidráulico da UHE Itá, empreendimento hidrelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai, para produção de energia elétrica, a ser comercializada e utilizada pelas sociedades consorciadas de acordo com o regime de produção independente.
Consórcio Machadinho	Consórcio constituído em 15 de janeiro de 1997 entre as seguintes empresas: Companhia, CEEE, Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil Ltda., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, para fins de produção de energia elétrica por meio do aproveitamento do potencial hidráulico da UHE Machadinho.
Controladas	Tractebel Energia Comercializadora Ltda., Itá Energética S.A., Lages Bioenergética S.A., Delta Energética S.A., Machadinho Energética S.A. – MAESA, Energia América do Sul Ltda. referidas em conjunto.
Coordenador Líder ou Unibanco	UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A., instituição intermediária responsável pelo Programa de Distribuição.
COPEL	Companhia Paranaense de Energia.
CPMF	Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira.
CPS	Sigla de Procedimentos Internos do órgão "FATMA".
CVM	Comissão de Valores Mobiliários.
Debêntures	Debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária, que poderão ser ofertadas publicamente pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.
Dedini	Dedini Açúcar e Álcool Ltda.

Delta Energética	Delta Energética S.A., sociedade controlada pela Companhia.
Deutsche Bank	Deutsche Bank Aktiengesellschaft.
Dólar	Moeda corrente dos Estados Unidos da América.
Duke Paranapanema	Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A.
EBITDA	*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization* - Lucro Operacional antes das Despesas Financeiras, Impostos e Depreciação.
Eleja	Elétrica Jacuí S.A.
Eletrobrás	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
Eletroger	Eletrobrás Geração S.A., companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobrás, em 1998.
Eletrosul	Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A.
Energia América do Sul	Energia América do Sul Ltda., sociedade controlada pela Companhia.
Enersul	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
EPE	Empresa de Pesquisa Energética.
Épsilon	Épsilon Participações Ltda.
Euro	Euro, moeda corrente em países da União Européia.
FATMA	Fundação do Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina (órgão ambiental do Estado de SC).
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente.
FEPAM	Fundação Estadual de Proteção Ambiental Henrique Luis Roessler do Estado do Rio Grande do Sul, órgão ambiental do Estado do RS.
FINEP	Financiadora de Estudos e Projetos.
FNDCT	Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico.
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.
Gama	Gama Participações Ltda.
GASBOL	Gasoduto Bolívia-Brasil.
Gerasul	Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A., subsidiária regional da Eletrobrás que teve origem na cisão parcial da Eletrosul, em dezembro de 1997, tendo sido privatizada no ano de 1998. Antiga denominação da Companhia.
Grupo Santander	Grupo composto por empresas sediadas em diversos países e controladas direta ou indiretamente pelo Banco Santander Central Hispano S.A.

Grupo Suez	Grupo de empresas com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, com foco nos setores de energia e meio ambiente. Integram o Grupo Suez, dentre outras sociedades, Suez Tractebel Sociètè Anonyme, Suez Energy South America Participações Ltda. e a Companhia.
GUS	Sigla de Procedimentos Internos da Agência Ambiental de Goiás.
IBRACON	Instituto dos Auditores Independentes do Brasil
IAP	Instituto Ambiental do Paraná.
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis.
IGPM	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas.
IMASUL	Instituto de Meio Ambiente do Mato Grosso do Sul.
Impregilo	Impregilo International Infrastructures N.V.
INPI	Instituto Nacional da Propriedade Intelectual.
Instrução CVM n.º 400/03	Instrução da CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada.
Instrução CVM n.º 409/04	Instrução da CVM n.º 409, de 18 de agosto de 2004, conforme alterada.
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Ampliado.
Itaipu	Itaipu Binacional, UHE detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai.
Itasa	Itá Energética S.A., sociedade controlada pela Companhia.
JUCESC	Junta Comercial do Estado de Santa Catarina – JUCESC.
Lages Bioenergética	Lages Bioenergética S.A., sociedade controlada pela Companhia.
Lagoa Formosa	Lagoa Formosa Bioenergética Ltda.
LAI	Licença Ambiental de Instalação.
LAO	Licença Ambiental de Operação.
Lei 9.427/96	Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996, conforme alterada.
Lei 9.991/00	Lei n.º 9.991, de 24 de setembro de 2000, conforme alterada.
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, conforme alterada.
Lei de Concessões	Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, conforme alterada.
Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico	Lei n.º 10.848, de 15 de março de 2004, regulamentada pelo Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, pelo Decreto n.º 5.175, de 9 de agosto de 2004, e pelo Decreto n.º 5.184, de 16 de agosto de 2004.

Lei do Setor Elétrico	Lei n.º 9.648, de 27 de maio de 1998, conforme alterada.
LF	Licença de Funcionamento.
LGS	Sigla de Procedimentos Internos do órgão FATMA.
LO	Licença de Operação.
LP	Licença Prévia.
MAESA	Machadinho Energética S.A., sociedade na qual a Companhia detém participação por meio do Consórcio Machadinho.
MSGás	Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul.
MME	Ministério de Minas e Energia.
Modelo de Escritura de Emissão	Modelo padrão do instrumento particular de escritura de emissão das Debêntures que serão emitidas pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.
NATURAE	Empresa de Consultoria Ambiental.
Novo Mercado	Segmento especial de listagem de ações de emissão de companhias abertas da BOVESPA.
O&M	Operação e manutenção.
Parque Gerador	Parque gerador da Companhia, composto pelas UHE e UTE de propriedade da Companhia, direta ou indiretamente por meio das Controladas, e operadas pela Companhia por meio dos consórcios.
PCAU	Plano de Conservação Ambiental e Usos da Água e do Entorno do Reservatório.
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A.
P&D	Pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.
PIS	Programa de Integração Social.
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças.
Poder Concedente	Governo Federal Brasileiro.
Política Nacional de Recursos Hídricos	Política pública instituída pela Lei n.º 9.433, de 8 de janeiro de 1997.
Política Nacional do Meio Ambiente	Política pública instituída pela Lei n.º 6.938, de 31 de agosto de 1981.
Ponte de Pedra	Ponte de Pedra Energética S.A.
Programa de Distribuição	Programa de Distribuição de Debêntures Simples da Companhia, arquivado na CVM sob o n.º CVM/SRE/PRO/2007/003, em 19 de junho de 2007.

Prospecto	Este Prospecto Definitivo do Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures Simples da Companhia.
Protocolo de Kyoto	Tratado internacional sobre mudanças climáticas, que estabelece metas de redução de gases poluentes para os países industrializados. O Protocolo de Kyoto foi finalizado em 1997, baseado nos princípios da Convenção-Quadro da Organização das Nações Unidas sobre Mudança do Clima de 1992 e entrou em vigor dia 16 de fevereiro de 2005.
Regulamento de Arbitragem	Regras seguidas pelos participantes do Novo Mercado em caso de conflito.
RGE	Rio Grande Energia S.A.
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária.
Seival	Seival Participações S.A.
SELIC	Sistema Especial de Liquidação e de Custódia.
SESA ou Acionista Controlador	Suez Energy South America Participações Ltda., controladora direta da Companhia, outrora denominada Tractebel EGI South America Ltda. e Tractebel Sul Ltda. A alteração da denominação social foi realizada com o escopo de uniformizar mundialmente o nome das empresas do Grupo Suez.
Skanska	Skanska Infrastructure Development (Brasil) Participações Ltda.
Suez Tractebel	Suez Tractebel Sociètè Anonyme, controladora indireta da Companhia, com sede em Bruxelas, na Bélgica.
STF	Supremo Tribunal Federal.
STJ	Superior Tribunal de Justiça.
Taxa DI	Taxas médias dos Depósitos Interfinanceiros DI de um dia, over extra grupo, expressa na forma percentual ao ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias, calculada e divulgada pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na internet (http://www.cetip.com.br) e no jornal "Gazeta Mercantil", edição nacional, ou, na falta deste, em outro jornal de grande circulação.
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica.
TJLP	Taxa de Juros de Longo Prazo.
Tractebel Brasil	Tractebel Brasil Ltda.
Tractebel Energia Comercializadora	Tractebel Energia Comercializadora Ltda., sociedade controlada pela Companhia.
TRF	Tribunal Regional Federal.

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

Agente Vendedor	Agente devidamente autorizado e habilitado para a participação nos leilões de energia elétrica na qualidade de vendedor, que poderá oferecer montantes de energia aos agentes interessados/obrigados a adquirir energia elétrica por meio dos referidos leilões.
Auto Produtor	Consumidor de energia elétrica que detenha concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica para seu consumo próprio.
Ambiente de Contratação Livre	Ambiente de contratação onde são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços livremente negociados entre Geradoras, Consumidores Livres, Consumidores Especiais e Comercializadoras.
Ambiente de Contratação Regulada	Ambiente de contratação onde são efetuadas as operações de compra e venda de energia elétrica a preços obtidos por meio de leilões públicos para atendimento ao mercado de Consumidores Cativos das Distribuidoras.
Biomassa	Fontes orgânicas que são usadas para produzir energia a ser convertida em eletricidade, combustível ou calor. Essa energia resulta do processo de fotossíntese realizado pelas plantas, que capturam energia do sol e a transformam em energia química. São exemplos de biomassa utilizada na geração de eletricidade: bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.
Capacidade Instalada	Quantidade máxima de eletricidade que pode ser entregue por uma Unidade Geradora, por uma UHE ou por um parque gerador, em particular em bases de carga total contínua, nos termos e condições específicas, conforme designado pelo produtor.
CCC	Conta Consumo de Combustíveis Fósseis, tem por objetivo possibilitar a cobertura do custo do combustível utilizado pelas UTE por meio de contribuições mensais realizadas por todos os agentes do setor elétrico que comercializam energia elétrica com consumidores finais, quais sejam, Distribuidoras, Geradoras ou Comercializadoras.
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, fiscalizada pela ANEEL, cuja principal função é viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional, sendo responsável por registrar os CCEAR, os contratos resultantes de ajustes de mercado, e o volume de energia contratado no Ambiente de Contratação Livre, bem como pela contabilização e liquidação das transações de comercialização de energia elétrica no âmbito do SIN e das diferenças referentes aos Contratos Bilaterais registrados.
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica que utilizam carvão mineral nacional. Foi criada para apoiar o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia e a universalização dos serviços de energia em todo o País.

Comercializador	Pessoa jurídica, detentora de autorização expedida pela ANEEL, especificamente criada com a finalidade de explorar a atividade de comercialização de energia elétrica a partir da aquisição de energia no Ambiente de Contratação Livre, por meio de Contratos Bilaterais, e da venda dessa energia aos Consumidores Livres, outros comercializadores ou Geradoras, no próprio Ambiente de Contratação Livre, ou às Distribuidoras, nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada.
Consumidor Cativo	Consumidores que não podem negociar livremente a aquisição de energia elétrica e que são atendidos pelas respectivas Distribuidoras locais, às quais estão diretamente conectados.
Consumidores Especiais	Consumidores que podem negociar a aquisição de energia elétrica produzida a partir de fontes alternativas, nos termos do parágrafo quinto, do artigo 26, da Lei 9.427/96, com quaisquer fornecedores de energia que atuam no mercado, por meio da celebração de Contratos Bilaterais no Ambiente de Contratação Livre.
Consumidores Industriais	Indústrias atendidas por fornecedores de energia elétrica na qualidade de Consumidor Livre.
Consumidores Livres	Consumidores que podem negociar a aquisição de energia elétrica livremente com quaisquer fornecedores de energia que atuam no mercado, por meio da celebração de Contratos Bilaterais no Ambiente de Contratação Livre.
Contratos Bilaterais	Contratos de compra e venda de energia livremente negociados entre Geradoras, Comercializadores e Distribuidoras a partir de 2003, quando as entregas de energia contratadas por meio de Contratos Iniciais começaram a ser reduzidas em 25,0% ao ano, de acordo com a Lei do Setor Elétrico.
Contratos de Concessão	Contratos de concessão de uso de bem público para geração de energia elétrica, celebrados entre a Companhia ou, conforme o caso, uma de suas Controladas e o Poder Concedente.
Contratos Iniciais	Contratos de fornecimento de energia elétrica com preços e quantidades aprovados pela ANEEL, celebrados entre as Geradoras e as Distribuidoras, nos termos da Lei do Setor Elétrico.
Distribuidoras	Concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica que atuam no mercado brasileiro de energia elétrica.
Energia Assegurada	Quantidade de energia elétrica de uma usina, estabelecida pelo Poder Concedente no respectivo contrato de concessão, que deverá ser disponibilizada para venda.
Garantia Física	A garantia física de um empreendimento de geração, definido pelo MME e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, corresponde à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para comercialização por meio de contratos, conforme o disposto no Decreto n.º 5.163/04. Veja definição de Energia Assegurada nesta seção do Prospecto.
GCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, criada pelo Governo Federal para administrar a crise de energia elétrica surgida no ano de 2001.

Geração Distribuída	Empreendimento de geração de energia elétrica conectado diretamente ao sistema elétrico de distribuição do comprador, que atenda aos requisitos da Resolução ANEEL n.º 228, de 25 de julho de 2006, e que seja de titularidade de: (i) pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada ao serviço público ou à produção independente; ou (ii) pessoa física, pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que produzam ou venham a produzir energia elétrica destinada à autoprodução, com excedente para comercialização eventual ou temporária.
Geradoras	Companhias concessionárias ou autorizadas a prestar serviços públicos de geração de energia elétrica.
Gigawatt (GW)	Unidade equivalente a um bilhão de Watts.
Gigawatt hora (GWh)	Unidade equivalente a um Gigawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por uma hora ou um bilhão de Watts-hora.
Kilovolt (kV)	Unidade equivalente a mil Volts.
Kilowatt (KW)	Unidade equivalente a mil Watts.
Kilowatt hora (KWh)	Unidade equivalente a um Kilowatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou mil Watts-hora.
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica. Ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas, na qual se processam a compra e venda de energia entre seus participantes, tanto por meio de Contratos Bilaterais quanto em regime de curto prazo, tendo como limites os sistemas interligados do País.
Megawatt (MW)	Unidade equivalente a um milhão de Watts.
Megawatt hora (MWh)	Unidade equivalente a um Megawatt de energia elétrica fornecida ou solicitada por hora ou um milhão de Watts-hora.
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, destinado à distribuição do risco hidrológico entre as Geradoras, na medida em que cada Geradora tem assegurado o pagamento pelo montante de sua Energia Assegurada enquanto os membros do MRE em conjunto forem capazes de satisfazer os níveis de Energia Assegurada do MRE.
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico, criado em 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação, controle e administração das atividades de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional. É composto por Consumidores Livres, Geradoras, Distribuidoras, Comercializadoras e Transmissoras.
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas. Usinas com Capacidade Instalada entre 1 MW e 30 MW que atendam aos requisitos propostos na Resolução ANEEL n.º 652, de 9 de dezembro de 2003.
PDEE	Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica.
Produtor Independente	Pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio de pessoas jurídicas que recebem autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia elétrica produzida, por sua conta e risco.

Programa de Racionamento	Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia, instituído pelo GCE em 2001, que durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, e alterações posteriores.
Rede Básica	Conjunto de linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos com tensão igual ou superior a 230 kV, ou instalações em tensão inferior definidas pela ANEEL.
RGR	Reserva Global de Reversão, instituída pela Lei n.º 5.655, de 20 de maio de 1971, com a finalidade de prover fundos para o pagamento de eventuais indenizações às empresas do setor elétrico brasileiro em determinados casos de revogação ou encampação das respectivas concessões. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição.
SIN	Sistema Interligado Nacional **-** sistema composto pela Rede Básica e demais instalações de transmissão que interliga as unidades de geração e distribuição nos sistemas Sul, Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil.
Transmissoras	Concessionárias de serviços públicos de transmissão de energia elétrica que atuam no mercado brasileiro de energia elétrica.
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, devida pelos usuários (Geradoras, Consumidores Livres e Consumidores Especiais) às Distribuidoras pelo uso de sua rede de distribuição (tensão inferior a 230kv).
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, devida pelos usuários (Geradoras, Consumidores Livres e Consumidores Especiais) às Transmissoras pelo uso de sua rede de transmissão (tensão acima de 230Kv).
UHE	Usina hidrelétrica, unidade de geração que transforma energia potencial da água acumulada no reservatório em eletricidade.
Unidade Geradora	O gerador elétrico e a turbina ou outro dispositivo que o impulsiona, quando referidos em conjunto.
UTE	Usina termelétrica, unidade de geração que transforma energia potencial em energia elétrica a partir da queima de um determinado combustível, que pode ser carvão, óleo diesel, gás, Biomassa ou outros.
Valor Anual de Referência	A média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica de novos empreendimentos nos leilões da ANEEL para o Ambiente de Contratação Regulada com 5 e 3 anos de antecedência, calculado para o conjunto de todas as Distribuidoras do País.
Volt	Unidade básica de tensão de energia elétrica.
Watt	Unidade básica de potência de energia elétrica.

INFORMAÇÕES CADASTRAIS DA COMPANHIA

Identificação.....	A Companhia é uma sociedade por ações com registro de companhia aberta junto à CVM, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103/0001-19, com seus atos constitutivos arquivados na JUCESC sob o NIRE n.º 42.300.024.384.
Sede.....	Rua Antônio Dib Mussi, 366 CEP 88015-110 – Florianópolis – SC
Data e número de registro da Companhia na CVM como companhia aberta.....	28 de maio de 1998 Registro n.º 1732-9
Diretor de Relações com Investidores.....	Sr. Marc Jacques Zelie Verstraete Rua Antônio Dib Mussi, 366 88015-110 – Florianópolis – SC Tel.: (48) 3221-7060 Fax: (48) 3221-7002 E-mail: marc@tractebelenergia.com.br www.tractebelenergia.com.br
Atendimento aos acionistas.....	O atendimento aos acionistas da Companhia é feito pelo Banco Itaú S.A. Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, 707, 9º andar, Torre Eudoro Villela CEP 04344-902 - São Paulo – SP At.: Sr. João Paulo Silva Euvaldo Tel.: (11) 5029-7777 Fax: (11) 5029-7780 E-mail: ri@tractebelenergia.com.br
Auditores Independentes.....	BDO Trevisan Auditores Independentes foi responsável pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios de 2005 e 2006; Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes foi responsável pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 e pela revisão das informações trimestrais do período encerrado em 31 de março de 2008.
Acionista Controlador.....	SESA
Títulos e valores mobiliários emitidos até 31 de março de 2008.....	Ações, ADR, debêntures e notas promissórias comerciais, cujas principais características encontram-se descritas neste Prospecto, na seção "Títulos e Valores Mobiliários".
Jornais nos quais a Companhia divulga informações.....	As informações referentes à Companhia são divulgadas no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, edição nacional.
E-mail e *website* para informações aos investidores e ao mercado.....	marc@tractebelenergia.com.br www.tractebelenergia.com.br

INFORMAÇÕES SOBRE OS ADMINISTRADORES, ASSESSORES LEGAIS E AUDITORES INDEPENDENTES

Administradores da Companhia

Quaisquer dúvidas e/ou informações sobre a Companhia, o Programa de Distribuição e este Prospecto poderão ser obtidas junto ao Diretor de Relações com Investidores e o Gerente de Relações com Investidores da Companhia, no seguinte endereço:

Tractebel Energia S.A.
Rua Antônio Dib Mussi, 366
CEP 88015-110 – Florianópolis – SC

At.: Sr. Marc Jacques Zelie Verstraete
Diretor de Relações com Investidores

Sr. Antônio Previtali Jr.
Gerente de Relações com Investidores

Tel.: (48) 3221-7060/7221
Fax: (48) 3221-7002
E-mail: marc@tractebelenergia.com.br/ previtali@tractebelenergia.com.br
Website: www.tractebel.com.br

Coordenador Líder do Programa de Distribuição

Quaisquer dúvidas e/ou outras informações sobre o Programa de Distribuição e este Prospecto poderão ser esclarecidas e obtidas junto ao Coordenador Líder responsável pelo Programa de Distribuição, no seguinte endereço:

UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A.
Avenida Eusébio Matoso, 891, 19º andar
CEP 05423-901 – São Paulo – SP
At.: Sr. Rogério Assaf Gonçalves Freire
Tel.: (11) 3584-4032
Fax: (11) 3584-1925
E-mail: rogerio.freire@unibanco.com.br

Assessores legais

Os assessores legais da Companhia e do Coordenador Líder podem ser contatados no seguinte endereço:

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados
Alameda Joaquim Eugênio de Lima, 447
01403-001 – São Paulo – SP
At.: Sra. Marina Procknor/ Sra. Pâmela Larissa Miguel
Tel.: (11) 3147-7822
Fax: (11) 3147-7770
E-mail: marina@mattosfilho.com.br/plm@mattosfilho.com.br

Auditores Independentes

A empresa de auditoria responsável por auditar as demonstrações financeiras da Companhia relativas aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005 e 2006 foi a BDO Trevisan Auditores Independentes. As demonstrações financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 e as informações trimestrais da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2008 foram auditadas e revisadas, respectivamente, pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

Os auditores independentes acima referidos podem ser contatados nos seguintes endereços:

BDO Trevisan Auditores Independentes

Avenida Rio Branco, 404, 12º andar
88015-200 – Florianópolis – SC
At.: Sr. Paulo Ricardo Pinto Alaniz
Tel.: (48) 3223-3030
Fax: (48) 3223-3030
E-mail: paulo.ricardo@bdotrevisan.com.br

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Avenida Presidente Wilson, 231, 22º andar
20030-905 – Rio de Janeiro – RJ
At.: Sr. Marcelo Cavalcanti Almeida
Tel.: (21) 3981-0500
Fax: (21) 3981-0600
E-mail: mcavalcanti@deloitte.com

Declaração da Companhia

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, a Companhia declara que o presente Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, assim como que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.

A Companhia declara que as informações contidas neste Prospecto são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, não sendo, de qualquer forma, enganosas ou ilusórias, tendo sido verificadas pelos Srs. Luciano Flavio Andriani e José Carlos Cauduro Minuzzo, diretores estatutários da Companhia, signatários da declaração da Companhia, anexa a este Prospecto.

Assunções, previsões e eventuais expectativas futuras constantes deste Prospecto estão sujeitas a incertezas de natureza econômica, política e competitiva e não devem ser interpretadas como promessa ou garantia de resultados futuros ou desempenho da Companhia. Os potenciais investidores deverão conduzir suas próprias investigações acerca de eventuais tendências ou previsões discutidas ou inseridas neste Prospecto, bem como acerca das metodologias e assunções em que se baseiam as discussões dessas tendências e previsões.

Declaração do Coordenador Líder

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, o Coordenador Líder declara que o presente Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, dos riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes, assim como que este Prospecto foi elaborado de acordo com as normas pertinentes.

O Coordenador Líder declara que tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela Companhia contempladas neste Prospecto fossem verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, tendo sido as referidas informações verificadas pela Sra. Claudia Politanski e pelo Sr. Eduardo Figueiredo de Freitas, diretores estatutários do Coordenador Líder, signatários da declaração do Coordenador Líder anexa a este Prospecto.

Assunções, previsões e eventuais expectativas futuras constantes deste Prospecto estão sujeitas a incertezas de natureza econômica, política e competitiva e não devem ser interpretadas como promessa ou garantia de resultados futuros ou desempenho da Companhia. Os potenciais investidores deverão conduzir suas próprias investigações acerca de eventuais tendências ou previsões discutidas ou inseridas neste Prospecto, bem como acerca das metodologias e assunções em que se baseiam as discussões dessas tendências e previsões.

CARACTERÍSTICAS DO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO E DAS DEBÊNTURES

Ato societário que aprovou o Programa de Distribuição.....	Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007, cuja ata foi arquivada perante a JUCESC em 5 de junho de 2007, sob o n.º 20071600230, e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, em 13 de junho de 2007.
Valor total.....	R$ 1.500.000.000,00.
Prazo de duração.....	2 anos contados da data de arquivamento do Programa de Distribuição perante a CVM, qual seja, 19 de junho de 2007.
Valores mobiliários a serem ofertados pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.....	Debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária.
Coordenador Líder	UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A.
Outros consultores envolvidos no Programa de Distribuição.....	Assessores legais: Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados.
Atualização.....	Nos termos da Instrução CVM n.º 400/03, este Prospecto e as demais informações relacionadas ao Programa de Distribuição deverão ser atualizados pela Companhia no prazo máximo de 1 ano contado do arquivamento do Programa de Distribuição junto à CVM ou por ocasião da apresentação das demonstrações financeiras anuais da Companhia à CVM, o que ocorrer primeiro, sem prejuízo de eventuais atualizações efetuadas a cada oferta pública de Debêntures que venha ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição.

Debêntures

Poderão ser objeto de oferta pública ao amparo do Programa de Distribuição, debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou com garantia real ou flutuante ou quirografária, de emissão da Companhia. Cada oferta pública de Debêntures a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição deverá ser aprovada por deliberação do Conselho de Administração da Companhia ou da Assembléia Geral de Acionistas (dependendo das características das Debêntures). Além disso, cada emissão de Debêntures deverá ser amparada por um "Instrumento Particular de Escritura de Emissão de Debêntures" (observado o Modelo de Escritura de Emissão anexo a este Prospecto), documento que regulará os termos e condições de cada emissão de Debêntures, bem como as obrigações da Companhia com relação a tais emissões.

Cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição poderá ter características distintas. Além disso, as Debêntures objeto de cada emissão poderão ser de diferentes espécies, conforme indicadas no parágrafo acima, bem como ter diferentes termos e condições referentes à remuneração, prazo de vencimento, local de negociação, condições de repactuação, amortização, etc. Competirá à Companhia definir todas as características e direitos das Debêntures de cada oferta pública que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição, mediante a elaboração do respectivo Suplemento, incluindo a quantidade, a classe e a espécie de Debêntures a serem emitidas, bem como seus respectivos direitos, vantagens e restrições, especificando, ainda, aqueles direitos, vantagens e restrições decorrentes de eventuais decisões da Assembléia ou do Conselho de Administração que deliberar a oferta pública.

Todas as ofertas públicas de Debêntures que venham a ser realizadas ao amparo do Programa de Distribuição serão amparadas por este Prospecto e pelo respectivo Suplemento, na forma da Instrução CVM n.º 400/03.

O Suplemento será o documento que descreverá as condições e o cronograma das etapas de cada oferta pública de Debêntures da Companhia no âmbito do Programa de Distribuição, bem como disponibilizará informações atualizadas sobre a Companhia, suas atividades e situação financeira, se for o caso. A classificação de risco das Debêntures e o respectivo Código ISIN serão igualmente informados no Suplemento.

Valor total do Programa de Distribuição

A Companhia decidirá como e quando captará os recursos no âmbito do Programa de Distribuição. Não há valores mínimos ou valores máximos para as ofertas públicas de Debêntures a serem realizadas no âmbito do Programa de Distribuição, desde que observado o limite do valor total do Programa de Distribuição, ou seja, R$ 1.500.000.000,00.

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e/ou sobre o Programa de Distribuição podem ser obtidas junto à Companhia, ao Coordenador Líder ou à CVM.

DESTINAÇÃO DOS RECURSOS

Os recursos que venham a ser obtidos pela Companhia quando da realização de cada oferta pública de Debêntures ao amparo do Programa de Distribuição serão utilizados de acordo com as necessidades da Companhia à época de cada oferta pública, podendo ser destinados, por exemplo, ao financiamento das atividades da Companhia, desenvolvimento e ampliação de seu mercado de atuação, bem como ao pagamento de dívidas de curto e/ou longo prazo da Companhia.

O Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição trará uma descrição específica da destinação dos recursos provenientes de cada oferta pública, assim como informações sobre eventuais fontes alternativas de captação de recursos da Companhia nos casos em que existir a possibilidade de distribuição parcial de Debêntures.

O Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição contemplará, na seção que tratar sobre a destinação de recursos, dentre outras, as seguintes informações: (i) exposição clara e objetiva da destinação dos recursos obtidos com a distribuição pública das Debêntures emitidas e seus eventuais impactos na situação patrimonial e nos resultados da Companhia; (ii) caso os recursos sejam, direta ou indiretamente, utilizados na aquisição de ativos, à exceção daqueles adquiridos no curso regular dos negócios, descrição sumária de tais ativos e seus custos, sendo que caso sejam adquiridos de partes relacionadas, informações de quem serão comprados e como o custo será determinado; (iii) caso os recursos sejam utilizados na aquisição de outros negócios, a descrição sumária de tais negócios e o estágio das aquisições, sendo que caso sejam adquiridos de partes relacionadas, informações de quem serão comprados e como o custo será determinado; (iv) caso parte significativa dos recursos seja utilizada para abater dívidas, a descrição das taxas de juros e prazos de tais dívidas e, para as dívidas incorridas a partir do ano anterior ao da emissão das Debêntures, destinação dos recursos nos termos de (ii) e (iii) acima; (v) no caso de apenas parte dos recursos ser obtida por meio da oferta pública de Debêntures em questão, as outras formas de captação para consecução dos objetivos originalmente previstos e, na hipótese de previsão de vários objetivos e apenas parte dos recursos for obtida, quais serão os objetivos prioritários; (vi) se for o caso, a descrição de outras fontes de recursos a serem destinados aos mesmos objetivos a que se destinam os recursos captados com a oferta pública de Debêntures em questão; e (vii) as fontes alternativas de captação de recursos, em caso de distribuição parcial das Debêntures.

INFORMAÇÕES SOBRE O COORDENADOR LÍDER DO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO

Informações gerais

O Unibanco está entre os maiores bancos privados brasileiros, oferecendo uma ampla gama de produtos e serviços financeiros para uma diversificada base de clientes pessoas físicas e jurídicas, de todos os segmentos de renda. Os negócios do Unibanco compreendem os segmentos de varejo, atacado, seguros e previdência e gestão de patrimônios. O Unibanco ocupa uma sólida posição de mercado em todas as áreas em que atua.

Valendo-se de estratégia de cobertura regional, a área de atacado do Unibanco tem aproximadamente 2.850 clientes, divididos entre médias e grandes empresas. Além disso, o Unibanco atende mais de 500 investidores institucionais no Brasil e no exterior. O Unibanco tem ocupado posições de destaque nos *rankings* em Renda Fixa, Fusões e Aquisições, *Project Finance* e Renda Variável.

De acordo com o *ranking* ANBID de originação e distribuição de renda fixa de operações no mercado doméstico, divulgado em fevereiro de 2008, o Unibanco ocupa o 2º lugar, com uma participação de mercado de aproximadamente 19,0%.

Com larga experiência em emissões de títulos de renda fixa no mercado de capitais brasileiro, o Unibanco coordenou diversas operações de destaque nos últimos anos.

Em 2006, o Unibanco participou, entre outras, (a) como coordenador líder (i) do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC Caiuá, no valor de R$ 110,1 milhões; (ii) da 1ª emissão de debêntures da Diagnósticos da América S.A., no valor de R$ 202,5 milhões; (iii) da 1ª emissão de debêntures da Companhia de Bebidas das Américas - AmBev, no valor de R$ 2,1 bilhões; (iv) da 1ª emissão de debêntures da Andrade Gutierrez Participações S.A., no valor de R$ 120 milhões; (v) da 1ª emissão de debêntures da Concessionária Ecovias dos Imigrantes S.A., no valor de R$ 450 milhões; (vi) da 1ª emissão de debêntures da Cemig Distribuição S.A., no valor de R$ 250 milhões; (vii) da 8ª emissão de debêntures da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. no valor de R$ 800 milhões e (b) como coordenador (i) da 4ª emissão de debêntures da Ampla Energia, no valor de R$ 370 milhões; (ii) da 1ª emissão de debêntures da Lupatech S.A., no valor de R$ 227 milhões; (iii) da 6ª emissão de debêntures da Net – Serviços de Comunicação S.A., no valor de R$ 580 milhões e (iv) da 5ª emissão de debêntures da Light Serviços de Eletricidade S.A., no valor de R$ 1,0 bilhão; (v) da 1ª emissão de debêntures da Tam S.A., no valor de R$ 500 milhões; e (vi) da 6ª emissão de debêntures da ALL América Latina Logística S.A., no valor de R$ 700 milhões.

Em 2007, o Unibanco participou, entre outras, (a) como coordenador líder (i) da 1ª emissão de notas promissórias da Nova América S.A. Agroenergia, no valor de R$100 milhões; (ii) da 1ª emissão de debêntures simples da Cemig Geração e Transmissão S.A. no valor de R$ 582 milhões; (iii) da 3ª emissão de debêntures da Lojas Americanas S.A., no valor de R$ 230 milhões; (iv) do 1º programa de distribuição pública de debêntures da Companhia, no valor de R$ 1.500 milhões e da 1ª emissão da Companhia no valor de R$ 350 milhões; (v) da 1ª emissão de debêntures da Nova América S.A. Agroenergia, no valor de R$ 306 milhões; (vi) do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios Paulista - Veículos, no valor de R$ 100 milhões; (vii) da 4ª emissão de debêntures da Santher – Fábrica de Papel Santa Therezinha S.A., no valor de R$ 100 milhões; (viii) da 10ª emissão de debêntures da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A., no valor de R$ 600 milhões; e (b) como coordenador (i) do Fundo de Investimento em Direitos Creditórios - FIDC Petroflex, no valor de R$ 100 milhões; (ii) da 1ª emissão de debêntures da BR MALLS Participações S.A., no valor de R$ 320 milhões; (iii) da 4ª emissão de debêntures da Cosern, no valor de R$ 163 milhões; e (iv) da 6ª emissão da debêntures da Coelba, no valor de R$ 354 milhões.

Em 2008, o Unibanco participou (a) como coordenador líder: (i) da 3ª emissão de notas promissórias da Localiza Rent a Car S.A, no valor de R$ 300 milhões; e (ii) da 1ª emissão de notas promissórias da Alupar Investimento S.A., no valor de R$ 140 milhões; e (b) como coordenador (i) da 1ª emissão de notas promissórias comerciais da Primav Ecorodovias S.A., no valor de R$ 430 milhões; (ii) da 2ª emissão de debêntures da Even Construtora e Incorporadora S.A., no valor de R$ 150 milhões; (iii) da 1ª emissão de debêntures da ABNote S.A., no valor de R$ 180 milhões; e (iv) da 2ª emissão de debêntures da Klabin Segall S.A., no valor de R$ 230 milhões.

Relacionamento da Companhia com o Coordenador Líder

Em 31 de março de 2008, além do relacionamento decorrente do Programa de Distribuição, o Unibanco e algumas das empresas do seu conglomerado econômico mantinham (e mantêm na data deste Prospecto) relações comerciais com a Companhia e com empresas a ela ligadas.

O Unibanco presta à Companhia os seguintes serviços bancários: conta corrente, contas a pagar, recolhimento de valores, domicílio bancário, cartões, aplicações financeiras, câmbio, conta garantida, operações com o BNDES, fiança. Na data deste Prospecto, estavam em andamento: (a) 6 cartas de fianças, emitidas pelo Unibanco por solicitação da Companhia, no montante total agregado de 201 milhões, valor apurado em 31 de março de 2008; e (b) o "Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse do BNDES", do qual a Companhia é interveniente fiadora, celebrado em 19 de março de 2007 pela CESS, no valor de R$ 380 milhões, onde o Unibanco é um dos agentes repassadores - para maiores informações sobre esta operação, vide seção "Operações e Negócios com Partes Relacionadas – Garantias a Terceiros - CESS" deste Prospecto.

Vinculação societária

Na data deste Prospecto, não há vinculação societária, direta ou indireta, entre a Companhia ou o Acionista Controlador, o Coordenador Líder e/ou seu acionista controlador.

OPERAÇÕES VINCULADAS AO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO

Operações Vinculadas ao Programa de Distribuição

Na data deste Prospecto, não existiam quaisquer empréstimos concedidos pelo Coordenador Líder e/ou quaisquer outras operações em andamento que estivessem, de alguma forma, vinculados ao Programa de Distribuição e que envolvessem o Coordenador Líder e a Companhia ou qualquer outra empresa de seu conglomerado econômico, ou Acionista Controlador e/ou as Controladas. Para maiores informações sobre o relacionamento da Companhia e o Coordenador Líder vide "Relacionamento da Companhia com o Coordenador Líder" e "Vinculação Societária" na seção "Informações sobre o Coordenador Líder do Programa de Distribuição" deste Prospecto.

Conflito de interesses

Na data deste Prospecto, não existia conflito de interesses decorrente do relacionamento mantido entre o Coordenador Líder e a Companhia.

DESCRITIVO PRELIMINAR

A presente seção contém informações apresentadas em outras seções deste Prospecto acerca da Companhia, mas não possui todas as informações que deverão ser consideradas pelos investidores antes de eventual tomada de decisão de investimento nas Debêntures objeto de cada oferta pública que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição. A leitura da presente seção não substitui a leitura deste Prospecto.

A Companhia

Histórico

A Eletrosul foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobrás destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do Estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobrás foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND, por meio do Decreto n.º 1.481, de 3 de maio de 1995. Em 23 de dezembro de 1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Gerasul. O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 71,0% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobrás.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da Eletroger, companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobrás. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em 28 de maio de 1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

Em leilão realizado em 15 de setembro de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a SESA, empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez Tractebel, com sede em Bruxelas, Bélgica, adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$ 945,7 milhões.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável, e em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71.000.000 de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado.

Eventos relevantes recentes

No primeiro trimestre de 2007, a Companhia adquiriu 2,82% de participação acionária na MAESA, sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a UHE Machadinho. Consequentemente, a Companhia aumentou a sua participação total no Consórcio Machadinho em 2,34%, agregando 11,1 MW médios ao seu portfólio naquela data.

No ano de 2007, 3 novas sociedades limitadas foram constituídas pela Companhia: (i) Lagoa Formosa Bionergética Ltda., (ii) Épsilon Participações Ltda.; e (iii) Gama Participações Ltda. Nenhuma destas sociedades exercia atividades em 31 de março de 2008.

Recentemente, a Companhia adquiriu (i) a totalidade das ações da CESS, detentora da UHE São Salvador, no Rio Tocantins, (ii) por meio de sua controlada, a Delta Energética, participação acionária na Seival, detentora da UTE Seival, em Candiota, Estado do Rio Grande do Sul, e (iii) por meio de sua controlada, a Energia América do Sul, participação acionária na Ponte de Pedra, detentora da UHE Ponte de Pedra, na divisa dos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul.

O início das operações da UHE São Salvador está previsto para o primeiro trimestre de 2009, de forma que referida UHE ainda não integra o Parque Gerador para fins deste Prospecto. A UHE São Salvador representará um aumento de 243 MW na Capacidade Instalada e de 148,5 na Energia Assegurada da Companhia.

A aquisição da UTE Seival fortalece o desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai a partir de 2012 e já possui autorização da ANEEL, licença prévia e opção de compra de imóvel para a implantação e exploração de UTE a carvão em Candiota, Rio Grande do Sul. Tendo em vista o acima exposto, a UTE Seival igualmente ainda não integra o Parque Gerador para fins deste Prospecto. A UTE Seival poderá acrescentar até 540 MW à Capacidade Instalada da Companhia quando entrar em operação.

Por sua vez, a realização da transferência de controle acionário de Ponte de Pedra para a Energia América do Sul, dependia da aprovação pelo CADE, concedida em 19 de março de 2008, e estava condicionada à autorização (i) da ANEEL, concedida em 26 de fevereiro de 2008, por meio da Resolução n.º 1.260, e (ii) dos credores, concedida em 22 de abril de 2008. Tendo em vista que as condições precedentes só foram integralmente cumpridas em data posterior a 31 de março de 2008, a UHE Ponte de Pedra não integra o Parque Gerador para fins deste Prospecto. A UHE Ponte de Pedra opera comercialmente desde 2005 e somará 176,1 MW à Capacidade Instalada e 131,6 MW à Energia Assegurada da Companhia.

Em 28 de março de 2008, a Companhia incorporou sua subsidiária integral CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia. Desta forma, a CEM foi extinta e todos os seus ativos e passivos foram absorvidos pela Companhia, a qual sucedeu a CEM em todos os seus bens, direitos e obrigações.

Parque Gerador

Observado o disposto acima com relação à UHE São Salvador, à UTE Seival e à UHE Ponte de Pedra, em 31 de março de 2008, a Companhia possuía um Parque Gerador composto por 6 UHE e 7 UTE, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás. Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas Controladas, e 2 são operadas pela Companhia por meio de consórcios com outras empresas.

Desde a privatização, em setembro de 1998, até 31 de março de 2008, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$ 3,9 bilhões (a preços atualizados) na expansão e ampliação da confiabilidade de suas usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada exclusiva da Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, e a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho) apresentou crescimento de 58,1%, passando de 3.719 MW para 5.881 MW em 31 de março de 2008. Verificou-se, ainda, um aumento de 48,15% na Energia Assegurada da Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, incluindo a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho), que passou de 2.143 MW médios para 3.175 MW médios.

A Capacidade Instalada total operada pela Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) totalizava 6.977 MW em 31 de março de 2008, dos quais 82,6% oriundos de UHE e 17,4% de UTE, o que correspondia a cerca de 7,5% do parque gerador de energia brasileiro. Em 31 de março de 2008, a Energia Assegurada total operada pela Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) era de 3.764 MW médios. A Companhia gerava 926 empregos diretos em 31 de março de 2008.

De acordo com informações disponíveis no *website* da ANEEL[1,] a Companhia é a maior Geradora do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada.

Até 31 de março de 2008, segundo o ONS, as usinas operadas pela Companhia eram responsáveis por cerca de 7,0% da geração de eletricidade do SIN, que por sua vez representa a quase totalidade do Brasil.

Destaques

Certificação

Em dezembro de 2006, a todas as UHE e UTE da Companhia foram atribuídas as certificações NBR ISO 9001:2000, que atesta a qualidade produtiva, e NBR ISO 14001:2004, que atesta seu sistema de gestão ambiental, ambas concedidas pela *Bureau Veritas Quality International – BVQI*. Todas as usinas foram certificadas em 16 de janeiro de 2008, com validade até 23 de novembro de 2010. Para maiores informações a respeito das estratégias da Companhia, vide "Certificações" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE

Além disso, as ações da Companhia foram selecionadas pela terceira vez consecutiva para compor o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE, da BOVESPA, entre 1º de dezembro de 2007 e 30 de novembro de 2008.

Clientes

A Companhia tem Distribuidoras como suas maiores clientes. Desde 1999, no entanto, estabeleceu como parte de sua estratégia de negócios a inclusão de outras Distribuidoras e Comercializadoras e, principalmente, de Consumidores Industriais em sua carteira de clientes. Em 31 de março de 2008, a Companhia tinha contratos de venda de energia com aproximadamente 120 Consumidores Industriais localizados nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Bahia, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Distrito Federal.

Receita

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, a Companhia apresentou receitas líquidas da ordem de R$ 2.289 milhões, R$ 2.706 milhões e R$ 3.043 milhões, respectivamente. O valor do ativo consolidado da Companhia, em 31 de março de 2007 e de 2008, era da ordem de R$ 5.785 milhões e R$ 6.897 milhões, respectivamente.

Recordes

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a Companhia registrou o maior lucro líquido de sua história, tendo alcançado R$ 1.046 milhões, resultado 7,0% maior do que o alcançado no ano anterior, impulsionado por um faturamento igualmente recorde. As usinas, ainda que tenham operado em elevados níveis de exigência, atingiram um índice de disponibilidade de 98,0%, desconsiderando-se paradas programadas. Além disso, a Companhia superou a resultado da geração anual, com quase 34 mil GWh ou 3.865 MW médios.

[1] Em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/GraficoDezMaioresPotencia.asp, em 13 de maio de 2008.

Estratégias da Companhia

A Companhia sempre se preocupou em fornecer energia com qualidade e eficiência. Entretanto, em 2004, a Companhia confirmou e consolidou as diretrizes da Companhia para o fornecimento de energia com qualidade e eficiência dentro do conceito de desenvolvimento sustentável. Com isso, a Companhia definiu seu perfil de atuação no mercado, que tem como principal estratégia a identificação e administração dos impactos de seus empreendimentos, permitindo a realização de melhorias operacionais e aumento constante na qualidade dos serviços prestados associados à gestão e minimização dos custos ambientais e a melhoria da qualidade de vida da comunidade dos locais em que as UHE e as UTE da Companhia estão localizadas.

Além disso, a Companhia, ciente da necessidade de investimentos em expansão do parque gerador brasileiro, utiliza a sua experiência como operadora de plantas com diferentes portes, características e combustíveis, amparada na estrutura organizacional e financeira do Grupo Suez e na experiência de seus administradores, para reafirmar seu posicionamento competitivo e consciente, expresso por meio da sua presença em novas áreas de negócio, como a co-geração e os serviços de consultoria diversos.

Nos próximos anos, a Companhia pretende desenvolver um conjunto de obras substanciais para preservar a qualidade de seus serviços e ampliar sua Capacidade Instalada, consolidando e ampliando sua atuação no mercado setorial.

Como principal estratégia de atuação, a meta objetivada pela Companhia é o aumento da participação dos Consumidores Industriais na sua carteira de contratos. Para tanto, a Companhia mantém um compromisso com seus clientes e adota uma política de fidelização que, entre outras opções, possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor, mediante a celebração de contratos flexíveis.

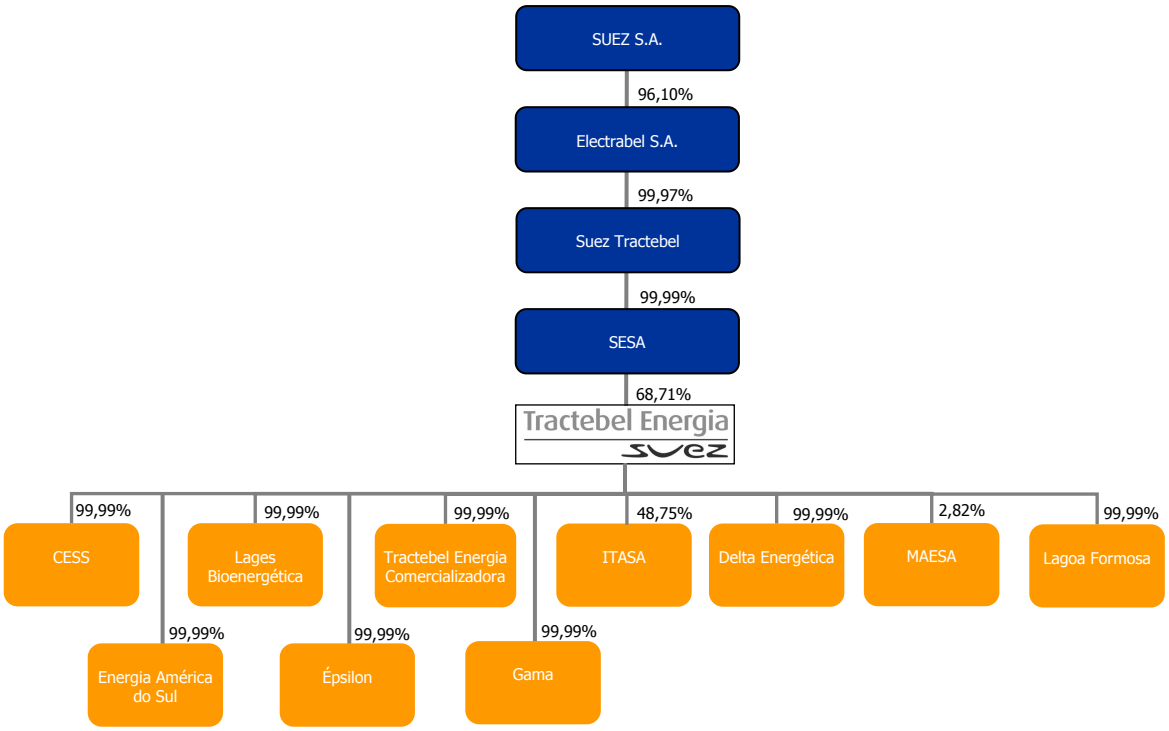
O principal objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas, mediante as seguintes estratégias "Crescimento com Disciplina Financeira", "Maximização da Eficiência do Portfólio de Clientes", e "Eficiência Operacional". Para maiores informações a respeito das estratégias da Companhia, vide "Estratégias da Companhia" na seção "Atividades da Companhia" desse Prospecto.

O Grupo Suez

A Companhia é controlada pela SESA, que, em 31 de março de 2008, detinha 68,71% do seu capital social. Ambas integram o Grupo Suez, cuja atuação nas áreas industrial e de serviços é reconhecida internacionalmente. O Grupo Suez é um grupo com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, que oferece soluções inovadoras nos setores de energia e meio ambiente a empresas, comunidades e indivíduos.

Estrutura societária

O esquema a seguir representa a estrutura de controle na qual a Companhia se encontrava inserida em 31 de março de 2008:



CAPITALIZAÇÃO

O quadro abaixo apresenta os endividamentos de curto e longo prazo da Companhia e sua capitalização total nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008. A presente seção deverá ser lida em conjunto com as seções "Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas da Companhia" e "Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e Resultados Operacionais da Companhia" deste Prospecto.

	31 de dezembro de						31 de março de			
	2005	**% do total**	**2006**	**% do total**	**2007**	**% do total**	**2007**	**% do total**	**2008**	**% do total**
	(em milhões de Reais)									
Capitalização Total*	4.209	100,0	4.042	100,0	4.630	100,0	4.237	100,0	5.030	100,0
Dívida de Curto Prazo	274	6,5	344	8,5	177	3,8	336	7,9	188	3,7
Empréstimos e Financiamentos	243	5,8	306	7,6	121	2,6	287	6,8	115	2,3
Moeda Estrangeira	101	2,4	154	3,8	31	0,7	157	3,7	34	0,7
Moeda Nacional	142	3,4	152	3,8	90	1,9	130	3,1	81	1,6
Debêntures	31	0,7	38	0,9	56	1,2	49	1,1	73	1,4
Dívidas de Longo Prazo	1.249	29,7	934	23,1	1.636	35,4	894	21,1	1.634	32,5
Empréstimos e Financiamentos	911	21,7	610	15,1	971	21,0	570	13,5	956	19,0
Moeda Estrangeira	398	9,5	235	5,8	268	5,8	215	5,1	264	5,2
Moeda Nacional	513	12,2	375	9,3	703	15,2	355	8,4	692	13,8
Debêntures	338	8,0	324	8,0	665	14,4	324	7,6	678	13,5
Patrimônio Líquido	2.686	63,8	2.764	68,4	2.817	60,8	3.007	71,0	3.208	63,8
Capital Social	2.446	58,1	2.446	60,5	2.446	52,8	2.446	57,7	2.446	48,6
Reservas de Capital	92	2,2	92	2,3	92	2,0	92	2,2	92	1,8
Reservas de Lucros	148	3,5	226	5,6	279	6,0	227	5,4	279	5,6
Lucros Acumulados	-	-	-	-	-	-	242	5,7	391	7,8

FATORES DE RISCO

Antes de tomar uma decisão de investimento nas Debêntures a serem ofertadas no âmbito do Programa de Distribuição, os potenciais investidores devem considerar cuidadosamente, à luz de suas próprias situações financeiras e objetivos de investimento, todas as informações disponíveis neste Prospecto, no Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada pela Companhia ao amparo do Programa de Distribuição e, em particular, avaliar os fatores de risco descritos nesta Seção e os fatores de risco descritos na seção "Fatores de Risco" do Suplemento referente a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição. Caso qualquer dos riscos e incertezas aqui descritos venha a se concretizar, a condição financeira, os negócios e os resultados das operações da Companhia poderão ser afetados de forma adversa.

Fatores de risco relacionados exclusivamente a cada emissão e respectiva oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição serão oportunamente descritos em cada Suplemento à época da oferta das Debêntures.

Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos

O Governo Federal e outras entidades da administração pública têm exercido influência significativa sobre a economia brasileira. Condições políticas e econômicas no Brasil podem influenciar adversamente as atividades da Companhia.

O Governo Federal intervém freqüentemente na economia brasileira e ocasionalmente implementa mudanças significativas na política e regulamentação econômica. As ações do Governo Federal para controlar a inflação e dar efeito a outras políticas incluem controle sobre preços e salários, desvalorizações da moeda, controles sobre o fluxo de capital e limites nas importações, entre outras medidas. Os negócios, condições financeiras e os resultados das operações da Companhia poderão ser adversamente afetados por mudanças de políticas públicas, sejam elas implementadas em âmbito federal, estadual ou municipal, referentes às tarifas públicas e controles sobre o câmbio, bem como por outros fatores, tais como:

- variação cambial;
- inflação;
- taxas de juros;
- liquidez do mercado doméstico financeiro e de capitais;
- política fiscal; e
- outros desenvolvimentos políticos, sociais e econômicos no Brasil ou que afetem o Brasil.

A futura evolução da economia brasileira, assim como das políticas do Governo Federal poderá afetar adversamente os negócios da Companhia e os seus resultados.

A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem afetar adversamente a economia brasileira e o mercado brasileiro de valores mobiliários, bem como a condução dos negócios da Companhia.

O Brasil apresenta um histórico de altos índices de inflação. Recentemente, os índices de inflação foram de 5,69% em 2005, 3,14% em 2006 e 4,46% em 2007, de acordo com o IPCA. Medidas do Governo Federal para combatê-la, combinadas com a especulação sobre possíveis medidas governamentais futuras, podem contribuir para incertezas na economia brasileira e para aumentar a volatilidade no mercado de capitais brasileiro.Ações futuras do Governo Federal, incluindo definição das taxas de juros ou intervenções no mercado de câmbio para ajustar ou recuperar o valor do Real, poderão ter efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia. Caso o Brasil apresente altas taxas de inflação no futuro, talvez a Companhia não seja capaz de reajustar as tarifas dos seus contratos de compra e venda de energia elétrica para compensar os efeitos da inflação em sua estrutura de custos operacionais e/ou financeiros. Pressões inflacionárias também podem afetar a capacidade da Companhia de se antecipar a políticas governamentais de combate à inflação que possam causar danos aos seus negócios.

Oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

A despeito da atual valorização do Real frente ao Dólar, o sistema de câmbio flutuante adotado no País não garante a manutenção do valor da moeda brasileira. Eventual desvalorização acentuada do Real em relação ao Dólar, conforme já verificado no passado, poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre os quais a elevação da taxa básica de juros. Tais medidas podem gerar efeitos relevantes e adversos na economia brasileira e/ou nos negócios da Companhia.

A deterioração das condições políticas, econômicas e de mercado em outros países, principalmente nas economias emergentes, pode afetar negativamente a economia brasileira e os negócios da Companhia.

A economia brasileira e as companhias brasileiras têm sido, em diferentes intensidades, impactadas pelas condições políticas, econômicas e de mercado de outros países, principalmente das economias emergentes, bem como pelas reações dos investidores com relação a essas condições. A oferta de crédito a empresas brasileiras é influenciada pelas condições econômicas e de mercado no Brasil e, em graus variáveis, pelas condições de mercado de outros países, principalmente das economias emergentes, mais especificamente das situadas na América Latina.

Acontecimentos ou condições de outros países, principalmente das economias emergentes, já afetaram significativamente a disponibilidade de crédito na economia brasileira e resultaram em consideráveis saídas de recursos e queda no volume de investimentos estrangeiros no Brasil.

Não há como garantir que futuros acontecimentos em outros países, principalmente nas economias emergentes, bem como as medidas a serem adotadas pelos governos desses países, não afetarão a oferta de crédito no mercado local e internacional de modo adverso causando efeitos negativos na economia brasileira e nos resultados da Companhia.

Considerando que a Companhia atua em setor que exige investimentos significativos, caso o seu acesso ao mercado de capitais e de crédito seja limitado, a Companhia poderá enfrentar dificuldades para cumprir seu plano de investimentos e manter sua parcela de mercado, afetando de forma negativa seus resultados e sua condição financeira.

Efeitos das flutuações das taxas de juros.

A elevação das taxas básicas de juros estabelecidas pelo Banco Central poderão ter impacto negativo no resultado da Companhia, na medida em que podem inibir o crescimento econômico e, conseqüentemente, a demanda por energia, e também porque suas atividades exigem intensos investimentos de capital. Tais investimentos são, em sua maioria, financiados com recursos de terceiros e remunerados com taxas de juros pós-fixadas. Diante desse cenário hipotético, não há garantia de que serão concedidos financiamentos à Companhia e nem de que os custos de eventual financiamento serão satisfatórios. Na hipótese de elevação das taxas de juros, haverá aumento nos custos do serviço da dívida da Companhia e das despesas financeiras deles originadas, o que poderá causar impacto negativo nos negócios da Companhia, na sua condição financeira e nos resultados de suas operações.

Alterações na legislação tributária do Brasil poderão afetar adversamente os resultados operacionais da Companhia.

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia, a Companhia, as Distribuidoras e os Consumidores Industriais. Essas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga tributária da Companhia, que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

Riscos Relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro

Eventuais alterações na regulamentação do setor elétrico podem afetar de maneira adversa as empresas do setor de energia elétrica, inclusive os negócios e os resultados da Companhia.

A atividade da Companhia é regulamentada e supervisionada pela ANEEL e pelo MME. A ANEEL, o MME e outros órgãos fiscalizadores têm, historicamente, exercido um grau substancial de influência sobre os negócios da Companhia, incluindo a influência sobre as modalidades e os termos e condições dos contratos de venda de energia que esta está autorizada a celebrar, bem como sobre os níveis de produção de energia. Nos últimos anos, o Governo Federal implantou novas políticas para o setor de energia. Por exemplo, 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 as regras aplicáveis à venda de energia elétrica no Brasil.

A constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi contestada perante o STF, por meio de ações diretas de inconstitucionalidade. Em 11 de outubro de 2006, o STF indeferiu as medidas cautelares das ações diretas de inconstitucionalidade, por 7 votos a 4, declarando que, em princípio, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico não viola a Constituição Federal. No entanto, o mérito das ações diretas de inconstitucionalidade ainda não foi julgado. Caso a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico seja declarada inconstitucional, os agentes do setor elétrico, incluindo a Companhia, poderão ser adversamente afetados.

O efeito integral das reformas introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e sua continuidade, o resultado final da ação perante o STF e reformas futuras na regulamentação do setor elétrico são difíceis de prever, sendo que as mesmas poderão ter um impacto negativo sobre os negócios da Companhia e seus resultados operacionais.

Adicionalmente, em 18 de novembro de 2004, o MME editou a Portaria n.º 303, na qual a metodologia de cálculo da Garantia Física das UTE foi alterada, sendo que a nova Garantia Física deverá ser observada a partir de 2008. Desde 1 de janeiro de 2008, as UTE contam com 852,8 MW médios, seguindo a aplicação da nova metodologia proposta pela Portaria acima referida. A Companhia não pode assegurar que novas medidas como esta não sejam tomadas no futuro, e, desta forma, está sujeita a possíveis reduções em sua Garantia Física, o que pode afetar de forma negativa seus resultados operacionais.

As principais atividades comerciais, a implementação da estratégia de crescimento e a condução das atividades da Companhia podem ser afetadas de forma adversa por ações governamentais, dentre as quais:

- alteração na legislação aplicável aos negócios da Companhia;
- descontinuidade e/ou mudanças nos programas de concessão federal e estaduais;
- imposição de critérios mais rigorosos para a qualificação em licitações futuras; e
- atraso na implementação de reajustes anuais de tarifas.

A Companhia não pode assegurar as ações que serão tomadas pelo Governo Federal no futuro e em que medida tais ações poderão afetar os resultados operacionais da Companhia. Caso a Companhia seja obrigada a proceder de maneira substancialmente diferente daquela estabelecida em seu plano de negócio, os resultados financeiros e operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

O crescimento da Companhia por meio de licitações pode ser adversamente afetado por futuras ações governamentais ou políticas relacionadas a concessões de usinas de geração de energia no Brasil.

Em seus editais, o Poder Concedente impõe certos requisitos a todos os participantes de licitações para novas concessões, incluindo indicadores da estabilidade financeira do participante e/ou de seus acionistas. A Companhia não pode assegurar que será capaz de satisfazer todos os requisitos necessários para adquirir novas concessões ou participar de novos processos licitatórios. As concessões de uso de bem público, como é o caso das UHE, podem estar sujeitas a níveis variados de sensibilidade política. As regras para a licitação de concessões de usinas de geração estão sujeitas à alteração, tanto no âmbito federal quanto estadual. A Companhia não pode assegurar que os processos licitatórios relativos a novas usinas de geração de energia irão de fato ocorrer. Caso referidos processos licitatórios não venham a ocorrer, venham a ser insignificantes ou venham a ser em termos que não sejam economicamente viáveis ou atrativos para a Companhia e o Acionista Controlador, a expansão e diversificação do atual Parque Gerador poderão ser comprometidos de maneira adversa.

Novas regras para a venda de energia elétrica e condições de mercado poderão, no futuro, afetar os preços de venda de energia elétrica praticados pela Companhia.

Até 31 de março de 2008, a Companhia havia vendido 541 MW médios de energia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada. A partir de 2011, com o início da descontratação dos volumes atuais, a Companhia poderá aumentar o volume de venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A legislação em vigor permite que as Distribuidoras que venham a contratar com a Companhia nos leilões de energia existente do Ambiente de Contratação Regulada reduzam suas quantidades contratadas até o limite de 4,0%, sem qualquer ônus, expondo a Companhia ao risco de não contratar o respectivo volume reduzido nas mesmas condições com outro cliente ou a preços adequados. Ademais, é possível que haja redução da energia contratada com a Companhia devido à saída de potenciais consumidores livres das Distribuidoras. Se a Companhia não puder contratar a capacidade excedente com preços adequados poderá ter um efeito material adverso na condução dos seus negócios, e sua receita e seus resultados operacionais poderão ser afetados negativamente no futuro, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

O impacto de uma potencial falta de eletricidade e o conseqüente racionamento de energia elétrica poderá ter um efeito adverso sobre os negócios e resultados operacionais da Companhia.

A energia hidrelétrica é a maior fonte de eletricidade no Brasil, representando atualmente 76,0% da capacidade disponível no SIN em 2005, 2006 e 2007. Em 31 de março de 2008, a geração hidrelétrica representava 82,0% da Capacidade Instalada total das usinas da Companhia, o que equivale a 5.764 MW.

O setor elétrico é vulnerável a fatores naturais, como enchentes e escassez de chuvas, que afetam a capacidade geradora de energia, e às restrições do sistema interligado de transmissão de energia no País, que impedem o maior aproveitamento do potencial de geração de energia brasileiro.

A baixa média pluviométrica nos anos imediatamente anteriores a 2001, aliada à falta de expansão da Capacidade Instalada do SIN (em particular devido a entraves legais e regulatórios verificados no programa de expansão da capacidade termelétrica), não compatíveis com os aumentos na demanda que se verificavam, resultaram na redução acentuada dos níveis dos reservatórios nas regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do País. Diante dessa condição adversa, em 15 de maio de 2001, o Governo Federal implantou um programa de redução do consumo de energia, que ficou conhecido como Programa de Racionamento. O Programa de Racionamento estabeleceu índices de redução de consumo de energia para Consumidores Livres, comerciais e residenciais, que variavam de 15,0% a 25,0%, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Se o Brasil passar por mais um período de potencial ou efetiva escassez de energia elétrica, o Governo Federal poderá implementar políticas e medidas que poderão ter efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Alterações nas leis e regulamentos ambientais podem afetar de maneira adversa os negócios das empresas do setor de energia elétrica, inclusive a Companhia.

As empresas do setor elétrico, em particular as Geradoras, estão sujeitas a uma rigorosa legislação ambiental nas esferas federal, estadual e municipal no tocante, dentre outros, às emissões atmosféricas e às intervenções em áreas especialmente protegidas. Tais empresas necessitam de licenças e autorizações de agências governamentais para a condução de suas atividades. Na hipótese de violação ou não cumprimento de tais leis, regulamentos, licenças e autorizações, as empresas podem sofrer sanções administrativas, tais como multas, interdição de atividades, cancelamento de licenças e revogação de autorizações, ou estarem sujeitas a sanções criminais (inclusive seus administradores). O Ministério Público poderá instaurar inquérito civil e/ou desde logo promover ação civil pública visando o ressarcimento de eventuais danos ao meio ambiente e terceiros. As agências governamentais ou outras autoridades podem também editar novas regras mais rigorosas ou buscar interpretações mais restritivas das leis e regulamentos existentes, que podem obrigar as empresas do setor de energia elétrica, incluindo a Companhia, a gastar recursos adicionais na adequação ambiental, inclusive obtenção de licenças ambientais para instalações e equipamentos que não necessitavam anteriormente dessas licenças ambientais. As agências governamentais ou outras autoridades podem, ainda, atrasar de maneira significativa a emissão das licenças e autorizações necessárias para o desenvolvimento dos negócios de empresas do setor elétrico, inclusive da Companhia, causando atrasos em cronogramas de implantação de projetos e gerando, conseqüentemente, efeitos adversos nos negócios e resultados da Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte das agências governamentais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

A ocorrência de danos ambientais envolvendo as atividades da Companhia pode sujeitá-la ao pagamento de substanciais custos de recuperação ambiental e indenizações, que podem afetar negativamente os negócios da Companhia e o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

As atividades do setor de energia podem causar significativos impactos negativos e danos ao meio ambiente. A legislação federal impõe àquele que direta ou indiretamente causar degradação ambiental o dever de reparar ou indenizar os danos causados ao meio ambiente e a terceiros afetados, independentemente da existência de culpa. A legislação federal também prevê a desconsideração da personalidade jurídica da empresa poluidora, bem como responsabilidade pessoal dos administradores, para viabilizar o ressarcimento de prejuízos causados à qualidade do meio ambiente. Como conseqüência, os sócios e administradores da empresa poluidora poderão ser obrigados a arcar com o custo da reparação ambiental. O pagamento de substanciais custos de recuperação do meio ambiente e indenizações ambientais pode obrigar a Companhia a retardar ou redirecionar investimentos em outras áreas e ter um efeito adverso para a Companhia.

Movimentos sociais contrários à expansão do parque gerador através da construção de grandes empreendimentos hidrelétricos podem sujeitar empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia, a interrupções na implantação e/ou operação de suas usinas.

Movimentos sociais organizados, contrários à expansão do parque gerador brasileiro através de grandes empreendimentos hidrelétricos, podem interromper ou causar atrasos significativos no curso da implementação e/ou operação de projetos hidrelétricos, por meio de reivindicações de reassentamento coletivo e/ou individual, concessão de benefícios, compensações ou indenizações, dentre outros, além dos planejados e esperados por empresas do setor elétrico, inclusive a Companhia. Qualquer ação neste sentido por parte de tais movimentos sociais poderá afetar de maneira negativa os negócios do setor de energia elétrica e ter um efeito adverso para os negócios e resultados da Companhia.

Crescimento da concorrência no segmento de Consumidores Livres.

Geradoras e Comercializadoras concorrem diretamente entre si no segmento de fornecimento de energia elétrica a Consumidores Livres. Essa concorrência poderá dificultar o crescimento e/ou a renovação de contratos existentes da Companhia no mercado de venda de energia para Consumidores Livres e, conseqüentemente, suas receitas, resultados operacionais e capacidade de pagamento poderão ser adversamente afetados.

A comercialização de energia com Consumidores Livres representou 28,0% da receita total da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. Em 31 de março de 2008, 29,6% da receita total da Companhia era oriundo da comercialização de energia com Consumidores Livres, sendo que em 31 de março de 2007 a receita originada da comercialização de energia com Consumidores Livres era de 28,4%.

Riscos Relacionados à Companhia

As concessões e autorizações da Companhia, que a autorizam a gerar energia elétrica a partir dos aproveitamentos hidrelétricos e de suas UHE, estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão, firmados entre a Companhia e o Poder Concedente (por meio da ANEEL), foram outorgadas à Companhia diversas concessões referentes aos aproveitamentos hidrelétricos a partir dos quais a Companhia produz a maior parte da energia elétrica por ela comercializada.

Tais concessões poderão ser prorrogadas por um período adicional correspondente ao respectivo prazo de concessão se a Companhia, tendo cumprido todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão, solicitar tal prorrogação até 36 meses antes da data de seu vencimento. A prorrogação da concessão ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica. Os Contratos de Concessão dispõem que cada Concessão poderá ser extinta antes do seu vencimento (i) em caso de encampação pelo Poder Concedente por motivo de interesse público, (ii) em caso de caducidade da Concessão (nos termos dos Contratos de Concessão) ou (iii) no caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas nos Contratos de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, caso em que será declarada a extinção da concessão. A Companhia também pode requerer a extinção das Concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

A indenização a que a Companhia tem direito no caso de extinção da Concessão pode não ser suficiente para recuperar o valor integral de certos ativos. Além disso, caso qualquer dos contratos de concessão seja rescindido em virtude de descumprimento das obrigações da Companhia, o valor efetivo de compensação a ser pago pelo Poder Concedente pode ser reduzido de maneira significativa por meio da imposição de multas ou outras penalidades. Assim, o término antecipado dos Contratos de Concessão, em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no preço de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Da mesma forma, de acordo com a legislação em vigor, no caso de descumprimento pela Companhia dos termos das autorizações que permitem o funcionamento de suas UTE, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que em conjunto ou individualmente, por qualquer motivo teria efeito substancial adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais, e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A Companhia pode não conseguir executar integralmente sua estratégia de negócio.

A capacidade da Companhia de implementar a sua estratégia de negócios depende de uma série de fatores, incluindo a habilidade de:

- crescimento com disciplina financeira;
- maximização da eficiência do portfólio de clientes; e
- eficiência operacional.

A Companhia não pode garantir que quaisquer desses objetivos serão integralmente realizados. Um elemento crítico da estratégia da Companhia é a capacidade de expandir o Parque Gerador em termos e condições rentáveis para ela por meio de novos projetos, quer por meio da aquisição de concessões já outorgadas (inclusive ao seu Acionista Controlador), quer por meio da apresentação de propostas bem sucedidas para novas concessões. Além disso, uma vez obtidas novas concessões, a Companhia tem ainda que buscar novos financiamentos para a construção de barragens ou para o seu aprimoramento. Caso a Companhia não seja bem sucedida em suas propostas, seja pelo fato de as mesmas implicarem custos de construção ou aprimoramento muito altos se comparados aos retornos subseqüentes, a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia poderão ser adversamente afetados.

A instabilidade das taxas de juros pode afetar os negócios da Companhia

As dívidas da Companhia estão sujeitas a taxas de juros variáveis, tais como TJLP, LIBOR e Taxa DI. Em 31 de março 2008, o valor total das dívidas da Companhia (de curto e longo prazo) era de R$ 1.821 milhões, sendo que desse total R$ 200 milhões estavam sujeitos à taxas de juros variáveis. Na hipótese de elevação das taxas de juros, serão aumentados os custo e pagamentos do serviço da dívida da Companhia. Neste caso, os negócios da Companhia, suas condições financeiras e o resultado de suas operações poderão ser afetados negativamente em decorrência de maiores despesas financeiras.

Impactos de eventuais oscilações do valor do Real frente ao valor do Dólar e outras moedas em decorrência da capitalização da Companhia em moeda estrangeira.

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R$ 298 milhões, sendo que deste valor 62,0% eram denominados em Dólar e 38,0% em Euros. Adicionalmente, alguns dos custos da Companhia, associados principalmente à aquisição de parte dos equipamentos e tecnologia relacionados ao seu Parque Gerador, estão vinculados à moeda estrangeira.

Caso o valor do Real diminua em relação ao Dólar, o serviço de dívida da Companhia encarecerá e os custos de parte da importação da tecnologia e dos bens necessários para a operação de seus negócios aumentarão, com um conseqüente efeito adverso sobre seus resultados e sua condição financeira.

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia ou intervir nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia por descumprimento de obrigações previstas nos Contratos de Concessão, nas autorizações e nas leis e regulamentos setoriais.

A ANEEL pode impor penalidades à Companhia por descumprimento de qualquer disposição dos Contratos de Concessão e autorizações da Companhia. Dependendo da gravidade do inadimplemento, tais penalidades podem incluir:

- advertências;
- multas, por infração, de até 2,0% da receita da Companhia no ano encerrado imediatamente antes da data da respectiva violação;
- embargos à construção de novas instalações ou equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária da participação em processos de licitação para novas concessões; e
- caducidade da concessão.

A ANEEL pode ainda, e sem prejuízo das penalidades descritas acima, intervir temporariamente nas Concessões outorgadas à Companhia para assegurar a adequada exploração do Parque Gerador e o cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Qualquer das penalidades descritas acima, bem como a intervenção da ANEEL nas concessões ou autorizações outorgadas à Companhia, poderia ter um efeito relevante e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

A construção, expansão e operação das UHE e UTE envolvem riscos significativos que podem levar à perda de receita ou aumento de despesas.

A construção, manutenção, expansão e operação de instalações e equipamentos para a geração de energia envolvem vários riscos, incluindo:

- incapacidade de obter permissões e aprovações governamentais;
- indisponibilidade de equipamentos;
- indisponibilidade dos sistemas de distribuição e/ou transmissão;
- interrupção do fornecimento;
- interrupções no trabalho;
- greves e outras disputas trabalhistas;
- agitações sociais;
- interferências hidrológicas e meteorológicas;
- problemas inesperados de engenharia e de natureza ambiental;
- atrasos na construção e na operação, ou custos excedentes não previstos;
- mudanças nos subsídios atualmente existentes;
- necessidade de altos investimentos de capital; e
- indisponibilidade de financiamentos adequados.

A Companhia não contrata seguro contra alguns destes riscos, incluindo determinados riscos hidrológicos. A ocorrência destes ou outros problemas poderá afetar adversamente a capacidade da Companhia de gerar energia em quantidade compatível com suas projeções ou com suas obrigações perante seus clientes, o que pode ter um efeito relevante adverso em sua situação financeira e no seu resultado operacional, bem como no valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Parte substancial dos resultados operacionais da Companhia dependem de condições hidrológicas favoráveis.

De acordo com os dados do ONS, em 31 de março de 2008, aproximadamente 89,0% do efetivo suprimento de energia do SIN era gerado por UHE. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada UHE, incluindo as UHE da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. Em 31 de março de 2008,

a geração hidrelétrica representava aproximadamente 83,0%, respectivamente, da Capacidade Instalada total das usinas da Companhia, o que equivale a 6.977 MW, respectivamente. A ocorrência de condições hidrológicas desfavoráveis, em conjunto com a obrigação de entrega da Energia Assegurada, poderá resultar na exposição da Companhia ao mercado de energia de curto prazo, cujos preços tendem a ser elevados, podendo afetar negativamente os resultados financeiros futuros da Companhia, bem como o valor de mercado dos valores mobiliários emitidos pela Companhia.

Parte dos resultados operacionais da Companhia dependem do fornecimento de gás natural para o funcionamento apropriado das UTE.

O fornecimento de gás natural utilizado na UTE William Arjona à Companhia é efetuado pela MSGás, que por sua vez, contratou o suprimento de tal insumo, via GASBOL, com a Petrobras. Tendo em vista que o contrato celebrado entre MSGás e Petrobras é objeto de discussão no Poder Judiciário e o fornecimento de gás natural para a operação de referida usina vem sendo efetuado por determinação judicial, o funcionamento de referida UTE poderá ser interrompido em decorrência de eventual corte repentino no fornecimento desse insumo. A interrupção das atividades da UTE William Arjona pode representar decréscimo significativo nos resultados da Companhia. Para informações adicionais acerca da questão do fornecimento de gás pela Petrobras à MSGás e à Companhia, ver "Contratos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

A Companhia é responsável por quaisquer perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na geração de suas usinas ou interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídas a nenhum agente identificado do setor elétrico e os seguros contratados podem ser insuficientes para cobrir estas perdas e danos.

De acordo com a legislação brasileira, a Companhia, na qualidade de prestadora de serviços públicos, tem responsabilidade objetiva por quaisquer prejuízos diretos e indiretos resultantes da inadequada prestação de serviços, tais como (i) perdas e danos causados a terceiros em decorrência de falhas na operação de suas usinas, que acarretem indisponibilidade forçada, interrupções ou distúrbios aos sistemas de distribuição e/ou transmissão ou (ii) interrupções ou distúrbios que não possam ser atribuídos a nenhum agente identificado do setor elétrico.

O valor das indenizações no caso do item (ii) acima deverá ser rateado na seguinte proporção: 60,0% para os agentes de distribuição, 20,0% para os agentes de geração e 20,0% para os agentes de transmissão e tal fato poderá acarretar efeito substancial e adverso na condução dos negócios, nos resultados operacionais e na condição financeira da Companhia. A Companhia tem contratado seguro de responsabilidade civil no valor de US$ 50 milhões, como limite máximo de indenização, que cobre perdas e danos a terceiros.

A Companhia mantém coberturas de seguros dentro das práticas de mercado, visando proteger os seus empreendimentos e negócios. A Companhia acredita que suas apólices, contratadas junto a renomadas seguradoras, refletem as condições usuais de mercado para os tipos de seguros contratados e abrangem coberturas em escopo e montantes considerados suficientemente adequados pela sua Administração e por consultores de seguros. Todavia, há determinados tipos de perdas e eventos que podem não estar cobertos por apólices de seguros, tais como guerra, terrorismo, caso fortuito ou de força maior, dentre outros. Caso qualquer dos eventos não cobertos nos termos dos contratos de seguro ou que excedam os limites de seguro contratados pela Companhia venha a ocorrer, a Companhia poderá incorrer em custos adicionais para a sua recomposição e reforma e, por conseqüência, poderá sofrer prejuízos e/ou ter seus resultados impactados de forma negativa. Adicionalmente, a Companhia pode vir a ser responsabilizada judicialmente, sendo obrigada a arcar com eventuais indenizações a vítimas de eventuais sinistros, o que poderá ocasionar efeitos adversos sobre negócios, condição financeira e resultados operacionais da Companhia.

Caso as diretrizes de administração exijam a diminuição da cobertura dos seguros abaixo dos níveis atuais, ou caso a Companhia não seja capaz de contratar, no futuro, seguros em termos comparáveis aos atuais, o resultado das operações da Companhia poderá ser adversamente afetado caso esta incorra em passivos que não estejam totalmente cobertos por apólices de seguro.

A Companhia pode vir a arcar com significativos custos adicionais associados ao plano de previdência que mantém para seus empregados.

O plano de benefício definido patrocinado pela Companhia representa um risco com grau de incerteza elevado, dado que os custos são calculados atuarialmente. Em 2004, a Companhia implementou Plano de Contribuição Definida, para o qual em 31 de março de 2008 havia migração de 94,0% dos participantes ativos. No período encerrado em 31 de março de 2008, o montante do passivo relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 333 milhões, dos quais R$ 137 milhões correspondiam a dívidas contratadas. O montante das perdas atuariais, de R$ 125 milhões em 31 de março de 2008, cujos valores excederam em até 10,0%, em cada exercício, o valor presente das obrigações atuariais, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação n.º 371 da CVM, não estão registradas nas demonstrações financeiras e serão amortizadas, de forma linear, pelo período de aproximadamente 6,75 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano. No caso da Companhia ter que vir a contabilizar tais perdas atuariais em decorrência de eventual mudança da prática contábil brasileira, sua posição patrimonial e financeira poderá ser adversamente afetada.

Decisões judiciais desfavoráveis podem afetar adversamente a posição patrimonial e financeira e os resultados operacionais da Companhia.

A Companhia é ré em diversas ações judiciais, tanto na esfera cível, trabalhista, previdenciária e fiscal. Em 31 de março de 2008, as perdas prováveis, possíveis e remotas nestas ações envolviam o montante total de R$ 498,9 milhões (sendo que R$ 180,3 milhões foram depositados judicialmente), dos quais 8,7% estavam relacionados a ações trabalhistas, 71,8% a ações fiscais e os demais 19,5% a ações de natureza cível. Em 31 de março de 2008, a Companhia tinha provisões para as perdas prováveis no montante de R$ 113,8 milhões, sendo que R$ 29,7 milhões se encontravam depositados judicialmente. No caso de decisões judiciais desfavoráveis à Companhia, quanto às perdas possíveis e remotas, a posição patrimonial e financeira e os resultados operacionais da Companhia podem ser adversamente afetados.

Decisões judiciais desfavoráveis em processos judiciais movidos contra a privatização da Gerasul podem acarretar conseqüências imprevisíveis e afetar adversamente a Companhia.

Em 1988, quando da privatização da Companhia, foram propostas 2 ações civis públicas e 3 ações populares contra a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Companhia, a Eletrobrás, a Eletrosul e, posteriormente, a SESA que, em conjunto, questionam a reorganização societária que resultou na criação e na subseqüente privatização da Gerasul (antiga denominação da Companhia). Em 2001, foi proferida decisão de primeira instância em uma ação civil pública declarando a nulidade da cisão da Eletrosul que resultou na criação da Gerasul e todos os atos decorrentes ("Primeira Ação Civil Pública"). Em virtude da decisão nesta ação, o juiz extinguiu as demais ações ("Segunda Ação Civil Pública" e "Ações Populares", respectivamente), sem julgamento do mérito. As partes interpuseram recursos de apelação que foram recentemente julgados pelo TRF da 4ª Região. O TRF da 4ª Região reformou a sentença da Primeira Ação Civil Pública, decretando válidos todos os atos praticados que culminaram na criação e privatização da Gerasul. Além disso, o TRF julgou a Segunda Ação Civil Pública totalmente improcedente, validando, assim, todos os atos praticados que levaram à privatização da Gerasul. Nas Ações Populares, as decisões de extinção sem julgamento do mérito foram confirmadas pelo TRF. Contra a decisão do TRF que decretou válidos todos os atos praticados para a criação e privatização da Gerasul, o Ministério Público Federal interpôs recurso especial e extraordinário, os quais foram admitidos em segunda instância e, agora, aguardam julgamento no STJ e no STF, respectivamente. Não há como garantir que o resultado favorável obtido pela Companhia e pelos demais réus em segunda instância será mantido pelo STJ ou STF, tampouco prever com exatidão as conseqüências de uma decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus nesses processos, sendo possível que o resultado dessa ação seja a nulidade do processo de privatização da Gerasul. Os efeitos de uma decisão final desfavorável à Companhia e aos demais réus são complexos e difíceis de determinar, e a Companhia acredita que envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Eletrobrás, a Eletrosul, a Companhia, a SESA e terceiros, os quais podem ser adversamente afetados. Para informações adicionais acerca da privatização da Gerasul, ver "Processos Judiciais e Administrativos" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Parte dos bens da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência nem poderão ser objeto de penhora para garantir a execução de decisões judiciais.

De acordo com a legislação em vigor, uma parte dos ativos de geração da Companhia está vinculada à prestação de serviços públicos. Esses bens não estarão disponíveis para liquidação em caso de falência ou penhora para garantir a execução de decisões judiciais, sendo que tais bens deverão regressar ao Poder Concedente finda ou extinta a concessão, de acordo com a legislação vigente. Essas limitações podem reduzir significativamente os valores disponíveis aos acionistas da Companhia em caso de liquidação, além de poderem ter um efeito negativo na capacidade da Companhia em obter financiamentos.

Não revisão deste Prospecto pelos Auditores Independentes da Companhia

As demonstrações financeiras da Companhia anexas a este Prospecto foram objeto de auditoria ou revisão pelos Auditores Independentes da Companhia. Considerando o fato deste Prospecto ser uma atualização ao prospecto do Programa de Distribuição, os números e informações constantes deste Prospecto não foram objeto de revisão/conferência pelos Auditores Independentes da Companhia, a qual será oportunamente efetuada quando da realização de oferta pública no âmbito do Programa de Distribuição, conforme recomendação constante do "Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários", registrado no 4º Ofício de Registro de Títulos e Documentos da Cidade de São Paulo, sob o n.º 5032012.

Riscos Relacionados às Debêntures

Os contratos financeiros, escritura de emissão de debêntures e outros instrumentos representativos das dívidas da Companhia possuem obrigações específicas, sendo que qualquer inadimplemento em decorrência da inobservância dessas obrigações pode afetar adversamente e de forma relevante a condição financeira da Companhia e sua capacidade de conduzir seus negócios.

A Companhia é parte em diversos instrumentos financeiros, alguns dos quais exigem manter certos índices financeiros e cumprir com outras obrigações específicas. Inadimplementos a estes instrumentos que não sejam sanados ou renunciados pelos respectivos credores poderão acarretar a decisão desses credores em declarar o vencimento antecipado de tais dívidas, bem como podem resultar no vencimento antecipado de outros instrumentos financeiros (*cross-default*). Os ativos e fluxo de caixa podem não ser suficientes para pagar integralmente o saldo devedor das obrigações da Companhia.

Eventual rebaixamento na classificação de risco da Oferta poderá acarretar redução de liquidez das Debêntures para negociação no mercado secundário.

Para se realizar uma classificação de risco (*rating*), certos fatores relativos à Companhia são levados em consideração, tais como sua condição financeira, administração e desempenho. São analisadas, também, características das Ofertas e das Debêntures, assim como as obrigações assumidas pela Companhia e os fatores político-econômicos que podem afetar a condição financeira da Companhia. Dessa forma, as avaliações representam uma opinião quanto às condições da Companhia de honrar seus compromissos financeiros, tais como pagamento do principal e juros no prazo estipulado. Caso a classificação de risco seja rebaixada, a Companhia poderá encontrar dificuldades em realizar outras emissões de títulos e valores mobiliários, assim como os titulares de Debêntures poderão ter prejuízo caso optem pela venda das Debêntures no mercado secundário.

Adicionalmente, alguns dos principais investidores que adquirem valores mobiliários por meio de ofertas públicas no Brasil (tais como entidades de previdência complementar) estão sujeitos a regulamentações específicas que condicionam seus investimentos em valores mobiliários a determinadas classificações de risco. Assim, o rebaixamento de classificações de risco obtidas com relação às Debêntures pode obrigar esses investidores a alienar suas Debêntures no mercado secundário, podendo vir a afetar negativamente o preço de referidas Debêntures e sua negociação no mercado secundário.

A baixa liquidez do mercado secundário brasileiro para negociação de debêntures poderá dificultar a venda das Debêntures.

O mercado secundário existente no Brasil para negociação de debêntures apresenta historicamente baixa liquidez, e não há nenhuma garantia de que existirá no futuro um mercado para negociação das Debêntures que permita aos seus subscritores sua alienação caso estes assim decidam. Dessa forma os titulares das Debêntures podem ter dificuldade em realizar sua venda no mercado secundário e, caso realizem a venda, esta poderá ocorrer por preço inferior ao seu valor nominal atualizado.

Risco relativo à remuneração das Debêntures

O STJ editou a Súmula n.º 176, declarando ser "nula a cláusula contratual que sujeita o devedor à taxa de juros divulgada pela ANBID/CETIP". As Debêntures poderão ser remuneradas com referência à taxa paga aos Depósitos Interbancários – DI, divulgada diariamente pela CETIP. Apesar de a referida Súmula não vincular as decisões do Poder Judiciário, há possibilidade de, em uma eventual disputa judicial, a Súmula n.º 176 vir a ser aplicada pelo Poder Judiciário para considerar que a Taxa DI não é valida como fator de remuneração das Debêntures. Em se concretizando esta hipótese, o índice que vier a ser indicado pelo Poder Judiciário para substituir a Taxa DI poderá conceder aos titulares das Debêntures remuneração inferior a atual remuneração das Debêntures.

Risco relativo à falência

As Debêntures serão simples, da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante. No caso das Debêntures da espécie quirografária, deve-se considerar que na hipótese de falência da Companhia, os investidores titulares de Debêntures quirografárias estarão subordinados aos demais credores da Companhia que contarem com garantia real ou privilégio (em atendimento ao critério legal de classificação dos créditos na falência). Dessa maneira, nessa hipótese, tais investidores somente preferirão aos titulares de créditos subordinados aos demais credores da Companhia e aos acionistas em relação à ordem de recebimento de seus créditos. Em caso de falência da Companhia, não há garantia, portanto, de que os investidores titulares de Debêntures quirografárias receberão a totalidade ou mesmo parte dos seus créditos.

Informações Acerca do Futuro da Companhia

Este Prospecto contém informações acerca das perspectivas do futuro da Companhia que refletem as opiniões da Companhia em relação ao seu desenvolvimento futuro e que, como em qualquer atividade econômica, envolvem riscos e incertezas. Não há garantias de que o desempenho futuro da Companhia seja consistente com essas informações. Os eventos futuros poderão diferir sensivelmente das tendências aqui indicadas, dependendo de vários fatores discutidos nesta seção "Fatores de Risco" e em outras seções deste Prospecto. As expressões "acredita que", "espera que" e "antecipa que", bem como outras expressões similares, identificam informações acerca das perspectivas do futuro da Companhia. Os potenciais investidores são advertidos a examinar com toda a cautela e diligência as informações contidas neste Prospecto e a não tomar decisões de investimento unicamente baseados em previsões futuras ou expectativas.

Nos termos da Instrução CVM n.º 400/03, este Prospecto deverá ser atualizado pela Companhia no prazo máximo de um ano, contado do arquivamento do Programa de Distribuição junto à CVM, ou por ocasião da apresentação das demonstrações financeiras anuais da Companhia à CVM, o que ocorrer primeiro, sem prejuízo de eventuais atualizações efetuadas por meio de Suplemento a cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada ao amparo do Programa de Distribuição.

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas da Companhia
- Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia
- Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro
- Atividades da Companhia
- Pendências Judiciais e Administrativas
- Administração
- Práticas de Governança Corporativa
- Capital Social, Dividendos e Acionistas
- Títulos e Valores Mobiliários
- Operações e Negócios com Partes Relacionadas

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

INFORMAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS SELECIONADAS DA COMPANHIA

A presente seção contém informações financeiras selecionadas da Companhia e, portanto, não possui todas as informações financeiras que deverão ser analisadas pelos investidores antes de se tomar uma decisão de investimento nas Debêntures objeto de cada oferta pública no âmbito do Programa de Distribuição, tampouco a comparação dos resultados da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008. A leitura da presente seção não substitui a leitura da seção "Análise e Discussão sobre as Demonstrações Financeiras Consolidadas e Resultados Operacionais da Companhia" deste Prospecto.

As informações financeiras selecionadas da Companhia estão em conformidade com as demonstrações contábeis auditadas da Companhia para os respectivos exercícios sociais indicados acima, que seguem anexas a este Prospecto e devem, portanto, ser lidas em conjunto com as mesmas. As demonstrações contábeis consolidadas e respectivas notas explicativas para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005 e 2006 foram auditadas pela BDO Trevisan Auditores Independentes. As demonstrações contábeis consolidadas e respectivas notas explicativas para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 e as informações trimestrais relativas aos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008 foram auditadas e revisadas pela Deloitte Touche Tomatsu Auditores Independentes.

As demonstrações contábeis da Companhia foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, consubstanciadas na Lei das Sociedades por Ações, normas e instruções da CVM, pronunciamentos técnicos emitidos pelo IBRACON e resoluções do CFC.

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007

Demonstração de Resultado

	31 de dezembro de					
	2005 (Reclassificado)	**% da receita líquida de vendas e serviços**	**2006 (Reclassificado)**	**% da receita líquida de vendas e serviços**	**2007**	**% da receita líquida de vendas e serviços**
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**2.560**	**-**	**3.005**	**-**	**3.365**	**-**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	**(271)**	**(11,8)**	**(299)**	**(11,0)**	**(322)**	**(10,6)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E SERVIÇOS	**2.289**	**100,0**	**2.706**	**100,0**	**3.043**	**100,0**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS						
Energia elétrica comprada para revenda	(157)	(6,9)	(288)	(10,6)	(268)	(8,8)
Transações no âmbito da CCEE	(7)	(0,3)	(281)	(10,4)	(182)	(6,0)
Custo de produção de energia elétrica	(538)	(23,5)	(502)	(18,6)	(610)	(20,0)
Custo de produção de energia elétrica	(9)	(0,4)	(11)	(0,4)	(10)	(0,4)
	(711)	**(31,1)**	**(1.082)**	**(40,0)**	**(1.070)**	**(35,2)**
LUCRO BRUTO	**1.578**	**68,9**	**1.624**	**60,0**	**1.973**	**64,8**
DESPESAS OPERACIONAIS						
Despesas com vendas	(165)	(7,2)	(210)	(7,8)	(217)	(7,1)
Despesas gerais e administrativas	(120)	(5,2)	(133)	(4,9)	(130)	(4,3)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	(50)	(2,2)	11	0,4	(2)	(0,1)
Ganhos em ações judiciais	-	-	95	3,5	4	0,2
	(335)	**(14,6)**	**(237)**	**(8,8)**	**(345)**	**(11,3)**
Resultado do serviço	**1.243**	**54,3**	**1.387**	**51,2**	**1.628**	**53,5**
Resultado de participações societárias	**(7)**	**(0,3)**	**(7)**	**(0,3)**	**(7)**	**(0,2)**
Resultado financeiro						
Receitas financeiras	139	6,1	108	4,0	101	3,3
Despesas financeiras	(275)	(12,0)	(264)	(9,8)	(235)	(7,7)
	(136)	**(5,9)**	**(156)**	**(5,8)**	**(134)**	**(4,4)**
RESULTADO OPERACIONAL	**1.100**	**48,1**	**1.224**	**45,1**	**1.487**	**48,9**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**4**	**0,1**	**3**	**0,1**	**(1)**	**(0,1)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**1.104**	**48,2**	**1.227**	**45,2**	**1.486**	**48,8**
Imposto de renda e contribuição social	(184)	(8,0)	(248)	(9,2)	(440)	(14,4)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**920**	**40,2**	**979**	**36,0**	**1.046**	**34,4**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO EM R$	**1,41**	**-**	**1,50**	**-**	**1,60**	**-**
EBITDA	**1.451**	**63,4**	**1.595**	**58,9**	**1.857**	**61,0**

Balanço Patrimonial

ATIVO	**31 de dezembro de**					
ATIVO CIRCULANTE	**2005**	**% do total**	**2006**	**% do total**	**2007**	**% do total**
Disponível	309	5,4	257	4,6	794	12,0
Consumidores, concessionárias e permissionárias	321	5,7	358	6,4	350	5,3
Tributos e contribuições sociais a compensar	17	0,3	27	0,5	11	0,2
Cauções e depósitos vinculados	48	0,8	76	1,4	20	0,3
Ativo fiscal diferido	82	1,5	21	0,4	12	0,2
Outros	60	1,1	53	1,0	77	1,2
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**837**	**14,8**	**792**	**14,3**	**1.264**	**19,2**
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a Longo Prazo						
Concessionárias e permissionárias	38	0,7	16	0,3	5	0,1
Depósitos judiciais	46	0,8	131	2,4	151	2,3
Ativo fiscal diferido	193	3,4	189	3,4	204	3,1
Outros	97	1,7	113	2,0	140	2,1
	374	**6,6**	**449**	**8,1**	**500**	**7,6**
Permanente						
Investimentos e Diferido	87	1,5	72	1,3	146	2,2
Imobilizado (incluindo Intangível)	4.354	77,1	4.226	76,3	4.688	71,0
	4.441	**78,6**	**4.298**	**77,6**	**4.834**	**73,2**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**4.815**	**85,2**	**4.747**	**85,7**	**5.334**	**80,8**
TOTAL	**5.652**	**100,0**	**5.539**	**100,0**	**6.598**	**100,0**

PASSIVO	**31 de dezembro de**					
PASSIVO CIRCULANTE	**2005**	**%**	**2006**	**%**	**2007**	**%**
Fornecedores	94	1,7	239	4,3	274	4,2
Dividendos e juros sobre o capital próprio	496	8,8	478	8,6	533	8,1
Empréstimos, financiamentos e debêntures	274	4,8	344	6,2	177	2,7
Operações com derivativos de curto prazo	66	1,2	5	0,1	-	-
Tributos e contribuições sociais	47	0,8	46	0,8	341	5,2
Outros	210	3,7	135	2,5	155	2,2
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**1.187**	**21,0**	**1.247**	**22,5**	**1.480**	**22,4**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Exigível a Longo Prazo						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.249	22,1	934	16,9	1.636	24,8
Benefícios pós-emprego	206	3,7	294	5,3	310	4,7
Outros	324	5,7	300	5,4	355	5,4
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**1.779**	**31,5**	**1.528**	**27,6**	**2.301**	**34,9**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	2.446	43,3	2.446	44,2	2.446	37,1
Reservas de capital	92	1,6	92	1,6	92	1,4
Reservas de lucros	148	2,6	226	4,1	279	4,2
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**2.686**	**47,5**	**2.764**	**49,9**	**2.817**	**42,7**
TOTAL	**5.652**	**100,0**	**5.539**	**100,0**	**6.598**	**100,0**

Períodos Encerrados em 31 de março de 2007 e 2008

Demonstração de Resultado

	31 de março de			
	2007	**% da receita líquida de vendas e serviços**	**2008**	**% da receita líquida de vendas e serviços**
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**761**	**-**	**1.059**	**-**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL	**(86)**	**(12,7)**	**(107)**	**(11,2)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E SERVIÇOS	**675**	**100,0**	**952**	**100,0**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS				
Energia elétrica comprada para revenda	(40)	(5,9)	(107)	(11,2)
Transações no âmbito da CCEE	(47)	(7,0)	(15)	(1,6)
Custo de produção de energia elétrica	(111)	(16,4)	(180)	(18,9)
Custo dos serviços prestados	(2)	(0,3)	(3)	(0,3)
	(200)	**(29,6)**	**(305)**	**(32,0)**
LUCRO BRUTO	**475**	**70,4**	**647**	**68,0**
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas	(51)	(7,6)	(56)	(5,9)
Despesas gerais e administrativas	(30)	(4,4)	(35)	(3,7)
Reversão de provisões operacionais, líquida	1	0,1	1	0,1
Recuperação de PIS/COFINS	-	-	76	8,0
	(80)	**(11,9)**	**(14)**	**(1,5)**
Resultado do serviço	**395**	**58,5**	**633**	**66,5**
Resultado de participações societárias				
Amortização de ágio	(2)	(0,3)	(1)	(0,1)
	(2)	**(0,3)**	**(1)**	**(0,1)**
Resultado financeiro				
Receitas financeiras	23	3,4	30	3,2
Despesas financeiras	(49)	(7,2)	(73)	(7,7)
	(26)	**(3,8)**	**(43)**	**(4,5)**
RESULTADO OPERACIONAL	**367**	**54,4**	**589**	**61,9**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**(1)**	**(0,1)**	**(1)**	**(0,1)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**366**	**54,3**	**588**	**61,8**
Imposto de renda e contribuição social	(124)	(18,4)	(197)	(20,7)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**242**	**35,9**	**391**	**41,1**
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM R$	**0,37**		**0,60**	
EBITDA	**451**	**66,8**	**691**	**72,6**

Balanço Patrimonial

ATIVO	**31 de março de**			
ATIVO CIRCULANTE	**2007**	**%**	**2008**	**%**
Disponível	548	9,5	978	14,2
Consumidores, concessionárias e permissionárias	352	6,1	459	6,7
Tributos e contribuições sociais a compensar	40	0,7	11	0,2
Cauções e depósitos vinculados	38	0,6	1	-
Ativo fiscal diferido	24	0,4	15	0,2
Outros	52	0,9	65	0,9
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**1.054**	**18,2**	**1.529**	**22,2**
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo				
Concessionárias e permissionárias	13	0,2	2	-
Depósitos judiciais	135	2,4	151	2,2
Ativo fiscal diferido	193	3,3	211	3,1
Outros	116	2,0	119	1,7
	457	**7,9**	**483**	**7,0**
Permanente				
Investimentos e diferido	96	1,7	142	2,1
Imobilizado (incluindo intangível)	4.178	72,2	4.743	68,7
	4.274	**73,9**	**4.885**	**70,8**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**4.731**	**81,8**	**5.368**	**77,8**
TOTAL	**5.785**	**100,0**	**6.897**	**100,0**

PASSIVO	**31 de março de**			
PASSIVO CIRCULANTE	**2007**	**%**	**2008**	**%**
Fornecedores	170	2,9	271	3,9
Dividendos e juros sobre o capital próprio	478	8,3	533	7,7
Empréstimos, financiamentos e debêntures	336	5,8	188	2,7
Impostos, taxas e contribuições	145	2,5	210	3,0
Operações com derivativos de curto prazo	13	0,2	-	-
Outros	134	2,3	163	2,5
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**1.276**	**22,0**	**1.365**	**19,8**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Exigível a Longo Prazo				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	894	15,4	1.634	23,7
Benefícios pós-emprego	298	5,2	312	4,5
Outros	310	5,4	378	5,5
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**1.502**	**26,0**	**2.324**	**33,7**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	2.446	42,3	2.446	35,5
Reservas de capital	92	1,6	92	1,3
Reservas de lucros	227	3,9	279	4,0
Lucros acumulados	242	4,2	391	5,7
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**3.007**	**52,0**	**3.208**	**46,5**
TOTAL	**5.785**	**100,0**	**6.897**	**100,0**

ANÁLISE E DISCUSSÃO DA ADMINISTRAÇÃO SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E RESULTADOS OPERACIONAIS DA COMPANHIA

A análise e discussão da administração sobre a situação financeira e os resultados operacionais da Companhia apresentada a seguir deve ser lida em conjunto com as Demonstrações Contábeis Consolidadas e respectivas notas explicativas incluídas neste Prospecto. A discussão dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia apresentada a seguir é baseada nas Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Impactos da inflação e outros fatores macroeconômicos nos resultados da Companhia

O desempenho econômico brasileiro nos últimos anos foi fortemente impactado pela inflação, taxas de juros e incertezas quanto à continuidade da política econômica.

O Brasil apresentou elevadas taxas de inflação em diversos períodos da sua história. A inflação e as medidas destinadas a combatê-la resultam normalmente na diminuição da renda da população e, conseqüentemente, na redução da expansão da atividade econômica. Aumentos nas taxas de inflação afetam o mercado na medida em que reduzem a atividade econômica, o consumo e o investimento.

O nível da taxa de juros tem forte influência nas decisões de consumo das pessoas e nas decisões de investimento das empresas.

Para maiores informações acerca dos impactos da inflação e outros fatores macroeconômicos nos resultados da Companhia vide "Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos" na seção "Fatores de Risco", neste Prospecto.

Sumário das principais práticas contábeis da Companhia

As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia na elaboração das demonstrações contábeis são as seguintes:

Aplicações financeiras

São registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados mediante constituição de provisão.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

Constituída em montante considerado suficiente pela administração da Companhia para cobrir prováveis riscos na realização de créditos a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e de outros créditos, com base em análise individual dos créditos existentes.

Imposto de renda e contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido)

São calculados às alíquotas de 25,0% e 9,0%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e são reconhecidos com base nas diferenças temporárias. A segregação entre circulante e não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

Almoxarifado

Estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

Ativos indexados

São atualizados até a data do balanço.

Investimentos

Os investimentos em Controladas ((i) sociedades controladas e (ii) controlada em conjunto com outras sociedades) são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado.

Imobilizado

É registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas Controladas estão em consonância com os citados atos normativos.

Os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado. Até 31 de dezembro de 1998, foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

São atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais. Os encargos decorrentes de ambos são apropriados até a data do balanço.

Derivativos

São contratados com o objetivo de administrar os riscos associados às variações nas taxas cambiais de determinados empréstimos e financiamentos. Os ganhos auferidos e as perdas incorridas são reconhecidos no resultado financeiro pelo regime de competência.

Em novembro de 2007, a Companhia liquidou a última operação de *swap* no mercado de balcão, em que a variação cambial de empréstimos e financiamentos era trocada pela variação do CDI. O resultado dessas operações pode ser analisado nas rubricas "Perdas com operações de *swaps* cambiais" - "Despesas Financeiras", na nota explicativa 28 - "Resultado Financeiro" das Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, disponíveis no site da CVM (www.cvm.gov.br) e no site da Companhia (www.tractebel.com.br).

Demais obrigações

São registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias.

Provisão para contingências

São constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, cíveis, trabalhistas, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

Benefícios pós-emprego

São registrados com base em avaliação atuarial, pelo "Método da Unidade de Crédito Projetada", complementados pelos valores projetados atuarialmente e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas.

Resultado do exercício

As receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

Reconhecimento dos efeitos inflacionários

Estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei n.º 9.249, de 26 de dezembro de 1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31 de dezembro de 1995.

Uso de estimativas

A preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas e de realização do respectivo ativo fiscal diferido.

Ajuste a valor presente

Os ativos e passivos não circulantes contratados a preços futuros são ajustados a valor presente, com a taxa de desconto de 10,0% a.a., usualmente praticada no setor elétrico.

Demonstrações contábeis consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora (i.e., a Companhia) no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre a Companhia e as Controladas consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da Itasa são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado.

Em face da participação da Companhia nas Controladas ser de 99,99%, não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

Reclassificação das demonstrações contábeis

Com o propósito de permitir uma melhor apresentação e facilitar a comparação das demonstrações contábeis, certas rubricas do balanço patrimonial de 31 de dezembro de 2005 e da demonstração de resultado do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005 foram reclassificadas. As principais reclassificações realizadas estão mencionadas a seguir:

Fornecimento de energia elétrica

A receita de fornecimento de energia elétrica, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções da Receita Operacional".

Combustível para produção de energia elétrica

De acordo com a orientação contida no Despacho n.º 657/2006 da ANEEL, a partir de janeiro de 2006, o consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE, que vinha sendo registrado no grupo "Receita Operacional Bruta", na rubrica "Subvenção Combustível – CCC/CDE" passou a ser apresentado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na rubrica "Combustível para Produção de Energia Elétrica".

Os valores a receber relativos ao reembolso de combustíveis da Eletrobrás, os quais são repassados aos fornecedores de carvão para pagamento de fornecimento do combustível, que estavam classificados na rubrica "Créditos da Conta Consumo de Combustível – CCC/CDE" foram reclassificados para a rubrica "Fornecedores", a partir de 31 de dezembro de 2006.

Repasse - CCC/CDE - Venda de Cinzas

A receita operacional de vendas de cinzas, a partir de 1º de janeiro de 2007, passou a ser apresentada líquida do repasse na rubrica "CCC/CDE - Vendas de Cinzas". Até 31 de dezembro de 2007, este repasse vinha sendo apresentado no grupo "Deduções da Receita Operacional".

Encargos do passivo atuarial

Os encargos financeiros sobre o passivo atuarial relativos aos benefícios pós-emprego foram reclassificados do grupo "Despesas Operacionais" para o grupo "Despesas Financeiras" a partir de 31 de junho de 2006.

Depósitos Judiciais

Em atendimento à Deliberação CVM n.º 489, de 31 de outubro de 2005, os depósitos judiciais relacionados às contingências provisionadas foram reclassificados do grupo "Ativo Não Circulante" para serem demonstrados como valores redutores dos passivos contingentes correspondentes na rubrica "Provisões para Contingências", a partir de 31 de dezembro de 2006.

Reclassificações

As reclassificações efetuadas nas rubricas anteriormente comentadas foram as seguintes:

	31 de dezembro	
	2005	**2006**
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO		
Fornecimento de energia elétrica	28	49
Combustível para produção de energia elétrica	311	-
Repasse - CCC/CDE - Venda de Cinzas	5	7
Encargos do passivo atuarial	33	-
BALANÇO PATRIMONIAL		
Crédito conta consumo de combustível CCC/CDE	28	-
Depósitos judiciais	25	-

Mudança de Práticas Contábeis no exercício de 2006

Provisão para grandes manutenções

A Companhia, a partir de janeiro de 2006, modificou a prática contábil de registro da provisão para grandes manutenções de seu Parque Gerador, em atendimento à Interpretação Técnica n.º 01/2006, do IBRACON, a qual visa à convergência com as normas internacionais de contabilidade.

A prática contábil que vinha sendo adotada pela Companhia e que prevalecia no Brasil até 31 de dezembro de 2005, era a de constituir provisão para gastos com grandes manutenções de bens do ativo imobilizado, em base mensal, para refletir o total das despesas e dos gastos a incorrer no período planejado da manutenção.

De acordo com o novo critério contábil, os componentes principais dos bens do imobilizado que precisarem de reposição em intervalos regulares devem ser contabilizados como ativos individuais, separados daqueles bens do imobilizado aos quais se relacionam, e depreciados com base nas vidas úteis destes ativos separados. Os dispêndios incorridos na reposição ou renovação dos componentes são registrados no imobilizado como aquisição de um ativo separado e os ativos substituídos são baixados do imobilizado.

Os efeitos da mudança de prática contábil, no montante de R$ 30 milhões, líquido de imposto de renda e contribuição social, foram reconhecidos diretamente na conta "Lucros Acumulados".

Aplicação de recursos em P&D

A Companhia, de acordo com a legislação em vigor, está obrigada a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 1,0% (até 31 de dezembro de 2005, eram 0,25%) de sua receita operacional líquida em P&D.

O critério de contabilização destes recursos destinados à P&D foi alterado, em janeiro de 2006, conforme orientação contida na Interpretação Técnica n.º 03/2006, do IBRACON.

O procedimento contábil que vinha sendo adotado pela Companhia e que prevalecia no setor elétrico brasileiro era o de registrar a aplicação destes recursos à medida que os programas eram executados e os gastos incorridos. Esse procedimento prejudicava o atendimento ao princípio do confronto da receita e despesa, uma vez que o mês da aplicação dos recursos não coincidia com o da competência da receita. De acordo com o novo procedimento contábil, a parcela da receita da Companhia destinada à aplicação em programas de P&D está sendo reconhecida no mesmo mês de competência da receita, na rubrica "Pesquisa e Desenvolvimento", no grupo "Deduções da Receita Operacional".

Comparação dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005 e 2006

Considerações sobre os resultados operacionais

Receita Operacional Bruta

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções da Receita Operacional". De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a Receita Operacional Bruta e as Deduções da Receita Operacional relativas ao exercício de 2005 foram reclassificadas, passando, respectivamente, de R$ 2.904 milhões e R$ 304 milhões, para R$ 2.560 milhões e R$ 271 milhões.

A receita bruta alcançou R$ 3.005 milhões em 2006, um acréscimo de 17,4% em relação a 2005, sendo 9,3% receita de suprimento de energia e 53,5% receita de fornecimento de energia, demonstrando a importância do desenvolvimento do portfólio de clientes livres. Os principais fatores que contribuíram para a sua evolução foram o incremento do volume de energia vendida, em 10,1%, e o aumento dos preços médios de venda, em 6,5%.

Deduções da Receita Operacional

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 10,3% entre os períodos comparados, elevando-se de R$ 271 milhões para R$ 299 milhões. Este acréscimo deveu-se, basicamente, à combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo da dedução do PIS e da COFINS em virtude da Companhia ter recolhido essas contribuições sobre as receitas decorrentes dos contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a um ano e a preço pré-determinado, à alíquota de 3,65%, com base no regime de tributação cumulativo. Para as receitas relativas a estes contratos, até junho de 2005, a Companhia recolheu o imposto pelo regime de não cumulatividade, à alíquota de 9,25%, mudando o regime de tributação a partir de julho, após ter impetrado mandado de segurança contra a Receita Federal; (ii) aumento do ICMS ocorrido pelo incremento das vendas interestaduais a consumidores finais; e (iii) reconhecimento, a partir de 2006, como dedução da receita bruta, dos recursos a serem aplicados em P&D, em função de mudança de procedimento contábil proposta pela ANEEL.

Receita Líquida

A receita líquida de 2006 totalizou R$ 2.706 milhões, um incremento de 18,2% em comparação com o ano anterior, quando totalizou R$ 2.289 milhões.

Custos de Energia Elétrica e Serviço

Os custos alcançaram R$ 1.082 milhões no ano de 2006, representando um crescimento de 52,2% sobre o exercício de 2005. Esta evolução decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- *Energia elétrica comprada para revenda*: aumento de R$ 131 milhões em decorrência do maior volume de compra para atendimento aos compromissos contratuais de venda de energia;
- *Transações no âmbito da CCEE*: crescimento de R$ 274 milhões, devido principalmente: (i) à necessidade de reposição da energia fornecida no âmbito do "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica" celebrado com a CIEN, que se mostrou indisponível a partir de junho de 2006; (ii) ao aumento médio dos PLD, na CCEE, que resultou no crescimento dos custos de energia de substituição termelétrica; e (iii) aos maiores custos do MRE, em decorrência da redução da produção hidrelétrica no ano de 2006, devido à forte estiagem que atingiu a Região Sul do País, onde está localizada a maior parte das UHE da Companhia.
- *Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos*: redução de R$ 29 milhões em função da redução do despacho da energia gerada pelas UHE requerido pelo ONS, devido à já citada estiagem que atingiu a Região Sul.

Para maiores informações sobre o "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica", vide "Pendências Judiciais - Cíveis" na seção "Pendências Judiciais e Administrativas" deste Prospecto.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas totalizaram R$ 210 milhões, montante 27,3% superior ao do ano de 2005, em virtude, basicamente, do aumento dos encargos de uso da rede elétrica no montante de R$ 40 milhões, causado pelo aumento do volume de vendas por meio de Contratos Bilaterais em substituição aos Contratos Iniciais, sobre os quais não incidiam encargos de transmissão, e pelo reajuste que incidiu sobre as tarifas desse serviço.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de R$ 133 milhões, representando incremento de 10,8% em relação ao ano anterior, devido, principalmente, à devolução de R$ 9 milhões de adicional tarifário anteriormente cobrado de clientes para compensação de diferenças de PIS e COFINS decorrentes de alterações na legislação fiscal, por imposição do órgão regulador.

Provisões Operacionais Líquidas

A redução de R$ 61 milhões ocorreu, principalmente, em função (i) de reversão realizada em 2006, de provisão para contingência cível, em virtude de remota probabilidade de perda, no valor de R$ 22 milhões, e (ii) pelo fato de, no exercício de 2005, ter sido reconhecida provisão não recorrente para pagamento de benefícios pós-emprego, devido à mudança de premissas atuariais quando da migração do plano de "benefício definido" para "contribuição definida", no montante de R$ 20 milhões, e ao complemento de provisão para manutenções programadas por conta de reavaliações no programa de manutenção do Parque Gerador, no valor de R$ 16 milhões.

Ganho em Ação Judicial

Em 2006, a Companhia obteve ganho em ação judicial, no montante de R$ 89 milhões, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS.

Outras Receitas Operacionais – Recuperação de PIS/COFINS

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 não houve registro nesta rubrica.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: redução de R$ 31 milhões, devido, basicamente, ao decréscimo da renda de aplicações financeiras em conseqüência da menor disponibilidade de recursos disponíveis para aplicação em 2006 e às menores taxas de juros praticadas pelo mercado.

Despesas financeiras: queda de R$ 11 milhões, em decorrência, principalmente, da redução dos encargos provenientes de dívidas devido às amortizações de empréstimos e financiamentos e à queda da TJLP.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R$ 64 milhões decorreu principalmente da combinação do crescimento do lucro antes dos tributos com a redução do crédito dos juros sobre o capital próprio no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, os quais resultaram no incremento do imposto de renda e contribuição social em R$ 42 milhões e R$ 20 milhões, respectivamente.

Lucro Líquido

Em decorrência dos fatores antes mencionados, o lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 atingiu R$ 979 milhões, 6,4% acima do registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, representando um lucro de R$ 1,50 por ação.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 alcançou R$ 1.595 milhões, que representou um aumento de 9,9% em relação ao exercício social anterior, e a margem EBITDA foi de 58,9%, enquanto que no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005 foi de 63,4%.

Considerações sobre as contas patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2006, o ativo circulante da Companhia era de R$ 792 milhões, 5,4% menor que em 31 de dezembro de 2005. A variação do ativo circulante deve-se fundamentalmente à redução das disponibilidades em 16,8% ou R$ 52 milhões. Estas disponibilidades eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2006, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$ 449 milhões, 20,1% maior que em 31 de dezembro de 2005. A variação é justificada, principalmente, pelo aumento do valor dos depósitos judiciais no montante de R$ 85 milhões, dos quais R$ 70 milhões foram efetuados em função do questionamento judicial quanto à adoção do regime de tributação cumulativo ou não-cumulativo do PIS e da COFINS sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a 1 ano e a preço predeterminado.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2006, o imobilizado da Companhia era de R$ 4.226 milhões, 2,9% menor que em 31 de dezembro de 2005. Os principais componentes que determinaram esta variação foram as aquisições de ativos, no montante de R$ 69 milhões e a depreciação e amortização de R$ 200 milhões. As aplicações no imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, à reforma dos geradores da UHE Salto Osório, a troca do precipitador eletrostático das Unidades Geradoras 1 a 4 da UTE Jorge Lacerda A e da Unidade Geradora 6 da UTE Jorge Lacerda B, a manutenção geral das Unidades Geradoras 1, 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A e da Unidade Geradora 4 da UTE Charqueadas e a diversas obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo.

Passivo Circulante

Em 31 de dezembro de 2006, o passivo circulante era de R$ 1.247 milhões, apresentando um aumento de 5,1% em relação a 31 de dezembro de 2005. A variação se deu, principalmente, pelas seguintes razões: (i) aumento de R$ 118 milhões na conta de fornecedores devido ao crescimento do saldo das transações no âmbito da CCEE e da compra de energia de terceiros; (ii) aumento de R$ 70 milhões em empréstimos, financiamentos e debêntures em decorrência da combinação dos encargos financeiros gerados, da transferência de parcelas do longo prazo e das amortizações do serviço da dívida, (iii) redução de R$ 61 milhões no saldo de operações com derivativos em virtude de liquidações de operações de swap cambial em 2006; e (iv) decréscimo de R$ 61 milhões na conta benefícios pós-emprego devido a contratação de dívidas com as Fundações PREVIG e ELOS que resultou no alongamento do perfil da obrigação e a conseqüente transferência de valores para o exigível a longo prazo.

Exigível a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2006, o exigível a longo prazo era de R$ 1.528 milhões, apresentando uma redução de 14,1% em relação a 31 de dezembro de 2005. Esta movimentação ocorreu em função, principalmente (i) da transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$ 316 milhões; (ii) dos efeitos da valorização do Real frente às moedas estrangeiras que compõe a dívida relativa a empréstimos e financiamentos, que gerou redução da dívida equivalente a R$ 18 milhões; e (iii) do aumento de R$ 88 milhões em benefícios pós-emprego pela contratação de dívidas, pelo motivo anteriormente mencionado, e pelo complemento da provisão resultante da avaliação atuarial anual.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia, de R$ 2.686 milhões em 31 de dezembro de 2005, passou, em 31 de dezembro de 2006, para R$ 2.764 milhões em decorrência (i) do ajuste de exercícios anteriores no valor de R$ 29 milhões, (ii) do lucro líquido do exercício de 2006, no valor de R$ 979 milhões, e (iii) da destinação de parte deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio no valor de R$ 930 milhões.

Comparação dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2006 e 2007

Considerações sobre os resultados operacionais

Receita Operacional Bruta

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções à receita operacional". De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a receita operacional bruta e as deduções à receita bruta relativas ao exercício de 2006 foram reclassificadas, passando, respectivamente, de R$ 3.061 milhões e R$ 355 milhões, para R$ 3.005 milhões e R$ 299 milhões.

A receita operacional bruta alcançou R$ 3.365 milhões em 2007, um acréscimo de 12,0% em relação a 2006, sendo 5,7% na receita de suprimento de energia e 33,9% na receita de fornecimento de energia, demonstrando a importância do desenvolvimento do portfólio de clientes livres. Os principais fatores que contribuíram para a sua evolução foram o aumento do preço médio de venda da energia em 12,0%, principalmente daquela contratada com consumidores livres e pelo maior preço e volume de exportação de energia para atendimento das necessidades energéticas da Argentina. No ano de 2007, a quantidade de energia vendida manteve-se no mesmo patamar de 2006, da ordem de 3.740 MW médios.

Deduções da Receita Operacional

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 7,7% entre os períodos comparados, elevando-se de R$ 299 milhões para R$ 322 milhões. Este incremento deveu-se, basicamente, à combinação do crescimento da receita de venda de energia com a redução de ICMS incidente sobre o faturamento de energia elétrica para consumidores livres que passou a ser cobrado por substituição tributária e deduzido diretamente da receita de fornecimento de energia elétrica. Por outro lado, houve redução dos valores deduzidos da receita a serem aplicados em projetos de P&D, devido, principalmente, a mudança de procedimento quanto à definição da base de cálculo do P&D.

Receita Líquida

A receita líquida do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 totalizou R$ 3.043 milhões, um incremento de 12,5% em comparação com o exercício social anterior, quando totalizou R$ 2.706 milhões, resultante, substancialmente, do incremento de preço médio líquido de venda em 12,0% e do volume de energia vendida para consumidores livres e exportada para a Argentina.

Custos de Energia Elétrica e Serviço

Os custos alcançaram R$ 1.070 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, representando uma pequena redução em 1,1% sobre o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, Esta variação decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- *Energia elétrica comprada para revenda*: redução de R$ 20 milhões em decorrência do menor volume de compra para atendimento aos compromissos contratuais de venda de energia;
- *Transações no âmbito da CCEE*: redução de R$ 99 milhões, em função, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 102 milhões, devido, substancialmente, a uma menor exposição na CCEE em decorrência da otimização de alocação dos recursos hidráulicos em comparação com 2006; (ii) aumento de R$ 61 milhões na receita resultante do MRE, pelo maior despacho de energia das UHE requerido pelo ONS; e (iii) redução de R$ 58 milhões, na receita, devido ao menor despacho de energia da UTE William Arjona, em virtude de reforço de transmissão na região de Campo Grande, no Mato Grosso do Sul, a partir de novembro de 2006.
- *Combustíveis para produção de energia elétrica*: aumento de R$ 25 milhões, em decorrência, basicamente, da conjugação dos seguintes aspectos: (i) redução de R$ 47 milhões devido ao menor consumo de gás verificado a partir da redução do despacho da energia gerada na UTE William Arjona, após o reforço de transmissão anteriormente mencionado, e ao corte de fornecimento de gás verificado no último trimestre de 2007; e (ii) aumento de R$ 72 milhões relativo ao consumo de carvão para atendimento à grande demanda de exportação de energia para a Argentina.

- *Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos*: crescimento de R$ 51 milhões, em função do expressivo aumento no despacho pelo ONS de energia gerada nas UHE em comparação com o ano anterior, que foi influenciado pela forte estiagem que atingiu a região Sul do País. Esse incremento foi parcialmente compensado pelo aumento da receita auferida no MRE, conforme anteriormente comentado.
- *Depreciação e amortização*: aumento de R$ 21 milhões, em razão de revisão da vida útil de certos ativos de UHE, a partir de janeiro de 2007.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas totalizaram R$ 217 milhões, montante 3,3% superior ao do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, em virtude, basicamente, do aumento dos encargos de uso da rede elétrica por reajuste tarifário anual e das despesas com pessoal.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas foram de R$ 130 milhões, representando uma redução de 2,3% em relação ao ano anterior. Desconsiderando-se a despesa não recorrente de R$ 9 milhões reconhecida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, em função da devolução do adicional tarifário anteriormente cobrado de clientes para compensar diferenças de PIS e COFINS, as despesas gerais e administrativas no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foram 4,8% superiores às do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006. O referido aumento decorreu, principalmente, do reajuste salarial anual e do reconhecimento, a partir de 2007, da provisão para o pagamento de remuneração variável aos administradores e para o "Programa de Desligamento Voluntário" implementado pela Companhia.

Provisões Operacionais Líquidas

O aumento de R$ 13 milhões ocorreu, principalmente, em função de no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 ter sido constituída provisão de R$ 2 milhões, enquanto que no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 ter sido reconhecida reversão de provisão de natureza cível, no valor de R$ 22 milhões, e constituição de provisão para pagamento de benefícios pós-emprego, no montante de R$ 8 milhões.

Ganhos em Ação Judicial

A redução de R$ 91 milhões no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foi decorrente, basicamente, do reconhecimento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, de ganho em ação judicial, no montante de R$ 89 milhões, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e à COFINS.

Resultado Financeiro

Receitas financeiras: redução de R$ 7 milhões em função do aumento na renda de aplicação financeira e na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios, no exercício de 2007, ter sido inferior ao reconhecimento, no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, de receita financeira não recorrente relativa a juros extraordinários sobre parcelamento de dívidas de valores a receber de venda de energia e de ganhos em processos judiciais.

Despesas financeiras: diminuição de R$ 29 milhões**,** em razão, principalmente, da combinação dos efeitos a seguir descritos: (i) queda de R$ 11 milhões nos encargos sobre os empréstimos, financiamentos e debêntures, devido à redução da TJLP, da taxa referencial do SELIC e do CDI e à diminuição gradativa do endividamento pelas amortizações realizadas no período; (ii) crescimento de R$ 33 milhões na receita de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, em razão de maior desvalorização das moedas que compõe a dívida frente ao Real; e (iii) aumento de R$ 17 milhões na variação monetária sobre dívida, em função do aumento do IGPM entre os anos comparados.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R$ 192 milhões deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) incremento de R$ 88 milhões em decorrência do crescimento do resultado antes dos tributos da Companhia; (ii) maior imposto de renda e contribuição social, no valor de R$ 13 milhões, em função de menor crédito de juros sobre o capital próprio no ano de 2007 em comparação com 2006; e (iii) reconhecimento de ganho fiscal extraordinário de R$ 87 milhões, em 2006, devido aos efeitos da alienação de 33,34% do Projeto Jacuí. Para maiores informações sobre o Projeto Jacuí, vide "Desinvestimentos Relevantes" e "Contratos Diversos" da seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Lucro Líquido do Exercício

Em conseqüência dos fatores antes mencionados, o lucro líquido no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 atingiu R$ 1.046 milhões, 6,8% acima do registrado no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, representando um lucro de R$ 1,60 por ação. Desconsiderando-se os eventos não-recorrentes ocorridos no ano de 2006, quais sejam os ganhos em ações judiciais e os efeitos decorrentes da alienação do Projeto Jacuí, o lucro líquido de 2007 seria 28,9% superior ao registrado em 2006.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 alcançou R$ 1.857 milhões, um aumento de 16,4% em relação ao ano anterior, e a margem EBITDA foi de 61,0%, enquanto a de 2006 foi de 58,9%.

Considerações sobre as contas patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2007, o ativo circulante da Companhia era de R$ 1.264 milhões, 59,6% superior que em 31 de dezembro de 2006. A variação do ativo circulante deveu-se fundamentalmente ao aumento das disponibilidades em 208,9% ou R$ 537 milhões. Estas disponibilidades eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2007, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$ 500 milhões, 11,4% maior que em 31 de dezembro de 2006. A variação é justificada, principalmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) aumento dos depósitos judiciais, no montante de R$ 20 milhões, dos quais R$ 17 milhões correspondem à atualização monetária; (ii) acréscimo nos tributos e contribuições sociais a recuperar e no ativo fiscal diferido, no valor de R$ 27 milhões; (iii) aumento do valor a receber da alienação do Projeto Jacuí, decorrente de juros e atualização monetária no valor R$ 13 milhões; e (iv) transferência para o ativo circulante dos valores a receber decorrentes de parcelamento com agentes da CCEE, correspondentes a R$ 9 milhões.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2007, o imobilizado da Companhia era de R$ 4.688 milhões, 10,9% superior que em 31 de dezembro de 2006. Os principais componentes que determinaram esta variação foram as aquisições de ativos, no montante de R$ 689 milhões e a depreciação e amortização de R$ 221 milhões. As aplicações no imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, à ingresso no montante de R$ 616 milhões na obra da UHE São Salvador, e de R$ 73 milhões relativos: (i) à reforma dos geradores da UHE Salto Osório; (ii) à manutenção geral, troca e modernização dos precipitadores eletrostáticos da Unidade Geradora 1 e 4 da UTE Jorge Lacerda A; e (iii) a outras obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo.

Passivo Circulante

Em 31 de dezembro de 2007, o passivo circulante era de R$ 1.480 milhões, apresentando um aumento de 18,7% em relação a 31 de dezembro de 2006. A variação se deu, principalmente, pela conjugação das seguintes razões: (i) acréscimo de R$ 35 milhões na conta de fornecedores, devido, principalmente, à compra de carvão para produção de energia elétrica em atendimento à grande demanda de exportação para a Argentina; (ii) aumento de R$ 55 milhões de dividendos e juros sobre o capital próprio; (iii) redução de R$ 166 milhões em empréstimos, financiamentos e debêntures em decorrência da combinação dos encargos financeiros gerados, da transferência de parcelas do longo prazo e das amortizações do serviço da dívida; (iv) incremento de R$ 295 milhões em tributos e contribuições sociais, devido, substancialmente, ao pagamento do imposto de renda e da contribuição social, ter sido efetuado sobre base de cálculo estimada, diferentemente do ano de 2006, quando foi utilizada base de cálculo definitiva e (v) aumento de R$ 11 milhões nas obrigações com o "Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento".

Exigível a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2007, o exigível a longo prazo era de R$ 2.301 milhões, apresentando um acréscimo de 50,6% em relação a 31 de dezembro de 2006. Esta variação ocorreu pela combinação dos seguintes principais fatos: (i) transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$ 138 milhões; (ii) alongamento do vencimento de dívida que vencia em 2007, no valor de R$ 101 milhões; (iii) efeitos da valorização do Real frente às moedas estrangeiras que compõe a dívida relativa a empréstimos e financiamentos, que resultou em redução da dívida no montante equivalente a R$ 33 milhões; (iv) captação de R$ 350 milhões, por meio da segunda emissão de debêntures, que se destinaram à aquisição da CESS; (v) saque de 393 milhões relativo ao financiamento contratado com o BNDES e seus agentes financiadores, pela controlada CESS, para fazer frente aos investimentos na construção da UHE São Salvador; (vi) aumento de concessão a pagar, no montante de R$ 34 milhões, decorrente de juros e atualização monetária; e (vii) incremento de R$ 16 milhões em benefícios pós-emprego decorrentes da combinação da transferência para o passivo circulante com o complemento da provisão resultante da avaliação atuarial anual.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia, de R$ 2.764 milhões em 31 de dezembro de 2006, passou, em 31 de dezembro de 2007, para R$ 2.817 milhões em decorrência (i) do lucro líquido do exercício de R$ 1.046 milhões e (ii) da destinação deste parte deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no valor de R$ 993 milhões.

Comparação dos resultados operacionais e contas patrimoniais da Companhia nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008

Considerações sobre os resultados operacionais

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta no período encerrado em 31 de março de 2008 foi de R$ 1.059 milhões, montante 39,2% superior ao alcançado no mesmo período do exercício social anterior, que foi de R$ 761 milhões, refletindo, principalmente, o aumento do preço médio de venda da energia em 15,5% e o incremento de R$ 201 milhões na receita de energia comercializada no âmbito da CCEE, nos meses de janeiro e fevereiro. O aumento da receita auferida na CCEE decorreu, basicamente, dos seguintes fatores: (i) maior disponibilidade de energia vendida na CCEE, em função do processo de alocação mensal da energia assegurada anual das UHE e do elevado PLD, que resultou em receita de R$ 127 milhões; (ii) geração nas UTE William Arjona e Alegrete conforme determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), para a segurança energética do sistema elétrico brasileiro, proporcionando uma receita de R$ 63 milhões; e (iii) geração hidrelétrica acima da Energia Assegurada do sistema, que resultou em receita de energia secundária de R$ 12 milhões. No período encerrado em 31 de março de 2008, a quantidade vendida totalizou 3.511 MW médios, que representou uma redução de 3,4% em relação aos 3.633 MW médios vendidos em igual período do exercício social anterior. Essa queda foi ocasionada, principalmente, pelo menor volume destinado às Distribuidoras.

Deduções da Receita Operacional

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 24,4% entre o período encerrado em 31 de março de 2007 e de 2008, elevando-se de R$ 86 milhões para R$ 107 milhões, respectivamente. Esse incremento foi inferior à variação da receita bruta em função, principalmente, de não haver incidência de ICMS sobre as vendas na CCEE.

Receita Líquida

No período encerrado em 31 de março de 2008, a receita líquida aumentou 41,0% em comparação ao período encerrado em 31 de março de 2007, evoluindo de R$ 675 milhões para R$ 952 milhões. O crescimento decorreu do aumento no preço médio de energia vendida e os efeitos das transações na CCEE.

Custos de Energia Elétrica e Serviços

Os custos alcançaram R$ 305 milhões no período encerrado em 31 de março de 2008, representando um crescimento de 52,5% sobre o período encerrado em 31 de março de 2007, que foi de R$ 200 milhões. Esta evolução decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- *Energia elétrica comprada para revenda*: aumento de R$ 67 milhões, devido, basicamente, ao fato de os preços de alguns contratos de compra de energia guardarem relação com os PLD.
- *Transações no âmbito da CCEE*: redução de R$ 32 milhões em função, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 23 milhões, devido, substancialmente, a uma menor exposição na CCEE, visto que praticamente todas as UTE da Companhia geraram plenamente por estarem na ordem de mérito para despacho, ao contrário do que ocorreu no período encerrado em 31 de março de 2007 onde as usinas geraram apenas a inflexibilidade declarada no sistema; (ii) redução de R$ 18 milhões nas despesas relacionadas com o MRE, pelo maior despacho de energia das UHE requerido pelo ONS, no período encerrado em 31 de março de 2008; e (iii) aumento de R$ 6 milhões, em função de a despesa na CCEE no período encerrado em 31 de março de 2007 ter sido apresentada líquida de uma receita de Encargos de Serviço do Sistema (ESS) neste valor, enquanto em março de 2008, único mês do período encerrado em 31 de março de 2008 em que a Companhia incorreu em despesa na CCEE, essa receita foi nula.
- *Combustíveis para produção de energia elétrica*: aumento de R$ 50 milhões, em decorrência, basicamente, do consumo de óleo diesel nas UTE William Arjona e Alegrete, em virtude do despacho das usinas pelo ONS com o objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico do país. Este aumento do custo foi compensado pelo aumento na receita na CCEE, conforme anteriormente mencionado.
- *Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos*: crescimento de R$ 10 milhões, em decorrência do expressivo aumento no despacho da energia gerada nas UHE pelo ONS em comparação com o período encerrado em 31 de março de 2007 e do reajuste tarifário ocorrido em janeiro de 2008.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica e totalizaram R$ 56 milhões no período encerrado em 31 de março de 2008, superior em 9,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 51 milhões. Este incremento ocorreu, em grande parte, em decorrência do aumento dos encargos de uso da rede elétrica e conexão por reajuste tarifário.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas passaram de R$ 30 milhões para R$ 35 milhões no período encerrado em 31 de março de 2008, aumento de 16,7% em relação ao período encerrado em 31 de março de 2007, em função, principalmente, do reajuste salarial anual e da provisão para o Programa de Desligamento Voluntário implementado pela Companhia, a partir do segundo trimestre de 2007.

Provisões Operacionais Líquidas

A variação ocorrida no período encerrado em 31 de março de 2008 em relação ao mesmo período de 2007 foi irrelevante.

Ganhos em Ação Judicial

No período encerrado em 31 de março de 2008 analisado não houve variação nesta rubrica.

Outras Receitas Operacionais – Recuperação de PIS/COFINS

A Companhia reconheceu, no período encerrado em 31 de março de 2008, receita não recorrente de R$ 76 milhões, relativa à recuperação de PIS/COFINS recolhidos indevidamente em períodos anteriores. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fosseis adquiridos com recursos da CCC e da CDE que, de acordo com a orientação contida em despacho da ANEEL, passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica, a partir de novembro de 2005.

Resultado Financeiro

Receita financeira: aumento de R$ 7 milhões, devido, principalmente, ao crescimento na renda de aplicações financeiras, reflexo de um maior volume de recursos disponíveis para aplicação no período.

Despesa financeira: crescimento de 24 milhões em decorrência dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 9 milhões na despesa de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, existente no período encerrado em 31 de março de 2007, em razão da maior valorização das moedas que compõem a dívida frente ao Real; e (ii) incremento de R$ 18 milhões na despesa de variação monetária sobre dívidas, devido, principalmente, à emissão de debêntures realizada no segundo trimestre de 2007, indexada ao IPCA, e ao aumento do IGPM neste trimestre, em relação ao primeiro trimestre de 2007.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O crescimento de R$ 73 milhões no período encerrado em 31 de março de 2008 refere-se, basicamente, ao aumento do resultado antes dos tributos, conforme anteriormente comentado.

Lucro Líquido

No período encerrado em 31 de março de 2008, o lucro líquido alcançou R$ 391 milhões, 61,6% superior ao do mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 242 milhões, reflexo dos efeitos anteriormente mencionados. Cabe destacar que o lucro do período encerrado em 31 de março de 2008 teve um impacto positivo de R$ 50 milhões, líquidos de imposto de renda e contribuição social, relativo ao reconhecimento da recuperação de créditos do PIS/COFINS recolhidos a maior em anos anteriores. Desconsiderando-se esse efeito, o lucro do período encerrado em 31 de março de 2008 passaria para R$ 341 milhões, 40,9% superior ao do período encerrado em 31 de março de 2007, influenciado, principalmente, pelos efeitos positivos decorrentes das transações realizadas na CCEE.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA no período encerrado em 31 de março de 2008 alcançou R$ 691 milhões, 53,2% superior ao apresentado no período encerrado em 31 de março de 2007, que foi de R$ 451 milhões. Enquanto a margem EBITDA no período encerrado em 31 de março de 2007 foi de 66,8%, no período encerrado em 31 de março de 2008 foi de 72,6%.

Considerações sobre as Contas Patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de março de 2008, o ativo circulante da Companhia era de R$ 1.529 milhões, 45,1% superior que em 31 de março de 2007. A variação do ativo circulante deveu-se fundamentalmente ao aumento das disponibilidades em 78,5% ou R$ 430 milhões. Estas disponibilidades eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida no exercício de 2008.

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de março de 2008, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$ 483 milhões, 5,7% maior que em 31 de março de 2007. A variação é justificada, principalmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) aumento dos depósitos judiciais, no montante de R$ 16 milhões, dos quais R$ 4 milhões correspondem à atualização monetária; (ii) acréscimo no ativo fiscal diferido, no valor de R$ 18 milhões; e (iii) transferência para o ativo circulante dos valores a receber decorrentes de parcelamento com agentes da CCEE, correspondentes a R$ 8 milhões.

Imobilizado

Em 31 de março de 2008, o imobilizado da Companhia era de R$ 4.743 milhões, 13,5% superior que em 31 de março de 2007. Os principais componentes que determinaram esta variação foram às aquisições de ativos, no montante de R$ 795 milhões e a depreciação e amortização de R$ 223 milhões. As aplicações no imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, ao ingresso no montante de R$ 654 milhões na obra da UHE São Salvador, e de R$ 141 milhões relativos: (i) à reforma dos geradores da UHE Salto Osório; (ii) à manutenção geral, troca e modernização dos precipitadores eletrostáticos da Unidade Geradora 1 e 4 da UTE Jorge Lacerda A; e (iii) a outras obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo.

Passivo Circulante

Em 31 de março de 2008, o passivo circulante era de R$ 1.365 milhões, apresentando um aumento de 7,0% em relação a 31 de março de 2007. A variação se deu, principalmente, pela conjugação das seguintes razões: (i) acréscimo de R$ 101 milhões na conta de fornecedores, devido, principalmente, à compra de combustíveis para a UTE William Arjona e à aquisição de direito de compra de energia; (ii) aumento de R$ 55 milhões de dividendos e juros sobre o capital próprio; (iii) redução de R$ 148 milhões em empréstimos, financiamentos e debêntures em decorrência da combinação dos encargos financeiros gerados, da transferência de parcelas do longo prazo e das amortizações do serviço da dívida; (iv) incremento de R$ 65 milhões em tributos e contribuições sociais; e (v) aumento de R$ 14 milhões nas obrigações com o "Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento"

Exigível a Longo Prazo

No período encerrado em 31 de março de 2008, o exigível a longo prazo era de R$ 2.324 milhões, apresentando um acréscimo de 54,7% em relação ao período encerrado em 31 de março de 2007. Esta variação ocorreu pela combinação dos seguintes principais fatos: (i) transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$ 132 milhões; (ii) alongamento do vencimento de dívida que vencia em 2007, no valor de R$ 101 milhões; (iii) efeitos da valorização do Real frente às moedas estrangeiras que compõe os empréstimos e financiamentos, que resultou em redução da dívida no montante equivalente a R$ 20 milhões; (iv) captação de R$ 350 milhões, mediante a segunda emissão de debêntures, que se destinaram à aquisição da CESS; (v) saque de 393 milhões relativo ao financiamento contratado com o BNDES e seus agentes financiadores, pela controlada CESS, para fazer frente aos investimentos na construção da UHE São Salvador; (vi) aumento de concessão a pagar, no montante de R$ 39 milhões, decorrente de juros e atualização monetária; e (vii) incremento de R$ 14 milhões em benefícios pós-emprego decorrentes da combinação da transferência para o passivo circulante com o complemento da provisão resultante da avaliação atuarial anual.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia, de R$ 3.007 milhões em 31 de março de 2007, passou, em 31 de março de 2008, para R$ 3.208 milhões em decorrência (i) do lucro líquido do período de abril a dezembro de 2007, no valor de R$ 803 milhões, e do primeiro trimestre de 2008, no montante de R$ 391 milhões e (ii) da destinação do lucro líquido de 2007 para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no valor de R$ 993 milhões.

Outras considerações a respeito dos resultados operacionais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008

Liquidez e recursos de capital

Geral

O negócio da Companhia apresenta uma elevada geração operacional de caixa em função principalmente de sua elevada margem e controle de custos/despesas.

Fluxos de caixa

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de			Período encerrado em 31 de março de	
	(em milhões de R$)				
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Fluxo de Caixa Operacional	1.262	1.286	1.717	371	276
Fluxo de Caixa de Investimentos	44	69	705	35	62
Fluxo de Caixa de Financiamentos	1.565	1.269	475	45	30

Fluxo de Caixa Operacional

A principal fonte de caixa da Companhia nos últimos 3 exercícios sociais foi o caixa gerado pelas suas operações, o qual cresceu nos últimos anos, passando de R$ 1.262 milhões em 2005 para R$ 1.286 milhões em 2006 e para R$ 1.717 milhões em 2007. Estes aumentos decorreram, principalmente, do aumento das receitas aliado ao excelente controle de custos/despesas e a melhor gestão do capital de giro.

No período encerrado em 31 de março de 2008, a geração operacional de caixa apresentou uma redução de R$ 95 milhões, comparada com o mesmo período de 2007. Esta redução decorreu, basicamente, do crescimento dos valores a receber oriundos das transações com a CCEE, no mês de fevereiro de 2008, e do aumento do pagamento do imposto de renda e contribuição social, em função, substancialmente, de mudança de critério de apuração para pagamento, de lucro real para recolhimento por estimativa, no período encerrado em 31 de março de 2008.

Fluxo de Caixa de Investimentos

A Companhia realizou investimentos para melhorias de produtividade e para a manutenção da confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo. Para maiores informações sobre os investimentos da Companhia, vide "Investimentos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia".

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, as saídas de caixa para investimentos foram de R$ 44 milhões, correspondentes à reforma dos geradores da Unidade Geradora 3 da UHE Salto Osório, à construção de sistemas na Unidade de Co-Geração Lages, à modernização do precipitador eletrostático da Unidade Geradora 6 da UTE Jorge Lacerda B, além da execução de diversas obras de adições ou substituições nas suas usinas.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, estas saídas de caixa foram de R$ 69 milhões, destinadas à reforma dos geradores da unidade 2 da UHE Salto Osório, à modernização dos precipitadores eletrostáticos das Unidades Geradoras 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A, às manutenções gerais das unidades 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A e da Unidade Geradora 4 da UTE Charqueadas, além da realização de diversas obras de adição ou substituição nas suas Unidades Geradoras.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, as saídas de caixa para investimentos totalizaram R$ 705 milhões e foram representadas pelo seguinte: (i) aquisição da CESS, no montante de R$ 304 milhões, da Seival, por R$ 19 milhões, e da participação acionária de 2,82% na MAESA pelo valor de R$ 27 milhões; e (ii) aquisições relacionadas à obra da UHE São Salvador, no total de R$ 305 milhões. Além disso, foram aplicados R$ 73 milhões no seguinte: (i) reforma dos geradores da UHE Salto Osório; (ii) manutenção geral, troca e modernização dos precipitadores eletrostáticos das Unidades Geradoras 1 e 4 da UTE Jorge Lacerda A; e (iii) obras de adições realizadas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança do sistema de geração, bem como a modernização do mesmo.

No período encerrado em 31 de março de 2008, as saídas de caixa para investimentos foram de R$ 62 milhões, o que representou um aumento de R$ 27 milhões, se comparado às saídas de caixa do período encerrado em 31 de março de 2007, que decorreu, principalmente, de aquisições para a obra da UHE São Salvador, a qual foi incorporada ao patrimônio da Companhia no segundo trimestre de 2007.

Fluxo de Caixa de Financiamentos

Por ser uma empresa com geração de caixa elevada, a Companhia possui como política distribuir 95,0% do lucro líquido aos acionistas mediante distribuição de dividendos e pagamento de juros sobre capital próprio.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, o fluxo de caixa de financiamentos representou uma saída de caixa de R$ 1.765 milhões, representada por: (i) R$ 1.110 milhões de pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio, (ii) R$ 275 milhões relativos ao pagamento antecipado, pela controlada CEM, do financiamento com o BID; (iii) R$ 274 milhões para amortização de dívidas de curto prazo; e (iv) R$ 106 milhões referentes à liquidação de operações de swap cambial. Ainda em 2005, houve uma entrada de caixa de R$ 200 milhões decorrente da captação, por meio da emissão de debêntures, para o pré-pagamento da referida dívida junto ao BID.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, este fluxo de caixa resultou em uma saída de caixa de R$ 1.269 milhões, compostas por: (i) R$ 939 milhões para pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, (ii) R$ 243 milhões relativos à amortização de dívidas de curto prazo; e (iii) R$ 87 milhões correspondentes à liquidação de operações de swap cambial.

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, o fluxo de caixa de financiamentos apresentou uma saída de caixa de R$ 1.168 milhões, resultante de: (i) R$ 940 milhões destinados a pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio, (ii) R$ 202 milhões relativos à amortização de dívidas de curto prazo; e (iii) R$ 26 milhões correspondentes à liquidação de operações de swap cambial. No mesmo ano, houve uma entrada de caixa de R$ 693 milhões decorrente da captação, por meio da emissão de debêntures e de saque de financiamento com o BNDES e agentes financeiros vinculados.

No período encerrado em 31 de março de 2008, o fluxo de caixa de financiamentos apresentou uma saída de caixa de R$ 30 milhões para amortização de dívidas de curto prazo. Este resultado representa uma redução em relação ao primeiro trimestre de 2007, em que houve uma saída de caixa de R$ 45 milhões.

Endividamento

Segue abaixo tabela em que é possível verificar os montantes, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006, 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008, relativos aos empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia:

Endividamento

				Consolidado (R$ milhões)					
				Circulante		Longo prazo			
Modalidade	**Vencimento final**	**Taxa de juros (a.a.)**	**Moeda**	**2005**	**2006**	**2005**	**2006**	**Total/05**	**Total/06**
Em Reais									
Investimentos no permanente	dez/11	12,07%	R$	164	180	840	697	1.004	877
Capital de giro	fev/08	13,93%	R$	9	10	11	2	20	12
				173	190	851	699	1.024	889
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	abr/24	11,12%	USD	47	40	287	235	334	275
	jun/06	8,49%	GBP	24	-	-	-	24	-
	jun/06	9,30%	EUR	29	-	-		29	-
Capital de giro	nov/07	11,60%	EUR	1	114	111	-	112	114
				101	154	398	235	499	389
Total				**274**	**344**	**1.249**	**934**	**1.523**	**1.278**

Endividamento

				Consolidado (R$ milhões)					
				Circulante		Longo prazo			
Modalidade	**Vencimento final**	**Taxa de juros (a.a.)**	**Moeda**	**2006**	**2007**	**2006**	**2007**	**Total/06**	**Total/07**
Em Reais									
Investimentos no permanente	dez/14	11,62%	R$	180	144	697	1.368	877	1.512
Capital de giro	fev/08	11,25%	R$	10	2	2	-	12	2
				190	146	699	1.368	889	1.514
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	abr/24	6,55%	USD	40	30	235	164	275	194
Capital de giro	nov/15	11,60%	EUR	114	1	-	104	114	105
				154	31	235	268	389	299
Total				**344**	**177**	**934**	**1.636**	**1.278**	**1.813**

Endividamento

				Consolidado (R$ milhões)					
				Circulante		Longo prazo			
Modalidade	**Vencimento final**	**Taxa de juros (a.a.)**	**Moeda**	**Mar/07**	**Mar/08**	**Mar/07**	**Mar/08**	**Total/07**	**Total/08**
Em Reais									
Investimentos no permanente	out/23	11,64%	R$	170	154	679	1.370	849	1.524
Capital de giro	fev/08	11,25%	R$	9	-	-	-	9	-
				179	154	679	1.370	858	1.524
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	abr/24	6,56%	USD	43	31	215	153	258	184
Capital de giro	nov/15	7,35%	EUR	114	3	-	111	114	114
				157	34	215	264	372	298
Total				**336**	**188**	**894**	**1.634**	**1.230**	**1.822**

Perfil da dívida consolidada

Segue abaixo tabela em que é possível verificar os montantes, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006, 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008, dos financiamentos de longo prazo:

Dívida Consolidada (*R$ milhões*)

	31 de dezembro de			31 de março de	
Vencimento	**2005**	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
2007	309	-	-	-	-
2008	132	130	-	105	-
2009	127	126	126	125	105
2010	184	183	208	183	208
2011	244	245	273	244	280
2012	85	85	231	84	234
2013	52	51	198	51	201
2014	5	5	152	4	155
2015	-	-	133	-	140
2016	-	-	29	-	30
2017	-	-	29	-	30
2018	-	-	29	-	30
2019	-	-	29	-	30
2020	-	-	29	-	30
2021	-	-	29	-	30
2022	-	-	29	-	28
2023	-	-	25	-	25
2024	111	109	87	98	78
Total	1.249	934	1.636	894	1.634

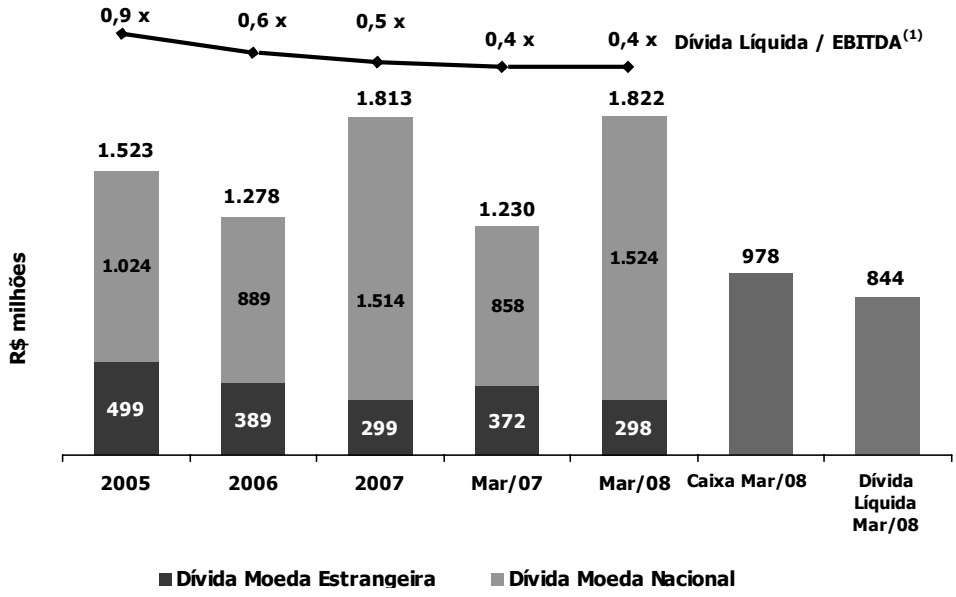
Variação do endividamento

O endividamento total da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 diminuiu R$ 245 milhões em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, enquanto o montante de caixa equivalente diminuiu em R$ 52 milhões. Conseqüentemente, houve uma redução de R$ 254 milhões na dívida liquida da Companhia. A razão entre a dívida líquida e o EBITDA acumulado entre 31 de dezembro de 2005 e 31 de dezembro de 2006 foi de 64,3%.

O endividamento total da Companhia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 aumentou R$ 535 milhões em comparação com o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, enquanto seu montante de caixa e equivalente aumentou em R$ 537 milhões. Conseqüentemente, houve uma diminuição de R$ 7 milhões na dívida líquida da Companhia. O aumento do endividamento no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 deveu-se à captação de recursos por meio da segunda emissão de debêntures no valor de R$ 350 milhões e do financiamento com o BNDES e seus agentes financiadores, no valor de R$ 393 milhões, destinados à aquisição e construção da UHE São Salvador. A Companhia estima que a razão entre sua dívida líquida e o EBITDA acumulado dos últimos 12 meses seja de 54,9%.

O endividamento total da Companhia no período encerrado em 31 de março de 2008 aumentou R$ 592 milhões em comparação com o mesmo período de 2007, enquanto seu montante de caixa equivalente aumentou R$ 430 milhões. Conseqüentemente, houve um aumento de R$ 149 milhões na dívida liquida da Companhia. O aumento do endividamento no período encerrado em 31 de março de 2008 deveu-se à captação de recursos por meio da segunda emissão de debêntures no valor de R$ 350 milhões e da liberação de recursos do financiamento com o BNDES e seus agentes financiadores no valor de R$ 393 milhões, destinados à aquisição e construção da UHE São Salvador. A Companhia estima que a razão entre sua dívida líquida e o EBITDA acumulado entre 31 de março de 2007 e 31 de março de 2008 seja de 40,2%.

O gráfico abaixo detalha a evolução do endividamento, bem como a exposição em moeda estrangeira da Companhia verificado nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e de 2008:



Nota: EBITDA(1) refere-se ao EBITDA nos últimos 12 meses

Dívida Líquida

As tabelas abaixo detalham a dívida líquida consolidada da Companhia, considerando as operações de *swaps* em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e de 2008:

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, a Companhia possuía 32,8% da sua dívida bruta em moeda externa e 67,2% em moeda nacional.

Detalhamento da Dívida	Em 31 de Dezembro de 2005 (R$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	173	851	1.024
+ Moeda Estrangeira	101	398	499
	274	1.249	1.523
+ Operações com Swap	66	-	66
- Caixa e Equivalentes	309	-	309
Dívida Líquida	31	1.249	1.280

Dívida em Moeda Externa (32,8% da Dívida Bruta)		Dívida em Moeda Nacional (67,2% da Dívida Bruta)	
Flutuante	54,8%	TJLP	44,9%
Fixa	45,2%	IGPM	21,3%
		Fixa	25,6%
		SELIC	2,0%
		CDI	6,2%

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, a Companhia possuía 30,4% da sua dívida bruta em moeda externa e 69,6% em moeda nacional.

Detalhamento da Divida	Em 31 de Dezembro de 2006 (R$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	190	699	889
+ Moeda Estrangeira	154	235	389
	344	934	1.278
+ Operações com Swap	5	-	5
- Caixa e Equivalentes	257	-	257
Dívida Líquida	92	934	1.026

Dívida em Moeda Externa (30,4% da Dívida Bruta)		Dívida em Moeda Nacional (69,6% da Dívida Bruta)	
Flutuante	54,0%	TJLP	45,2%
Fixa	46,0%	IGPM	24,1%
		Fixa	22,5%
		SELIC	1,4%
		CDI	6,8%

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a Companhia possuía 16,5% da sua dívida bruta em moeda externa e 83,5% em moeda nacional.

Detalhamento da Divida	Em 31 de Dezembro de 2007 (R$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	146	1.368	1.514
+ Moeda Estrangeira	31	268	299
	177	1.636	1.813
- Caixa e Equivalentes	794	-	794
Dívida Líquida	-617	1.636	1.019

Dívida em Moeda Externa (16,5% da Dívida Bruta)	
Flutuante	53,2%
Fixa	46,8%

Dívida em Moeda Nacional (83,5% da Dívida Bruta)	
TJLP	49,7%
IGPM	13,9%
Fixa	7,6%
SELIC	0,1%
CDI	4,0%
IPCA	24,7%

Período encerrado em 31 de março de 2007

No período encerrado em 31 de março de 2007, a Companhia possuía 30,2% da sua dívida bruta em moeda externa e 69,8% em moeda nacional.

Detalhamento da Divida	Em 31 de março de 2007 (R$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	179	679	858
+ Moeda Estrangeira	157	215	372
	336	894	1.230
+ Operações com Swap	13	-	13
- Caixa e Equivalentes	548	-	548
Dívida Líquida	-199	894	695

Dívida em Moeda Externa (30,2% da Dívida Bruta)	
Flutuante	53,3%
Fixa	46,7%

Dívida em Moeda Nacional (69,8% da Dívida Bruta)	
TJLP	45,7%
IGPM	25,8%
Fixa	20,0%
SELIC	1,1%
CDI	7,4%

Período encerrado em 31 de março de 2008

No período encerrado em 31 de março de 2008, a Companhia possuía 16,4% da sua dívida bruta em moeda externa e 83,6% em moeda nacional.

Detalhamento da Divida	Em 31 de março de 2008 (R$ milhões)		
	Curto Prazo	Longo Prazo	Total
+ Moeda Local	154	1.370	1.524
+ Moeda Estrangeira	34	264	298
	188	1.634	1.822
- Caixa e Equivalentes	978	-	978
Dívida Líquida	-790	1.634	844

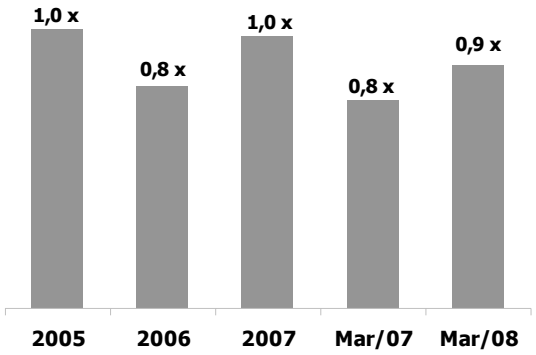
Dívida em Moeda Externa (16,4% da Dívida Bruta)	
Flutuante	53,0%
Fixa	47,0%

Dívida em Moeda Nacional (83,6% da Dívida Bruta)	
TJLP	49,3%
IGPM	14,6%
Fixa	6,6%
CDI	4,1%
IPCA	25,4%

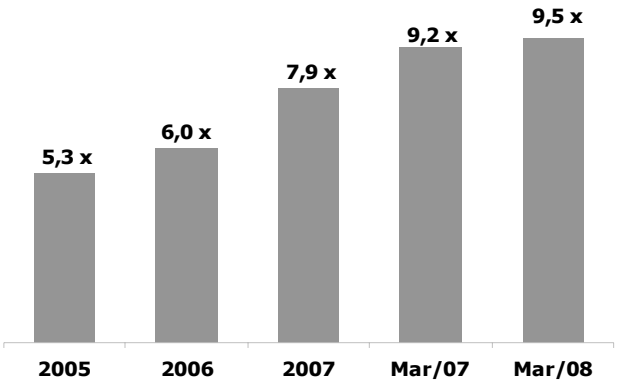
Dívida Consolidada sobre o EBITDA e EBITDA sobre Despesas Financeiras

Os indicadores financeiros (i) dívida consolidada sobre o EBITDA e (ii) EBITDA sobre despesas financeiras tem evoluído de maneira satisfatória ao longo dos últimos anos, conforme demonstrado na tabela abaixo, conferindo à Companhia capacidade de honrar suas obrigações.

Relação entre dívida consolidada e EBITDA [(1)]



Relação entre EBTDA e despesas financeiras



Nota: EBITDA [(1)] refere-se ao EBITDA nos últimos 12 meses

Detalhamento da Dívida

Dívida de Curto Prazo

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 274 milhões, dos quais 36,9% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 47 milhões em Dólares; (ii) R$ 30 milhões em Euros; e (iii) R$ 24 milhões em libras esterlinas. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 344 milhões, dos quais 44,8% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 40 milhões em Dólares; e (ii) R$ 114 milhões em Euros. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 177 milhões, dos quais 17,5% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 30 milhões em Dólares; e (ii) R$ 1 milhão em Euros. No período encerrado em 31 de março de 2007, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 336 milhões, dos quais 46,7% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 43 milhões em Dólares; e (ii) R$ 114 milhões em Euros. No período encerrado em 31 de março de 2008, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 188 milhões, dos quais 18,1% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 31 milhões em Dólares; e (ii) R$ 3 milhões em Euros.

Dívida de Longo Prazo

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 1.249 milhões, dos quais 31,9% estavam denominados em moeda estrangeira e era composto por R$ 287 milhões em Dólares americanos; e (ii) R$ 111 milhões em Euros. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 934 milhões, dos quais 25,2% estavam denominados em moeda estrangeira e era composto por R$ 235 milhões em Dólares. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 1.636 milhões, dos quais 16,4% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 164 milhões em Dólares; e (ii) R$ 104 milhões em Euros. No período encerrado em 31 de março de 2007, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 894 milhões, dos quais 24,0% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por R$ 215 milhões em Dólares. No período encerrado em 31 de março de 2008, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 1.634 milhões, dos quais 16,2% estavam denominados em moeda estrangeira e eram compostos por: (i) R$ 153 milhões em Dólares; e (ii) R$ 111 milhões em Euros.

Dívida Garantida

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

(i) Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) cessão e transferência à União dos recebíveis até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; e (b) depósito, em forma de caução, no valor R$ 85 milhões, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente. Para maiores informações sobre referido financiamento vide "Contratos de Confissão e Consolidação de Dívida" na seção "Contratos Relevantes" deste Prospecto.

(ii) ABN AMRO Bank: nota promissória, com vencimento à vista, no valor de US$ 16.920.000,00, representando 120,0% do valor do financiamento objeto do contrato de financiamento.

Tratava-se de "Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior em Moeda Estrangeira" celebrado pela Companhia com o Banco ABN AMRO Real S.A., nos termos da Resolução do CMN n.º 2.770/00, em 23 de fevereiro de 2001. O valor total do contrato era de US$ 14.100.000,00, pagos em 10 parcelas iguais e semestrais no valor de US$ 1.410.000,00, com juros de até 0,15% ao ano acima da taxa Libor, sendo que a última parcela venceu em 15 de março de 2008.

Em 31 de dezembro de 2005, não haviam outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

(i) Eletrobrás: (a) procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) notas promissórias no montante equivalente ao financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais. Para maiores informações a respeito desta operação, vide "Atividades da Companhia" na seção "Contratos Relevantes" deste Prospecto.

(ii) BNDES: cessão e transferência ao BNDES do valor equivalente a 1,33% do faturamento mensal da Companhia, a ser feita mediante depósitos na "Conta Arrecadadora" e "Conta Vinculada".

Tratava-se de "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" celebrado entre a Companhia e o BNDES, por meio do qual foi concedido à Companhia financiamento no valor de R$ 35.057.033,82. O valor do principal deveria ser pago em 60 prestações mensais e sucessivas, sendo que primeira parcela venceu em 15 de março de 2003 e a última em 15 de fevereiro de 2008. Sobre o principal da dívida, incidiam juros à taxa de 1,0% ao ano, acima da taxa média anual ajustada dos financiamentos diários apurados no SELIC.

(iii) Banco do Brasil: (a) cessão e transferência de crédito no valor de R$ 9 milhões, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) caução de nota promissória no valor correspondente ao do financiamento. Para maiores informações a respeito desta operação, vide "Atividades da Companhia" na seção "Contratos Relevantes" deste Prospecto.

2. Itasa

A. BNDES e agentes financiadores: (a) penhor de direitos emergentes da concessão para a exploração da UHE Itá; (b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com seus acionistas; (c) "Conta Reserva" num montante equivalente a 3 meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e 3 meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os acionistas ofereceram a totalidade das ações da Itasa em caução ao BNDES e agentes financiadores.

3. CEM

A. BNDES: "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" e "Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures": (a) cessão de todas as receitas e demais valores recebidos decorrentes da geração e da comercialização provenientes da UHE Cana Brava; (b) cessão do direito de receber todos e quaisquer valores que venham a ser exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente, nos termos da Concessão, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da Concessão; (c) obrigação de manter aberta uma "Conta Reserva" com um montante depositado equivalente a 6 meses do serviço da dívida.

4. Lages Bioenergética

A. BRDE: (a) cessão dos direitos creditórios do "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica" celebrado com a CELESC, com a interveniência da Companhia; (b) cessão dos direitos de indenização decorrentes dos "Contratos de Compra e Venda de Vapor" e "Contratos de Compra e Venda de Biomassa" celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e Batistella Indústria e Comércio de Madeiras S.A.; (c) cessão dos direitos emergentes da autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente; (d) obrigação de manter aberta uma "Conta Reserva" com um montante depositado equivalente a, em média, 4 meses do serviço da dívida.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda estrangeira permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, com exceção do depósito, em forma de caução, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, que passou de R$ 85 milhões em 31 de dezembro de 2005 para R$ 71 milhões em 31 de dezembro de 2006. Para maiores informações a respeito desta operação, vide "Atividades da Companhia" na seção "Contratos Relevantes" deste Prospecto. Em 31 de dezembro de 2006, não haviam outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda nacional permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005.

2. Itasa

As dívidas garantidas da Itasa permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005.

3. CEM

As dívidas garantidas da CEM permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005.

4. Lages Bioenergética

As dívidas garantidas da Lages Bioenergética permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005.

Exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda estrangeira permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, com exceção do depósito, em forma de caução, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, que passou de R$ 71 milhões em 31 de dezembro de 2006 para R$ 63 milhões em 31 de dezembro de 2007. Para maiores informações a respeito desta operação, vide "Atividades da Companhia" na seção "Contratos Relevantes" deste Prospecto. Em 31 de dezembro de 2007, não haviam outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda nacional permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

2. Itasa

As dívidas garantidas da Itasa permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

3. CEM

As dívidas garantidas da CEM permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

4. Lages Bioenergética

As dívidas garantidas da Lages Bioenergética permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006.

5. CESS

A. BNDES e repasse BNDES por meio de agentes financiadores: (a) penhor de direitos emergentes da Concessão para a exploração da UHE São Salvador; (b) "Conta Centralizadora de Direitos Creditórios" para recebimento dos direitos de crédito da CESS e (c) obrigação de manter aberta uma "Conta Reserva" com um montante depositado equivalente a 3 meses do serviço da dívida acrescido do valor de 3 meses de pagamento do "Contrato de Operação e Manutenção do Projeto".

Período encerrado em 31 de março de 2008

1. Companhia

A. Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira: as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda estrangeira permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, com exceção de: (i) depósito referente aos Contratos de Confissão e Consolidação de Dívida junto à Secretaria do Tesouro Nacional, em forma de caução, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente, que passou de R$ 74 milhões em 31 de março de 2007 para R$ 70 milhões em 31 de março de 2008; e (ii) garantia prestada pela Companhia em benefício do ABN AMRO foi extinta em razão da pagamento do respectivo débito. Para maiores informações a respeito da operação indicada em (i) acima, vide "Atividades da Companhia" na seção "Contratos Relevantes" deste Prospecto. Em 31 de março de 2008, não haviam outras garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

B. Empréstimos e financiamentos em moeda nacional: com exceção da garantia prestada ao BNDES, por meio da cessão e transferência ao BNDES do valor equivalente a 1,33% do faturamento mensal da Companhia, foi extinta em razão do pagamento da dívida, as dívidas que garantiam empréstimos e financiamentos da Companhia em moeda nacional permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Por fim, em razão da incorporação da CEM em 28 de março de 2008, as garantias prestadas pela CEM ao BNDES no âmbito do "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito" e "Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures", conforme mencionadas acima, foram substituídas por "Carta de Fiança" do Unibanco contratada pela Companhia em 18 de dezembro de 2007, no valor de R$ 157 milhões, com validade até 15 de outubro de 2013. Os aditivos contratuais relativos à incorporação foram assinados em 8 de abril de 2008.

2. Itasa

As dívidas garantidas da Itasa permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

3. Lages Bioenergética

As dívidas garantidas da Lages Bioenergética permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

4. CESS

As dívidas garantidas da CESS permaneciam as mesmas, sob as mesmas condições, indicadas acima para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007.

Debêntures

Condições contratadas

Em 31 de março de 2008, as seguintes debêntures emitidas pela Companhia e por suas Controladas estavam em circulação:

			Condições de Pagamento		
	Quantidade em circulação	**Remuneração**	**Juros/atualização monetária**	**Principal**	**Garantia**
Companhia					
1ª Série	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
2ª Série	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
2ª Emissão Série Única	35.000	IPCA + 7,0% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.12, 15.05.13 e 15.05.14	Sem garantia
CEM Série Única**	7.773	TJLP + 4,0% a.a. (*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,7027% em 01.04.08, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
ITASA					
1ª Série e 2ª Série	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) *O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.*

(**) *Em decorrência da incorporação da CEM pela Companhia.*

Para maiores informações a respeito das debêntures emitidas pela Companhia, vide "Debêntures" na seção "Títulos e Valores Mobiliários" deste Prospecto.

Análise da capacidade de pagamento da Companhia

Os administradores da Companhia, mediante análise dos indicadores de desempenho e da geração de fluxo de caixa, entendem que a Companhia possui boas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes, bem como para continuar expandindo suas operações. De acordo com os administradores da Companhia, sua geração de caixa confere à Companhia, outrossim, margem de conforto para honrar todas as obrigações de longo prazo existentes.

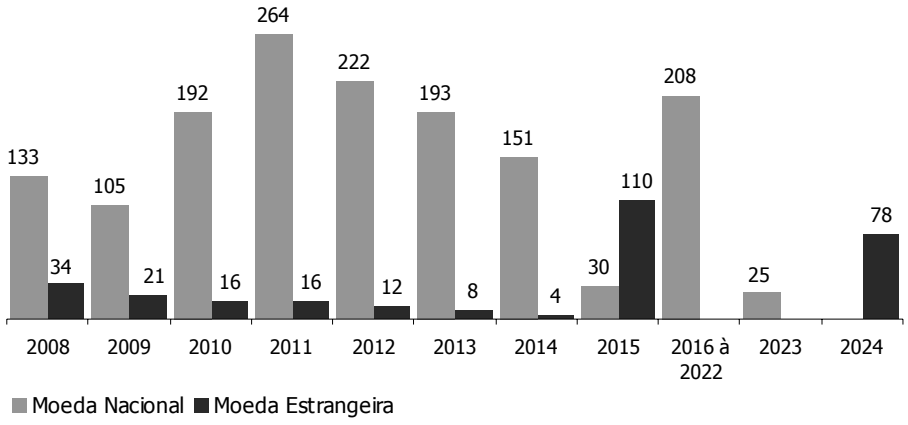
Segue abaixo a descrição do perfil da dívida consolidada da Companhia em 31 de março de 2008:

Perfil de Dívida Consolidado em 31 de março de 2008

Ano	Amortização (R$ milhões)
2008	167
2009	126
2010	208
2011	280
2012	234
2013	201
2014	155
2015	140
2016 a 2022 (parcelas de R$ 29,7 milhões)	208
2023	25
2024	78
	1.822

Em complementação, o gráfico a seguir detalha o cronograma de amortização da dívida bruta da Companhia em 31 de março de 2008:

Cronograma de Vencimento da Dívida
Posição em 31 de março de 2008 (R$ milhões)



Informações subseqüentes relevantes que não constam nas demonstrações financeiras e informações trimestrais da Companhia

Não existem outras informações subseqüentes que não estejam incluídas nas demonstrações financeiras e informações trimestrais da Companhia e que se encontrem descritas em outras seções deste Prospecto, além das descritas abaixo.

Notas Promissórias Comerciais

No presente exercício social, a Companhia realizou a distribuição pública de 40 notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia no valor de R$ 400,0 milhões. Para maiores informações vide "Notas Promissórias" na seção "Títulos e Valores Mobiliários Emitidos" deste Prospecto.

Aquisição da Ponte de Pedra pela Energia América do Sul

A Companhia, por meio de fato relevante de 29 de abril de 2008, comunicou a conclusão da operação de aquisição da totalidade do capital social da Ponte de Pedra, por sua controlada integral Energia América do Sul mediante o pagamento do valor atualizado em referida data equivalente a R$ 613 milhões. A operação foi formalizada por meio da celebração do "Contrato de Compra e Venda de Ações - *Share Purchase Agreement*" em 13 de dezembro de 2007. O patrimônio líquido da empresa em 31 de março de 2008 era de R$ 283 milhões. O fundamento econômico do ágio pago é a expectativa de lucro futuro. Para maiores informações quanto à aquisição da Ponte de Pedra pela Energia América do Sul vide "Investimentos Recentes – UHE Ponte de Pedra" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

De acordo com a ANEEL, existia em 4 de junho de 2008 um total de 1.707 empreendimentos de geração em operação no Brasil, gerando aproximadamente 101 mil MW de potência. A adição de aproximadamente 27 mil MW na capacidade de geração do País é esperada para os próximos anos, proveniente dos 136 empreendimentos atualmente em construção e mais 473 empreendimentos com concessão e/ou autorização outorgada.

Em 31 de março de 2008, aproximadamente 40,0% da Capacidade Instalada de geração de energia no Brasil era detida pela Eletrobrás, *holding* controlada pelo Governo Federal, que, na mesma data, possuía aproximadamente 65,0% da Capacidade Instalada de transmissão, conforme dados disponibilizados no site de referida *holding*. Além disso, alguns estados brasileiros controlam empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tais como a CESP, a COPEL e a CEMIG.

Capacidade de geração

O setor elétrico brasileiro está dividido em quatro regiões geográficas: Sudeste, Sul, Norte e Nordeste, interconectadas por linhas de transmissão de alta capacidade.

Em 2007, as UHE geraram 93,0% de toda a energia elétrica produzida no Brasil. O restante da produção é gerada por UTE que utilizam gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, ou combustível nuclear. Com exceção de sistemas isolados da região Norte, as UTE são utilizadas quando se torna mais barato o uso de tal energia em relação ao armazenamento de água para ser utilizada para geração de energia no futuro.

Consumo de energia elétrica no País

Em 2007, houve uma expansão de 5,7% no consumo faturado de energia elétrica no Brasil, contra um crescimento esperado de 5,1% da economia, resultando em um múltiplo de 1,1 entre os dois indicadores. Para 2008, espera-se um incremento no consumo de energia elétrica aproximadamente de 5,0%, de acordo com o ONS.

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 30 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização, geração hidrelétrica com potência superior a 1 MW e igual ou inferior e 30 MW ou geração térmica devem solicitar permissão ou autorização ao MME ou à ANEEL, conforme o caso. Concessões dão o direito de gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica 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 exclusivo critério do Poder Concedente, ainda que a respectiva concessionária tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas às respectivas concessionárias, inclusive a Companhia, serão prorrogadas pelo Poder Concedente. A prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela respectiva concessionária, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

A Lei de Concessões estabelece, entre outras disposições, 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. Ademais, a concessionária deverá cumprir o regulamento vigente do setor elétrico. Os principais dispositivos da Lei de Concessões estão resumidos como segue:

- serviço adequado: a concessionária deve prestar serviço adequado a fim de satisfazer parâmetros de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação, modicidade nas tarifas e acesso ao serviço;

- servidões: o Poder Concedente pode declarar os bens necessários à execução do serviço ou obra pública de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, em benefício de uma concessionária, sendo que, neste caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis é da concessionária;
- responsabilidade objetiva: a concessionária é responsável por todos os danos diretos ou indiretos resultantes da prestação de seus serviços, independentemente de sua culpa;
- 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, regulatórias e legais pertinentes, caso a concessionária deixe de cumprir com suas obrigações;
- término antecipado da concessão: o término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade, rescisão, anulação e/ou falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual; sendo que a encampação consiste no término prematuro de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, mediante indenização; a caducidade consiste na retomada da atividade e de bens concedidos pelo Poder Concedente após processo administrativo com todos os direitos e garantias atinentes ao "devido processo legal", no qual reste comprovado que a concessionária, sem justificativa, (1) deixou de prestar serviço de forma adequada ou completa, tendo por base as normas, critérios, indicadores e parâmetros definidores da qualidade do serviço; (2) deixou de cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão ou disposições legais ou regulamentares concernentes à concessão; (3) paralisou o serviço ou concorreu para tanto, ressalvadas as hipóteses decorrentes de caso fortuito ou de força maior; (4) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, (5) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente; (6) não atendeu intimação do Poder Concedente no sentido de regularizar a prestação do serviço; e (7) foi condenada em sentença transitada em julgado por sonegação de tributos, inclusive contribuições. A concessionária tem direito à indenização, a posteriori, por seus investimentos em ativos reversíveis que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer multas e danos devidos pela concessionária. Por fim, a rescisão contratual pode ser feita de comum acordo entre as partes ou em decorrência de decisão judicial irrecorrível, proferida em processo interposto pelo concessionário; e
- término por decurso do prazo: quando a concessão expira, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relacionados à prestação dos serviços de energia são revertidos ao Poder Concedente; após o término, a concessionária tem direito a indenização por seus investimentos em ativos revertidos, que não tenham sido integralmente amortizados ou depreciados.

Penalidades aplicáveis às Concessionárias

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, embargos de obras, interdição de instalações, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, permissões ou autorizações, impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica, revogação de autorização, intervenção administrativa e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% da receita oriunda de venda de energia elétrica e da prestação de serviços (deduzidos o ICMS e ISS) das concessionárias verificada no período de 12 meses imediatamente anterior 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 da ANEEL, relativos a:

- assinatura de contratos entre partes relacionadas nos casos previstos na regulamentação;
- venda 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 a receita dos serviços de energia; e
- alterações no estatuto social, transferência de ações que implique a mudança de seu controle acionário, assim como efetuar reestruturação societária da concessionária.

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.

Principais entidades regulatórias

Ministério de Minas e Energia - MME

O MME é o principal órgão regulador do setor energético do Governo Federal, o qual atua como Poder Concedente em nome do Governo Federal, e tem como principal atribuição o estabelecimento das políticas, diretrizes e da regulamentação do setor. Subseqüentemente à aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, atuando principalmente por intermédio do MME, assumiu certas atribuições anteriormente de responsabilidade da ANEEL, incluindo a elaboração de diretrizes que regem a outorga de concessões e a expedição de normas que regem o processo licitatório para concessões de serviços públicos e instalações de energia elétrica.

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL, autarquia federal autônoma. Depois da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as principais responsabilidades da ANEEL passaram a ser (i) regular e fiscalizar o setor elétrico segundo a política determinada pelo MME e (ii) responder a questões a ela delegadas pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (i) fiscalização de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, inclusive aprovação de tarifas de energia elétrica; (ii) promulgação de regulamentos para o setor elétrico; (iii) implementação e regulamentação da exploração das fontes de energia, incluindo a utilização de energia hidrelétrica; (iv) promoção do processo licitatório para novas concessões, mediante delegação do MME; (v) solução de litígios administrativos entre os agentes do setor elétrico; e (vi) definição dos critérios e metodologia para determinação das tarifas de transmissão.

Conselho Nacional de Política de Energia - CNPE

Em agosto de 1997, foi criado o CNPE para o desenvolvimento e criação da política nacional de energia. O CNPE é presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste em otimizar a utilização de recursos energéticos do Brasil, de maneira a assegurar o atendimento da demanda do País.

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

O ONS foi criado em 1998 e se caracteriza como uma entidade de direito privado, sem fins lucrativos, constituída por geradores, transmissores, distribuidores e Consumidores Livres, além de outros agentes privados, tais como importadores e exportadores de energia elétrica. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico conferiu ao Governo Federal poderes para indicar 3 membros da Diretoria Executiva do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão do Sistema Interligado, sujeito à regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e as principais responsabilidades do ONS incluem: (i) planejamento da operação da geração e transmissão de energia elétrica; (ii) a organização e controle da utilização do SIN e interconexões internacionais; (iii) a garantia de acesso à rede de transmissão de maneira não discriminatória a todos os agentes do setor; (iv) o fornecimento de subsídios para o planejamento da expansão do sistema elétrico; (v) a apresentação ao MME de propostas de ampliações da Rede Básica (propostas estas que serão levadas em consideração no planejamento da expansão do sistema de transmissão); (vi) proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL; e (vii) a elaboração de um programa de despacho otimizado com base na disponibilidade declarada pelos agentes geradores.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Em 12 de agosto de 2004, o Governo Federal editou decreto estabelecendo a regulamentação aplicável à CCEE que, em 10 de novembro de 2004, sucedeu o MAE, absorvendo todas as suas atividades e ativos.

Um dos principais papéis da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN, conduzindo os leilões públicos de energia elétrica no Ambiente Regulado. Além disso, a CCEE é responsável, entre outras coisas, por (i) registrar todos os contratos de comercialização de energia no Ambiente de Contratação Regulada, os contratos resultantes de contratações de ajustes e os contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre, e (ii) contabilizar e liquidar as transações de curto prazo.

A CCEE é composta por detentores de concessões, permissões e autorizações do setor elétrico, bem como por Consumidores Livres e Consumidores Especiais, e o seu Conselho de Administração é formado por 4 membros, nomeados por tais agentes, e por um membro nomeado pelo MME, que ocupa o cargo de Presidente do Conselho de Administração.

De acordo com o Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado *spot* (PLD) é de responsabilidade da CCEE que leva em conta, dentre outros fatores, (i) a otimização do uso dos recursos eletroenergéticos para atendimento das cargas do sistema, (ii) as necessidades de energia elétrica dos agentes e (iii) o custo do déficit de energia elétrica.

Em 26 de outubro de 2004, por meio da Resolução Normativa n.º 109, a ANEEL instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, que estabelece a estrutura e a forma de funcionamento da CCEE, dispondo, entre outros assuntos, sobre as obrigações e direitos dos agentes da CCEE, a forma de solução dos conflitos, as condições de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado e no ambiente livre e o processo de contabilização e liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal criou a EPE e aprovou seu estatuto social por meio do Decreto n.º 5.184. A EPE, cuja criação foi autorizada pela Lei n.º 10.847, de 15 de março de 2004, é uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, incluindo as indústrias de energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis, bem como na área de eficiência energética. Os estudos e pesquisas desenvolvidos pela EPE subsidiam a formulação, o planejamento e a implementação de ações do MME no âmbito da política energética nacional.

Comitê de Monitoramento do Setor de Energia - CMSE

Em 9 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou o CMSE, entidade presidida e coordenada pelo MME e composta por representantes da ANEEL, Agência Nacional de Petróleo – ANP, da CCEE, da EPE e do ONS. As principais atribuição do CMSE são (i) acompanhar as atividades do setor energético, (ii) avaliar as condições de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica e (iii) elaborar as propostas de ações preventivas ou saneadoras visando à manutenção ou a restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as ao CNPE.

Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico promoveu alterações significativas na regulamentação do setor elétrico com vistas a (i) proporcionar incentivos a empresas privadas e públicas para construção e manutenção da capacidade de geração; e (ii) assegurar o fornecimento de energia elétrica no Brasil, por meio de processos licitatórios. As principais modificações introduzidas pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico incluem:

- a criação de 2 ambientes paralelos para a comercialização de energia, sendo (i) um mercado de venda de energia elétrica para distribuidores, de forma a garantir o fornecimento de energia elétrica para Consumidores Cativos, o denominado Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado aos demais agentes do setor elétrico (por exemplo, produtores independentes, Consumidores Livres e agentes comercializadores), no qual se verifica certo grau de competição entre os agentes, denominado Ambiente de Contratação Livre.
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100,0% da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das Distribuidoras, de modo a assegurar que tais empresas se concentrem exclusivamente na prestação de serviços públicos de distribuição, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos, evitando-se eventuais impactos nas tarifas dos custos decorrentes de atividades estranhas ao objeto da concessão;
- existência de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos;
- obrigatoriedade de aquisição de energia elétrica pelas Distribuidoras exclusivamente por meio de leilões promovidos pela ANEEL, eliminando o direito à denominada auto-contratação (*self-dealing*), de forma a garantir a compra de energia elétrica pelos menores preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes a elas relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a garantir segurança jurídica às operações realizadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas controladas Furnas, CHESF, Eletrosul, Eletronorte e CGTEE do Programa Nacional de Desestatização, criado pelo Governo Federal, em 1990, visando promover a transferência à iniciativa privada do direito à exploração de atividades desenvolvidas diretamente pela União ou por empresas estatais.

Questionamentos quanto à constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico tem, atualmente, sua constitucionalidade contestada perante o STF. O Governo Federal recorreu, argüindo que as ações diretas de constitucionalidade haviam perdido o objeto, uma vez que a medida provisória que criou o novo modelo do setor elétrico foi convertida em lei. A decisão final sobre o mérito da questão depende dos votos da maioria dos membros do STF, em sessão cujo *quorum* mínimo é de 8 ministros. Não existe ainda uma decisão final de mérito sobre o assunto e não é possível prever quando tal decisão será expedida. Independentemente da decisão do STF, espera-se que certas disposições da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico relacionadas à proibição de atividades não atinentes à distribuição de energia elétrica pelas Distribuidoras, de venda de energia elétrica para Consumidores Livres, e a eliminação do direito à auto-contratação, por meio de Contratos Bilaterais, continuem em vigor.

Se a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico for considerada inconstitucional pelo STF, o marco regulatório dela decorrente poderá perder a sua eficácia, gerando incertezas a respeito dos rumos que o Governo Federal definirá para a regulamentação desse setor.

Comercialização de energia

A comercialização de energia como atividade autônoma está prevista na Lei do Setor Elétrico e no Decreto n.º 2.655/98, estando sujeita a um regime competitivo, do qual diversos agentes podem participar, dentre os quais as Geradoras, atuando no regime de serviço público ou no de produção independente, as Comercializadoras e os importadores de energia.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, os CCEAR deverão ser celebrados entre cada Geradora e todas as Distribuidoras do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias às Geradoras. As contratações entre as Distribuidoras e Geradoras prevêem a entrega da energia sempre a partir do ano seguinte ao da respectiva licitação e terão prazos de duração de, no mínimo, 3 e, no máximo, 15 anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos Geradoras prevêem a entrega da energia a partir do 3° ou do 5° ano contado do ano da respectiva licitação e terão prazo de duração de, no mínimo, 15 e, no máximo, 35 anos.

Ambientes para a comercialização de energia elétrica

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as negociações envolvendo compra e venda de energia elétrica serão conduzidas, paralelamente, em dois diferentes segmentos de mercado, que funcionam no âmbito da CCEE: (i) o Ambiente de Contratação Regulada, que contempla a compra por Distribuidoras em leilões públicos para atender aos seus Consumidores Cativos e (ii) o Ambiente de Contratação Livre, que compreende a compra de energia elétrica por outros agentes do setor, como Consumidores Livres e Comercializadoras.

A energia elétrica proveniente (i) de projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximos a centrais de consumo - Geração Distribuída; (ii) usinas qualificadas nos termos do PROINFA, conforme definido abaixo; e (iii) Itaipu, não estarão sujeitas a processos de leilão centralizado para o fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada. A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada Distribuidora são determinados compulsoriamente pela ANEEL. Os preços pelos quais a energia gerada por Itaipu é comercializada são indexados ao Dólar, e estabelecidos em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio Dólar/Real.

A aquisição pelas Distribuidoras de energia proveniente de processos de Geração Distribuída, fontes eólicas, PCH devem observar um processo competitivo de chamada pública, que garanta publicidade, transparência e igualdade de acesso.

O Ambiente de Contratação Regulada

No Ambiente de Contratação Regulada, as empresas de distribuição compram suas necessidades projetadas de energia elétrica para a distribuição a seus Consumidores Cativos. As Distribuidoras deverão contratar a compra de energia elétrica de geradores por meio de leilões regulados pela ANEEL diretamente ou organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica poderão ser realizadas por meio de dois tipos de Contratos Bilaterais: (i) Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) Contratos de Disponibilidade de Energia.

Nos termos de um Contrato de Quantidade de Energia, os Agentes Vendedores se comprometem a fornecer uma determinada quantidade de energia elétrica e assumem o risco de que o fornecimento poderá ser afetado por condições hidrológicas e baixos níveis de reservatórios, entre outros fatores que poderão afetar ou diminuir o fornecimento de energia elétrica, e neste caso terão que comprar a energia no mercado, de forma a cumprir seus compromissos de fornecimento.

De outra forma, nos termos dos Contratos de Disponibilidade de Energia, a Unidade Geradora compromete-se a disponibilizar certa capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Se o gerador tiver um Contrato de Disponibilidade de Energia, não haverá liquidação de diferenças para o gerador, pois o resultado líquido da contabilização das diferenças de todos os geradores contratados nessa modalidade será alocado ao "pool", para repasse aos Consumidores Cativos. Neste caso, a receita da Unidade Geradora está garantida e as Distribuidoras suportam o risco hidrológico. No entanto, o eventual aumento dos preços de energia elétrica devido a condições hidrológicas será repassado aos consumidores pelas Distribuidoras. Em conjunto, esses contratos constituem os CCEAR no Ambiente Regulado.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a previsão de mercado de cada Distribuidora é o principal fator na determinação do volume de energia a ser contratado pelo sistema. As Distribuidoras são obrigadas a contratar 100,0% de suas necessidades projetadas de energia elétrica, e não mais os 95,0% estabelecidos no modelo anterior. A insuficiência de energia elétrica para suprir todo o mercado é verificada no processo de contabilização da CCEE e pode resultar em penalidades às Distribuidoras.

As Distribuidoras de energia têm o direito de repassar a seus consumidores os custos relacionados à energia elétrica adquirida por meio de leilões, bem como quaisquer tributos e encargos setoriais relativos aos leilões. Nesse repasse, determinados desvios de volumes para maior e para menor são admitidos em virtude da impossibilidade das Distribuidoras de declararem montantes exatos e com antecedência em relação à sua demanda de energia elétrica para um determinado período.

Redução da Energia Contratada

O Decreto n.º 5.163, de 15 de março de 2004, que regula a negociação de energia elétrica no âmbito da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, permite às Distribuidoras reduzirem o montante de energia contratada por meio dos CCEAR nos seguintes casos: (i) compensação pela saída de Consumidores Potencialmente Livres do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre; (ii) desvios das estimativas de demanda elaboradas pelas Distribuidoras, após dois anos da declaração de demanda inicial, sendo que neste caso a redução poderá atingir até 4,0% por ano do montante inicialmente contratado; e (iii) aumento dos montantes de energia adquiridos por meio de contratos firmados antes de 17 de março de 2004.

Redução Compulsória no Consumo

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 Quantidade de Energia no Ambiente de Contratação Regulada, registrados pela CCEE, deverão ter seus respectivos volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

O Ambiente de Contratação Livre

No Ambiente de Contratação Livre é realizada a venda de energia entre Geradoras, Produtores Independentes, Autoprodutores, Comercializadoras de energia elétrica, importadores de energia e Consumidores Livres. O Ambiente de Contratação Livre também inclui Contratos Bilaterais existentes entre Geradoras e Distribuidoras até a sua respectiva expiração, quando deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do novo Modelo do Setor Elétrico.

Consumidores Livres são aqueles cuja carga instalada (demanda contratada) supere 3 MW, e, para aqueles cujo início do fornecimento é anterior a 07 de julho de 1995, atendidos em tensão igual ou superior que 69 kV ou, em qualquer tensão para os demais, e que, em virtude desse critério de elegibilidade, podem optar por serem atendidos por outros fornecedores, diferentes da Distribuidora local.

Consumidores Especiais são aqueles cuja carga instalada (demanda contratada) é igual ou maior que 500 kW, que também podem optar pela contratação do suprimento de energia elétrica de fornecedores diferentes da Distribuidora local, desde que a energia advenha de empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, tais como usinas de Biomassa, energia eólica, PCH ou sistemas de co-geração qualificada.

O consumidor que esteja elegível a se tornar um Consumidor Livre, cujo contrato com a Distribuidora tenha prazo indeterminado com uma Distribuidora, somente poderá migrar para o Ambiente de Contratação Livre mediante a comunicação à Distribuidora local, com antecedência mínima de 15 dias da data limite para a declaração feita pela Distribuidora ao MME de suas necessidades de energia para o leilão de compra referente ao ano subseqüente.

Caso o consumidor opte pelo Ambiente de Contratação Livre, somente poderá retornar ao mercado regulado mediante o envio de notificação à Distribuidora local com antecedência de 5 anos, podendo a Distribuidora aceitar prazo inferior a seu exclusivo critério.

A fim de minimizar os efeitos de perdas resultantes de consumidores que escolhem se tornar Consumidores Livres, as Distribuidoras podem reduzir o montante de energia contratado junto a Geradoras de acordo com o volume de energia que não será distribuído aos Consumidores Livres. As Geradoras estatais, tais como as Geradoras privadas, poderão vender energia elétrica aos Consumidores Livres, contudo estas unidades deverão fazê-lo por meio de processos públicos que garantam a transparência e igualdade de acesso aos interessados.

Compras de energia elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal instituiu a regulamentação que rege a compra e a venda de energia no Ambiente de Contratação Regulada e no Ambiente de Contratação Livre, e disciplina as autorizações e concessões para projetos de geração de energia, incluindo regras relacionadas aos procedimentos de leilões e ofertas, a forma dos contratos de compra de energia e o método de repasse aos consumidores finais, entre outros.

A regulamentação determina que todos os agentes compradores de energia elétrica devem contratar a totalidade da sua demanda conforme as diretrizes do novo modelo. Por outro lado, os Agentes Vendedores devem demonstrar que a energia elétrica disponibilizada para venda tem como respaldo (lastro) suas próprias instalações de geração existentes ou contratos de compra de energia até seu limite de lastro de geração. Os Agentes Vendedores que não cumprirem estas exigências estarão sujeitos às penalidades por insuficiência de Lastro.

Os Leilões de Energia

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras devem contratar 100,0% da sua demanda esperada de energia elétrica para suas respectivas áreas de concessão. Para cumprir essa finalidade, as Distribuidoras devem realizar aquisições de energia nos leilões regulados pela ANEEL (conforme mencionado anteriormente existem algumas situações excepcionais onde o suprimento de energia elétrica à Distribuidora não requer a realização dos leilões regulados, quer por ser a compra da energia compulsória – caso de Itaipu – caso por ser autorizada a contratação por meio de chamada pública – Geração Distribuída, fontes eólicas, PCH, Biomassa), seja para a aquisição junto a projetos de geração já existentes ou novos.

Os leilões de energia para os novos projetos de geração serão realizados (i) 5 anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-5"), e (ii) 3 anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-3"). Haverá também leilões de energia das instalações de geração existentes (i) realizados um ano antes da data da entrega inicial (chamados de leilões "A-1"), e (ii) realizados em até 4 meses antes da data de entrega (chamados de "leilões de ajuste").

Cada Agente Vendedor que contrate a venda de energia por meio do leilão firmará um CCEAR com cada Distribuidora, proporcionalmente à demanda declarada na intenção de compra da Distribuidora. A única exceção a esta regra acontecerá no leilão de ajuste, no qual os contratos celebrados entre agentes Vendedores e Distribuidoras serão específicos, observadas as diretrizes gerais fixadas pela ANEEL. Os CCEAR dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 a 35 anos, e os CCEAR dos leilões "A-1" têm prazo variado entre 3 e 15 anos. Contratos decorrentes dos leilões de ajuste de mercado estarão limitados ao prazo de dois anos.

Após a conclusão de cada leilão, as Geradoras e as Distribuidoras celebram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As Distribuidoras apresentam garantias em benefício das Geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em um montante equivalente a 100,0% da média do valor das últimas três faturas relativas ao CCEAR e cessão de Certificados de Depósito Bancários.

O Leilão de 2004 e os outros leilões

O Leilão de 2004

Em 07 de dezembro de 2004, a CCEE conduziu o primeiro leilão com base nos procedimentos previstos pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Referido leilão tinha como objetivo a comercialização de energia proveniente de empreendimentos já existentes (leilão de energia existente). As Distribuidoras e Geradoras entregaram, até o dia 2 de dezembro de 2004, suas estimativas de projeção de demanda de energia elétrica para os cinco anos subseqüentes e os montantes a serem adquiridos para atendimento de suas demandas em relação a contratos com início de suprimento nos anos de 2005, 2006 e 2007. Baseado nessas informações, o MME estabeleceu o montante total de energia a ser negociado no leilão de 2004 e a lista de empresas Geradoras participantes do leilão. O leilão ocorreu em duas fases, por meio de um sistema eletrônico.

Após a conclusão do leilão de 2004, as Geradoras e as Distribuidoras celebraram CCEAR estabelecendo os termos, condições, preços e montantes de energia contratada. As Distribuidoras apresentaram garantias de forma a assegurar o pagamento do montante devido às Geradoras, podendo optar entre fiança bancária, dação de recebíveis em montante equivalente a 100,0% da média do valor das últimas 3 faturas relativas ao CCEAR e cessão de CDB – Certificado de Depósito Bancário.

Em complemento ao leilão inicial de energia realizado em dezembro de 2004, visando à contratação de energia para os anos de 2008 e 2009 e à cobertura da demanda não contratada no 1° leilão, foram realizados 3 leilões em 2005.

Assim, ao longo do ano de 2005, buscou-se uma consolidação do Novo Modelo do Setor Elétrico em relação à garantia de suprimento e modicidade tarifária, por meio da realização de leilões de energia existente e de energia nova no Ambiente de Contratação Regulada, e na regulação específica de artigos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e do Decreto n° 5.163, de 30 de julho de 2004.

Leilão de Energia Existente

Após o primeiro leilão de energia existente acima referido, ocorreu, em abril de 2005, o segundo leilão de energia existente, de acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico. Foi vendido no leilão um total de 1.325 MW médios, correspondente a apenas 23,0% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008. Tal energia foi vendida a um preço médio de R$83,13/MWh.

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R$ 62,95/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R$ 94,91/MWh para entrega de energia entre 2009 e 2016. Os volumes de energia vendidos foram de 102 MW médios para entrega entre 2006 e 2008 e de 1.166 MW médios para entrega entre 2009 e 2016.

Mesmo com as inovações na sistemática, foi mantido o controle absoluto de único leiloeiro pelo governo federal.

Em dezembro de 2006 foi realizado o 5º leilão de energia existente, contratando 204 MW médios ao preço médio de R$ 104,74/MWh.

Leilão de Energia Nova

Em dezembro de 2005 foi realizado o primeiro leilão de energia nova, o qual foi dividido em 3 fases. A segmentação do mercado em hidrelétrico e termelétrico possibilitou a expansão e contratação de montantes de energia térmica a preços superiores ao da energia hidráulica, deslocada por falta de espaço no mercado. A 1ª fase do leilão, em função de tais fatos, acabou por definir o preço marginal de expansão único em R$ 116,00 por MWh, objetivando estabelecer o vínculo entre o proponente que ofertasse o maior desconto em relação ao preço marginal e o empreendimento, recebendo uma concessão condicionada ao desempenho das outras duas fases do leilão.

A partir da 2ª fase do leilão de energia nova, além dos novos empreendimentos hidrelétricos, foram também incorporados os demais empreendimentos, incluindo UTE, PCH e usinas botox, conforme as definições contidas nos artigos 17 e 22 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e no Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Durante a 2ª e a 3ª fases do leilão foram estabelecidas rodadas visando ao estabelecimento disputa entre os ofertantes de energia. Tais rodadas tiveram como objetivo atender a demanda de energia nova das Distribuidoras a partir dos anos de 2008, 2009 e 2010, por 15 e 30 anos, segundo a fonte térmica e hidráulica, respectivamente. Foram negociados 3.286 MW médios, sendo 69,0% térmicos e 31,0% hídricos, a um preço médio de R$ 123,30/MWh, e foi observado um preço marginal do leilão de R$ 139,00/MWh. O preço médio hidrelétrico foi R$ 114,30/MWh, ao passo que o preço médio termelétrico foi de R$ 127,30/MWh. Aproximadamente 28,0% da energia elétrica disponível neste leilão não foi contratada. Tal leilão de energia nova não despertou grande interesse no setor privado, sendo 69,0% das vendas realizadas por empreses estatais.

Em 29 de junho de 2006, foi realizado o 2º leilão de energia nova, no qual foi transacionado um total de 1.682 MW médios, através de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 128,13/MWh. A energia contratada será entregue a partir de 01 de janeiro de 2009.

No 3º leilão de energia nova, realizado em 10 de outubro de 2006, foi transacionado um total de 1.104 MW médios através de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos, e de 15 anos para os termelétricos. O preço médio ficou em R$ 126,16/MWh. A energia contratada será entregue a partir de 01 de janeiro de 2011.

O 4º leilão de energia nova foi realizado em 26 de julho de 2007, e ocasionou a transação de 1.304 MW médios por meio de contratos com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termelétricos. O preço médio ficou em R$ 134,67/ MWh e a energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2010.

Para o 5º leilão de energia nova, realizado em 16 de outubro de 2007, foi transacionado um total de 715 MW médios através de contratos por quantidade com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R$ 129,14/ MWh e transacionado um total de 1.597 MW médios através de contratos por disponibilidade com maturidade de 15 anos para os empreendimentos termelétricos ao preço médio de R$ 128,37/ MWh. A energia contratada terá início de fornecimento em 1º de janeiro de 2012.

O último leilão de energia nova, o sexto realizado pela CCEE, em 6 de dezembro de 2007, não houve negociação por falta de oferta, consequentemente nenhum montante foi contratado.

Em 10 de dezembro de 2007 foi realizado o 6º leilão de energia nova para negociação da primeira das usinas do Rio Madeira, a UHE Santo Antônio. A UHE Santo Antônio, com Capacidade Instalada de 3.150 MW e 2.218 MW médios de Energia Assegurada, vendeu 1.553 MW médios no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R$ 78,87/MWh. O restante de sua Energia Assegurada foi reservada para vendas no Ambiente de Contratação Livre. O contrato tem um prazo de 30 anos, com início da entrega da energia no final de 2012, e apresenta um perfil de contratação que acompanha a motorização da usina, atingindo sua energia plena somente em maio de 2015.

A UHE Jirau, a segunda usina do Rio Madeira, foi licitada em 19 de maio de 2008, com Capacidade Instalada de 3.300 MW e 1.975,3 MW médios de Energia Assegurada. O consórcio vencedor vendeu 70,0% da energia da usina no Ambiente de Contratação Regulada ao preço de R$ 71,37/MWh, sendo o restante da Energia Assegurada destinada ao Ambiente de Contratação Livre. O período de suprimento no CCEAR é de janeiro de 2013 a dezembro de 2042.

Leilão de Ajuste

Os leilões de ajuste estão previstos no artigo 26 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, e na Resolução Normativa ANEEL n.º 162, de 01/08/2005, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das Distribuidoras, até o limite de 1,0% dessa carga. Não houve o 1º leilão de ajuste pela ausência de compradores, que seria realizado em 31 de agosto de 2005.

A CCEE realizou, no dia 01 de maio de 2006, o 2º leilão de ajuste, envolvendo os produtos (i) CEL0330NE, com 3 meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006, (ii) CPA0630N, com 6 meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006, e (iii) SAE0630NE com 6 meses de suprimento e início em 1º de julho de 2006. Nesse leilão foram negociados 17,5 MW médios, sendo 2,5 MW médios para o produto CEL0330NE, 13,5 MW médios para o produto CPA0630N, 1,5 MW médios para o produto SAE0630NE.

No 3º leilão de ajuste, realizado em 29 de setembro de 2006, foram negociados 14,5 MW médios, sendo 4,5 MW médios para o produto CEB0310SE e 10 MW médios para o produto ENE0310NE.

O leilão ocorrido em 29 de março de 2007, o 4º da modalidade ajuste, teve início de suprimento em abril de 2007 e término em dezembro de 2007. O volume total adquirido foi de 204.000 MWh.

Realizado em 28 de junho de 2007, o 5º leilão de ajuste envolveu os seguintes produtos: (i) Produto 1, com 6 meses de suprimento e início em 01 de julho de 2007, e Produto 2, 3 meses de suprimento e início em 1º de outubro de 2007. Nesse leilão foram negociados 113 MW médios.

O 6º leilão de ajuste foi realizado em 27 de setembro de 2007, resultando numa quantidade negociada no produto de 12 meses de 163,5 MW médios, com início de suprimento em janeiro de 2008, e a quantidade negociada no produto de 3 meses foi de 6 MW médios, com início de suprimento em outubro de 2007.

Está incluída na pauta da CCEE a realização do sétimo leilão de ajuste, a ocorrer em 19 de junho de 2008, Estão previstas ofertas de 3 produtos para esse leilão, sendo o primeiro com início de suprimento em 1º de julho de 2008 e término em 30 de setembro de 2008. O Produto 2 tem início de suprimento em 01 de outubro de 2008 e término de suprimento em 31 de dezembro de 2008. O terceiro produto terá inicio de suprimento em 01 em setembro de 2008 e término em 31 de dezembro de 2008.

Leilão de Energia de Reserva

Recentemente, foi previsto o leilão de energia de reserva, por meio do Decreto n.º 6.353, de 16 de janeiro de 2008, tendo por objetivo a venda de energia de reserva, a que se referem o parágrafo terceiro, do artigo 3º e o artigo 3º-A, da Lei n.º 10.848, destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao SIN, proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim, seja de novos empreendimentos de geração ou de empreendimentos existentes.

O 1º leilão de reserva está previsto para acontecer em 30 de abril de 2008, e visa a contração dos produtos 2009-ER15, com prazo de duração de 15 anos e início de suprimento em 2009 e 2010-ER15, com prazo de duração de 15 anos e início de suprimento em 2010.

Leilões de Fontes Alternativas

Por fim, os "Leilões de Fontes Alternativas", regulamentados por meio do Decreto n.º 6048, de 27 de fevereiro de 2007, o qual altera a redação do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004, foram criados com o objetivo ser um dos mecanismos para atender o mercado consumidor das Distribuidoras. Nesse leilão, realizado em 18 de junho de 2007, foram transacionados um total de 46 MW médios, através de contratos com maturidade de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos ao preço médio de R$ 134,99/MWh e um total de 140 MW médios através de contratos com maturidade de 15 anos para os termoelétricos ao preço médio de R$ 138,85/MWh. A energia contratada será entregue a partir de 1º de janeiro de 2010.

Limitação de repasse de custos de aquisição

No que se refere ao repasse dos custos de aquisição de energia elétrica dos leilões às tarifas dos consumidores finais, o Decreto estabeleceu um mecanismo denominado Valor Anual de Referência - VR, que é uma média ponderada dos custos de aquisição de energia elétrica decorrentes dos leilões "A-5" e "A-3", calculado para o conjunto de todas as Distribuidoras.

Valor Anual de Referência é um incentivo para que as Distribuidoras façam a aquisição das suas necessidades de energia elétrica nos leilões "A-5", cujo custo de aquisição tende a ser inferior ao da energia contratada em leilões "A-3", por se acreditar que no leilão de "A-5" existirá uma maior oferta de fontes hidrelétricas. O VR é aplicado como limite de repasse às tarifas dos consumidores nos 3 primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do 4º ano, os custos individuais de aquisição serão repassados integralmente. O Decreto estabelece as seguintes limitações ao repasse dos custos de aquisição de energia pelas Distribuidoras:

- impossibilidade de repasse dos custos referentes à contratação de energia elétrica correspondente a mais de 103,0% de sua carga anual;
- quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em 2,0% a demanda contratada em "A-5", o direito de repasse deste excedente estará limitado ao menor dentre os custos de contratação relativos aos leilões "A-5" e "A-3" (artigo 38 do Decreto n.º 5163/04);
- caso a aquisição de energia proveniente de empreendimento existente seja menor que o limite inferior de contratação (correspondente a 96,0% do volume vigente dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões), o repasse do custo de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos correspondente a esse valor não contratado será limitado por um redutor (artigo 34 do Decreto n.º 5163/04);
- no período compreendido entre 2006 a 2008, a contratação de energia existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a 1,0% da demanda das Distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder a este limite estará limitado a 70,0% do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes para entrega a partir de 2007 até 2009. O MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes;
- para a energia adquirida no leilão "A-1" a ser promovido em 2008, ao limite de 1,0% será acrescida a quantidade de energia contratada no leilão "A-1" promovido em 2005, com prazo de duração de 3 anos (artigo 41 do Decreto n.º 5163/04);
- o MME definirá o preço máximo de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e
- caso as Distribuidoras não atendam a obrigação de contratar a totalidade da sua demanda, a energia elétrica adquirida no mercado de curto prazo será repassada aos consumidores ao menor valor entre o PLD e o VR, sem prejuízo da aplicação de penalidades por insuficiência de contratação (artigo 42 do Decreto n.º 5163/04).

Contratos firmados anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico determina que os contratos de aquisição de energia celebrados pelas Distribuidoras, firmados e aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da referida lei, não poderão ser alterados para a prorrogação dos prazos ou aumento nos preços ou volumes de energia já contratados, com exceção dos Contratos Iniciais de fornecimento vigentes em março de 2004, os quais puderam ser alterados até dezembro de 2004, limitando-se a um prazo máximo de suprimento, qual seja, 31 de dezembro de 2005.

Durante o período de transição (1998 - 2005) para o mercado de energia livre e competitivo, a compra e venda de energia entre Geradoras e Distribuidoras deveriam ocorrer por meio de Contratos Iniciais. O objetivo do período de transição era permitir a introdução gradual da competição no setor e proteger os participantes do mercado contra a exposição a preços de mercado de curto prazo, potencialmente volátil e com viés de preços baixos. Durante este período, o montante de energia contratada por meio dos Contratos Iniciais foram sendo reduzidos em 25,0% a cada ano, a partir de 2003, encerrando-se em 31 de dezembro de 2005.

De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as empresas de geração podem comercializar sua energia não contratada no Ambiente de Contratação Regulado ou Livre. Quando os Contratos Iniciais venceram no fim de 2005, toda a energia descontratada passou a ser negociada no Ambiente de Contratação Regulado ou Livre. Entretanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico permitiu que empresas públicas e privadas de geração, inclusive produtoras independentes de energia, aditassem seus Contratos Iniciais em vigor em março de 2004, recontratando suprimento até 31 de dezembro de 2004. Empresas de geração, públicas e privadas, inclusive produtoras independentes de energia que aditaram seus Contratos Iniciais, não foram obrigadas a reduzir 25,0% do montante de energia comprometido de acordo com tais contratos.

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, visando à segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica e vem sendo implementada no Brasil desde 1995.

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 do Setor Elétrico determina que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no SIN, não poderão desenvolver atividades: (i) de geração de energia (exceto Geração Distribuída); (ii) de transmissão de energia; (iii) de venda de energia a Consumidores Livres situados fora de sua área de concessão; (iv) de participação em outras sociedades, direta ou indiretamente, ressalvado quando para captação, aplicação e gerência de recursos financeiros necessários a prestação do serviço e quando disposto nos contratos de concessão; ou (v) estranhas ao objeto social, exceto nos casos previsto 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.

Da mesma forma, as Geradoras ou as Transmissoras que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As Distribuidoras, Transmissoras e Geradoras de energia elétrica tiveram que se adaptar às regras da referida desverticalização até setembro de 2005. Esse prazo poderia ser prorrogado pela ANEEL, uma única vez, se efetivamente comprovada a impossibilidade do cumprimento das disposições decorrentes de fatores alheios à vontade das concessionárias, permissionárias e autorizadas.

Garantias financeiras

A Lei n.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão.

A Resolução ANEEL n.º 521/2002 determinou que as concessionárias de serviço público de energia elétrica interessadas em constituir garantias em favor de empreendimentos de geração de energia elétrica, com outorga já concedida, encaminhem solicitação de autorização à ANEEL, indicando o valor, o prazo e demais condições da operação. Referidas garantias somente poderão ser constituídas para lastrear financiamento dos bens e serviços destinados à implantação dos empreendimentos de geração de energia elétrica de que se trata e desde que esses pertençam ao mesmo grupo controlador da concessionária de serviço público de energia elétrica garantidora.

Essa modalidade de garantia será autorizada para o período correspondente à construção da obra, extinguindo-se 180 dias após sua entrada em operação comercial, esta, caracterizada pela operação da última Unidade Geradora, respeitada a data prevista no cronograma de implantação da usina aprovado pela ANEEL. A Resolução também estabelece a metodologia para cálculo dos limites a serem respeitados pelas concessionárias: (i) em função do endividamento em relação ao passivo total; ou (ii) em função da geração interna de recursos apurados anualmente, no período abrangido pela garantia pretendida.

Deverá constar da contratação pleiteada a expressa renúncia dos agentes financiadores a qualquer ação ou direito contra a ANEEL e o Poder Concedente, em decorrência de desatendimento pelas concessionárias dos compromissos assumidos, ressalvando-se ainda, no instrumento de contratação que, o uso do produto da eventual indenização dos bens reversíveis para pagamento aos financiadores estará limitado ao valor dos débitos não liquidados.

Em 28 de fevereiro de 2005, a ANEEL editou a Resolução Normativa n.º 150/05 que altera a forma de cálculo das garantias financeiras previstas na comercialização de energia elétrica. Os critérios instituídos pela referida resolução, no que concerne à comercialização, levam em conta a apuração dos 3 últimos saldos devedores por empresa, nos 24 meses precedentes à contabilização das transações de compra e venda de energia na CCEE. Períodos atípicos como os de racionamento e os de redução, em níveis críticos, da capacidade de armazenamento dos reservatórios de UHE não serão considerados no histórico desses 24 meses de contabilização. A ANEEL já sinalizou que está analisando uma proposta de regra de mercado com a caracterização definitiva dos períodos atípicos.

Remuneração das Geradoras

Ao contrário das Distribuidoras, em geral, as Geradoras não têm, em seus respectivos contratos de concessão, a fixação de tarifas, tampouco mecanismos de reajuste e revisão destas.

Anteriormente ao Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras comercializavam a sua energia por meio de Contratos Iniciais ou de Contratos Bilaterais. No âmbito dos Contratos Iniciais, as Geradoras são remuneradas pelas tarifas fixadas entre estas e as respectivas Distribuidoras, as quais são homologadas pela ANEEL. Já no âmbito dos Contratos Bilaterais, são fixados preços entre as partes.

Desde a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Geradoras somente podem vender sua energia para as Distribuidoras por meio de leilões públicos conduzidos pela ANEEL e operacionalizados pela CCEE. No Ambiente de Contratação Livre, as Geradoras podem vender sua energia a preços livremente negociados a comercializadoras, Distribuidoras com mercado inferior a 500 GWh/ano e Consumidores Livres.

No âmbito dos Contratos Bilaterais firmados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, os preços negociados entre as empresas Geradoras e Distribuidoras eram, geralmente, influenciados pela limitação ao repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas cobradas pelas Distribuidoras de seus consumidores finais. O repasse de energia adquirida por meio de contratos de fornecimento firmados antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico é limitado por um valor estabelecido pela ANEEL, o chamado valor normativo.

Para os contratos celebrados sob a vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a limitação ao repasse de custos pelas Distribuidoras é baseada no Valor de Referência Anual, que corresponde à média apurada dos preços de energia elétrica nos leilões "A-5" e "A-3", calculados para todas as Distribuidoras. O Valor Anual de Referência cria um incentivo para que as Distribuidoras contratem suas demandas esperadas de energia nos leilões "A-5", nos quais se espera preços mais baixos do que nos leilões "A-3", e será aplicado nos 3 primeiros anos dos contratos de compra da energia produzida por novos projetos de geração. Após o 4º ano, os custos de aquisição da energia produzida por tais projetos poderão ser integralmente repassados aos consumidores.

Essas limitações ao repasse pelas Distribuidoras dos custos de aquisição de energia acabam restringindo os preços de energia praticados pelos Agentes Vendedores, uma vez que estes devem ser similares ao valor normativo ou ao Valor Anual de Referência para serem competitivos. Com a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, as Distribuidoras somente poderão adquirir energia por meio de leilões públicos regulados pela ANEEL e, via de regra, operacionalizados pela CCEE. Tal restrição não se aplica à venda de energia no Ambiente de Contratação Livre, onde a comercialização é realizada pela livre negociação de preços e demais condições.

Algumas Geradoras contam, ainda, com o MRE para ter assegurada a disponibilidade de lastro para venda de energia elétrica e potência associada à sua Energia Assegurada. De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica pelas Geradoras não depende diretamente da energia efetivamente gerada, e sim da quantidade de energia elétrica e potência efetivamente comercializada por ela, limitada à Energia Assegurada de cada usina, cuja quantidade é fixa e determinada pelo Poder Concedente,

constando no respectivo Contrato de Concessão. As diferenças entre a energia gerada e a Energia Assegurada são cobertas pelo MRE, cujo principal propósito é mitigar os riscos hidrológicos, assegurando que todas as usinas participantes recebam pela quantidade comercializada do montante de Energia Assegurada, independentemente da quantidade de energia elétrica por elas efetivamente gerado. Em outras palavras, o MRE realoca a energia elétrica, transferindo o excedente daqueles que geraram quantidades superiores às suas Energias Asseguradas, para aqueles que geraram quantidade de energia elétrica insuficiente para atender à Energia Assegurada. A geração efetiva é determinada pelo ONS, tendo em vista a demanda de energia elétrica, as restrições do sistema e as condições hidrológicas. A quantidade de energia elétrica efetivamente gerada pelas usinas, seja ela superior ou inferior à Energia Assegurada, tem seu preço fixado por uma tarifa denominada "Tarifa de Energia de Otimização – TEO", que cobre somente os custos de operação e manutenção da usina. Esta receita ou despesa adicional será contabilizada mensalmente para cada gerador.

Remuneração das Geradoras termelétricas

De acordo com a regulamentação brasileira, a receita proveniente da venda de energia elétrica por termelétricas não depende somente de sua potência instalada, mas, também, de sua Garantia Física. Além disso, as UTE contratam a energia equivalente a sua Garantia Física através de contratos de compra e venda de energia, que são livremente negociados entre as partes. Na prática, as UTE podem entregar sua energia contratada através de geração própria ou de aquisição de energia no mercado à vista (CCEE) e repasse da mesma, dependendo das condições verificadas entre seu custo de geração e o preço da energia praticado no mercado à vista e, conseqüentemente, tal decisão depende das condições de mercado e hidrológicas. Desta forma, as receitas das UTE encontram-se vinculadas à diferença entre o preço contratado e (i) seu custo de geração, ou (ii) o preço da energia no mercado à vista.

Mecanismo de Realocação de Energia - MRE

O MRE é um mecanismo destinado a distribuir o risco hidrológico entre as Geradoras. Todas as Geradoras hidrelétricas com despacho centralizado são membros do MRE (sendo que a partir de janeiro de 2006, apenas Geradoras hidrelétricas passaram a ser membros do MRE). De acordo com este mecanismo cada planta possui uma quantidade de energia a ser comercializada proporcional à sua participação no valor total da Energia Assegurada. Desta forma, a produção total de um membro do MRE é alocada a cada membro de acordo com sua participação no total, independentemente de sua produção individual. Em suma, o MRE transfere o excedente de produção daquelas plantas que produziram acima de seu nível de Energia Assegurada para outros membros que registraram produção abaixo de tal nível. A ANEEL define a Energia Assegurada de cada empreendimento de geração hidrelétrica com base em modelos computacionais que fazem uso do tratamento estatístico do histórico de afluências na região em questão, fluxos de água dos rios e níveis de água no reservatório de cada usina, em um período de tempo de múltiplos anos. A partir dessas informações e considerando um risco de 5,0% de não suprimento à demanda, a Energia Assegurada é calculada e seu valor poderá será revisto a cada 5 anos pela ANEEL ou na ocorrência de fatos relevantes, até o limite de 5,0% do valor estabelecido na última revisão, limitas as reduções a 10,0% do valor constante dos respectivos contratos celebrados com o Poder Concedente.

Alocação do MRE

O MRE é alocado por meio de um processo de 4 etapas que examina, primeiramente, a capacidade das usinas, dentro da mesma região, de satisfazer os níveis de Energia Assegurada e, a seguir, considera o compartilhamento da geração excedente entre as diferentes regiões. Tais etapas são detalhadas abaixo:

- aferição se a produção total líquida dentro do MRE alcança os níveis totais de Energia Assegurada dos membros do MRE como um todo;
- aferição se alguma Geradora gerou volumes acima ou abaixo de seus volumes de Energia Assegurada, conforme determinados pelo ONS;
- caso determinadas Geradoras, membros do MRE, tenham produzido acima de seus respectivos níveis de Energia Assegurada, o adicional da energia gerada será alocado a outras Geradoras do MRE que não tenham atingido seus níveis de Energia Assegurada. Esta alocação do adicional da energia gerada, designada de Energia Otimizada, é feita, primeiramente, entre as Geradoras dentro de uma mesma região (sub-mercado) e, depois, entre as diferentes regiões, de forma a assegurar que todos os membros do MRE atinjam seus respectivos níveis de Energia Assegurada;

- se, após a etapa (3) acima ter sido cumprida, todos os membros do MRE atingirem seus níveis de Energia Assegurada e houver saldo de energia produzida, o adicional da geração regional líquida, designada de Energia Secundária, deve ser alocado entre as Geradoras das diferentes regiões. A energia será negociada pelo PLD prevalecente na região em que tiver sido gerada; e
- se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tiverem atingido seus níveis de Energia Assegurada, a energia faltante será paga pelos membros do MRE com base no PLD.

As Geradoras membros do MRE que produziram energia excedente além de seus níveis de Energia Assegurada são compensadas por custos variáveis de operação e manutenção - O&M, e custos com o pagamento de "*royalties*" pelo uso da água. Na impossibilidade de gerar os níveis de Energia Assegurada estabelecidos, as mesmas devem pagar custos de O&M e custos com os "*royalties*" pelo uso da água às Geradoras que produziram acima de seus respectivos níveis de Energia Assegurada durante o mesmo período.

Em situações nas quais as Geradoras do MRE em conjunto não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de Energia Assegurada do MRE, a Energia Assegurada é escalonada de forma a refletir os números efetivos de geração do MRE. Isto é, as Geradoras recebem um nível de Energia Assegurada Escalonada que é baseado na porcentagem do seu nível de Energia Assegurada em relação ao nível de Energia Assegurada do sistema como um todo, multiplicado pela geração efetiva. Ainda que algumas Geradoras do MRE gerem acima de seus níveis de Energia Assegurada, se o MRE como um todo não for capaz de atingir os níveis totais de Energia Assegurada, aquelas Geradoras receberão, ainda assim, níveis de Energia Assegurada Escalonada, que estarão abaixo de seus níveis de Energia Assegurada.

Caso as Geradoras do MRE, em conjunto, não tenham produção líquida suficiente para atingir os níveis de Energia Assegurada, mas as Geradoras termelétricas que não são membros do MRE gerem energia suficiente para evitar a necessidade de um racionamento, as Geradoras do MRE deverão comprar de tais Geradoras termelétricas a quantidade suficiente de energia para atingir seus respectivos níveis de Energia Assegurada no mercado local. O mecanismo do MRE tenta assegurar que todos os membros atinjam seus respectivos níveis de Energia Assegurada, independentemente do montante contratado. Assim sendo, se um membro do MRE não tiver a totalidade de sua Energia Assegurada contratada, o MRE assegurará que tal membro satisfaça seus compromissos contratuais, e não seus níveis de Energia Assegurada. A necessidade de racionamento é determinada pelo ONS em bases regionais. Na hipótese de racionamento, o preço refletirá o custo da energia não entregue, ou o preço máximo que os consumidores pagariam pela energia, conforme determinado pelo ONS. O racionamento é alocado segundo critérios técnicos, ao invés de uma base comercial que daria prioridade a contratos de comercialização de energia.

Energia secundária

O montante total de energia do MRE restante, após a alocação para cobertura da insuficiência das Geradoras que deixaram de produzir suas respectivas Energias Asseguradas, é denominado "Energia Secundária". A Energia Secundária é alocada de acordo com a participação relativa de Energia Assegurada de cada Geradora em relação à Energia Assegurada global de todos os membros do MRE.

Programa prioritário de termeletricidade

Em 2000, o Decreto Federal n.º 3.371, criou o Programa Prioritário de Termeletricidade, com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de UHE. Os benefícios concedidos a UTE nos termos deste programa incluem: (1) fornecimento garantido de gás por 20 anos, (2) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por UTE serão transferidos às tarifas até o limite do valor normativo determinado pela ANEEL, e (3) acesso garantido a um programa especial de financiamento do BNDES para o setor elétrico.

Referido programa enfrentou diversos obstáculos durante sua implementação, particularmente no que diz respeito ao preço de gás, o qual está geralmente atrelado ao Dólar e, apesar de diversas alterações regulatórias, o programa nunca foi integralmente implementado.

Incentivos a fontes alternativas de energia

Desde a promulgação da Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, vêm sendo criados alguns incentivos às fontes alternativas de geração de energia elétrica, tais como: (i) o PROINFA, administrado pelo MME, que garante aos empreendimentos habilitados a compra, pela Eletrobrás, da energia elétrica gerada pelo prazo de 20 anos e apoio financeiro do BNDES; (ii) Redução nas tarifas de uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão de energia elétrica (na produção e no consumo), com desconto não inferior a 50,0%; e (iii) Condição especial para migração para o ambiente de contratação livre de consumidores com carga entre 500 kV e 3 MW (Consumidores Especiais), desde que tais consumidores adquiram energia elétrica de geradores a partir de fontes alternativas de energia elétrica, aumentando assim o mercado consumidor desses produtores.

Encargos setoriais

Tarifas de uso dos sistemas de distribuição e de transmissão

A ANEEL fiscaliza e regulamenta o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão. As tarifas são (i) a TUSD, tarifa cobrada pelo uso da rede de distribuição exclusiva de cada Distribuidora e (ii) a TUST, tarifa pelo uso do sistema de transmissão, que consiste na Rede Básica e suas instalações auxiliares. Adicionalmente, as Distribuidoras do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. A seguir encontra-se um resumo de cada tarifa ou encargo.

TUSD

A TUSD é paga pelas Geradoras e pelos Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da Distribuidora à qual a Geradora ou o Consumidor Livre estejam conectados, e é reajustada anualmente, levando-se em conta a variação de seus componentes. A TUSD compreende os custos de operação e manutenção da rede, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. Atualmente a TUSD é composta de duas partes, uma denominada TUSD-Encargos, calculada de acordo com o uso de energia elétrica, e a outra, denominada TUSD Fio, cobrada pela demanda contratada. O encargo mensal a ser pago pelo respectivo agente conectado ao sistema de distribuição, por ponto de conexão, é calculado pela multiplicação do montante de uso, em KW, pela tarifa estabelecida pela ANEEL, em R$/kW.

A diminuição da arrecadação decorrente da saída do Consumidor Livre não impõe necessariamente à Distribuidora redução integral correspondente nas suas margens de lucro, uma vez que a remuneração dos investimentos se dá por meio da TUSD, tarifa que continua sendo auferida pela Distribuidora. Porém, os clientes que se tornam clientes livres deixam de pagar a RTE criada para compensar distribuidores e geradores de eletricidade pelas perdas sofridas durante o racionamento. Assim, a saída do cliente livre pode afetar a capacidade de uma Distribuidora de recuperar o valor integral da recomposição tarifária referida.

Atualmente está em andamento um debate entre os agentes do setor elétrico a respeito da criação de mecanismos para a cobrança da RTE dos Consumidores Livres que eram atendidos pelas Distribuidoras no período do racionamento e migraram para o Ambiente de Contratação Livre durante ou após o final do racionamento. A questão foi levada ao judiciário, estando ainda pendente de decisão definitiva.

Os empreendimentos de geração a partir de fontes alternativas, respeitadas as condições legais, podem receber descontos na TUSD, variando entre 50,0% e 100,0%. Tais descontos são aplicáveis tanto à TUSD paga pelo empreendimento quanto à TUSD paga pelos consumidores que adquirem energia desses empreendimentos.

Os descontos oferecidos aos geradores de energia alternativa e seus respectivos consumidores são contabilizados em separado pelas Distribuidoras e considerados na revisão ou reajuste tarifário subseqüente à concessão do desconto, de forma a não impactar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Quanto ao acesso dos Consumidores Livres às redes de transmissão e distribuição, o Decreto n.º 5.597, de 26 de novembro de 2005, autorizou os Consumidores Livres a se conectarem à Rede Básica por meio de rede própria, sem a necessidade de utilizar o sistema de distribuição da concessionária.

Referida conexão à Rede Básica depende de autorização da ANEEL, ficando o consumidor solicitante responsável pelo ressarcimento dos eventuais custos não amortizados incorridos pela Distribuidora para a construção das redes às quais o consumidor estiver conectado. Nesse caso, o pagamento da TUSD não será mais devido pelo consumidor, que passará a pagar a TUST diretamente para a Transmissora.

TUST

A TUST é paga por Distribuidoras, Geradoras e Consumidores Livres pela utilização da Rede Básica e é reajustada anualmente pela ANEEL de acordo com (i) a inflação e (ii) as receitas anuais permitidas para as Transmissoras, incluindo o custo de expansão, determinadas pela ANEEL. Em conformidade com critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários das diferentes partes da rede de transmissão transferiram a coordenação da operação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados dos usuários do sistema de transmissão. Os usuários da rede, incluindo as empresas de geração, assinam contratos com o ONS que lhes conferem o direito de usar a rede de transmissão em troca do pagamento das tarifas divulgadas. Outras partes da rede de propriedade das Transmissoras, porém, que não são consideradas como parte do SIN, são disponibilizadas diretamente aos usuários interessados que pagam uma remuneração específica aos titulares do direito pertinente.

Tarifa de Transporte de Itaipu

A UHE Itaipu possui uma grade de transmissão operada em corrente alternada e contínua, que não é considerada parte da Rede Básica ou do sistema de transmissão intermediário. O uso deste sistema é remunerado por uma tarifa específica denominada "Transporte de Itaipu", pago pelas empresas detentoras de quotas da energia produzida por Itaipu, na proporção de suas quotas.

Cobrança pela utilização de recursos hídricos

Nos termos da Lei n.º 9.648/98, os titulares de concessão ou autorização para exploração de potencial hidráulico devem pagar, a título de compensação pela utilização de recursos hídricos, 6,0% sobre o valor da energia elétrica produzida. Referida compensação foi criada pela Lei n.º 7.990, de 28 de dezembro de 1989. O pagamento é devido aos Estados, ao Distrito Federal e aos Municípios, em cujos territórios se localize o aproveitamento ou que tenham áreas alagadas por águas do respectivo reservatório, e a órgãos da Administração Direta da União. Em 2000, nos termos da Lei n.º 9.984 (que criou a ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais Geradoras iniciaram o pagamento do adicional de 0,75% em julho daquele ano. Esses valores ainda não são cobrados integralmente pela ANA.

Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia – TFSEE

A TFSEE foi instituída pela Lei n.º 9.427/96, e regulamentada pelo Decreto n.º 2.410/97. Trata-se de taxa anual, diferenciada em função da modalidade de serviço e proporcional ao porte da concessão, permissão ou autorização (aqui incluídas a produção independente e a auto-produção de energia).

A TFSEE alcança 0,5% do benefício econômico anual auferido pelo concessionário, permissionário ou autorizado e deve ser recolhida diretamente à ANEEL, em 12 quotas mensais.

Tarifas de Distribuição

O valor da tarifas de distribuição é determinado pela ANEEL, que tem autoridade para reajustar e rever tarifas em resposta a alterações nos custos de compra de energia e nas condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL divide o custo das Distribuidoras entre (i) custos que estão fora do controle das Distribuidoras, ou os chamados custos da Parcela A, e (ii) custos que estão sob o controle das Distribuidoras, ou custos denominados Parcela B. O reajuste de tarifas é baseado em uma fórmula que leva em consideração a divisão de custos entre duas categorias:

Os custos da Parcela A incluem, entre outros, os seguintes:

- custos com a compra de energia para revenda conforme previsto nos Contratos Iniciais;
- custos com a compra de energia de Itaipu;
- determinados encargos tarifários (taxas regulatórias);

- custos com a compra de energia nos termos de Contratos Bilaterais que foram livremente negociados entre as partes; e
- outros encargos referentes à conexão e ao uso dos sistemas de transmissão e de distribuição.

O repasse dos custos com a compra de energia prevista em contratos de fornecimento negociados anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico está sujeito a um teto baseado em um valor normativo estabelecido pela ANEEL para cada fonte de energia (tais como hidrelétrica, termelétrica e fontes alternativas de energia). O valor normativo aplicado aos contratos de fornecimento é ajustado anualmente de forma a refletir os aumentos nos custos incorridos pelas Geradoras. Tais reajustes levam em consideração (i) a inflação; (ii) os custos incorridos em moeda conversível; e (iii) custos relativos a combustíveis (tais como fornecimento de gás natural). Os custos incorridos deverão corresponder a pelo menos 25,0% de todos os custos incorridos pelas Geradoras.

A parcela B compreende os itens de custo que estão sob o controle das concessionárias (principalmente custos operacionais). Os custos da Parcela B são determinados subtraindo-se os custos da Parcela A da receita da Distribuidora.

O contrato de concessão de cada Distribuidora prevê um reajuste anual de tarifas. Em geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, todavia, são corrigidos pela inflação em conformidade com o IGPM.

As Distribuidoras têm também direito à revisão periódica a cada 4 ou 5 anos, dependendo do seu respectivo contrato de concessão. Estas revisões têm o objetivo de (i) assegurar receitas suficientes para cobrir os custos operacionais da Parcela B e uma compensação adequada pelos investimentos essenciais em serviços dentro do escopo da concessão de cada empresa, e (ii) determinar o fator X, que é baseado em três componentes: (a) ganhos esperados de produtividade a partir do aumento de escala e/ou implementação de medidas que reduzam os custos operacionais, (b) avaliações pelos consumidores (verificadas pela ANEEL) e (c) custos trabalhistas.

O componente referido no item "b" acima foi excluído da metodologia de revisão tarifária em 2006 pela ANEEL, sendo que está em andamento audiência pública para discutir os novos critérios a serem utilizados no lugar da avaliação dos consumidores para o cálculo do fator X.
O fator X é usado para ajustar a proporção da alteração no IGPM que é utilizada nos reajustes anuais. Assim sendo, após a conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X determina que as Distribuidoras compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Além disso, as Distribuidoras, em determinadas situações, têm direito à revisão extraordinária de tarifas caso a caso, de forma a assegurar seu equilíbrio financeiro e compensar eventual elevação imprevisível de despesas, incluindo tributos, que tragam alterações significativas em sua estrutura de custos.

Desde 2002, clientes de baixa renda têm se beneficiado de uma tarifa especial estabelecida pelo Governo Federal por meio da ANEEL. Durante o ano de 2002, o déficit gerado pela aplicação desta tarifa especial foi financiado pela Eletrobrás com fundos da RGR. Em 2002, de acordo com o Decreto n.º 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 CDE. Desde então, a diferença entre o valor efetivamente faturado pelas Distribuidoras com a aplicação da tarifa especial aos clientes de baixa renda e o valor que teria sido fatura com a aplicação das tarifas normais é pago diretamente às Distribuidoras mensalmente pela Eletrobrás com recursos oriundos da CDE.

Reserva Global de Reversão - RGR

Em determinadas circunstâncias, as empresas do setor elétrico são indenizadas em caso de revogação ou encampação da concessão. Em 1971, o Governo Federal criou a RGR, concebida para prover fundos para tal indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL instituiu a cobrança de uma taxa exigindo que todas as Distribuidoras e determinadas Geradoras que operassem sob o regime de serviços públicos fizessem contribuições mensais à RGR, a uma taxa anual equivalente a 2,5% dos ativos fixos da empresa em operação, porém não podendo exceder 3,0% do total de sua receita operacional em qualquer exercício. Nos últimos anos, a RGR tem sido usada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para se esgotar em 2010, e a ANEEL deverá rever a tarifa de forma que o consumidor venha ser de alguma maneira beneficiado pelo fim da RGR.

O Governo Federal passou a cobrar uma remuneração dos Produtores Independentes pelo uso recursos hidrológicos, exceto as PCH, semelhante à remuneração cobrada de empresas do setor público em relação à RGR. Os Produtores Independentes devem fazer contribuições para o Fundo UBP, conforme as regras do respectivo processo de licitação pública para outorga das concessões.

Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

Em 2002, o Governo Federal instituiu a CDE, para arrecadar recursos e aplicá-los, prioritariamente, no desenvolvimento da universalização do serviço público de energia elétrica. Os fundo da CDE são providos por meio de pagamentos anuais feitos por concessionárias, permissionárias ou autorizadas pelo uso de bens públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, pelos valores anuais pagos pelos agentes que comercializam energia com consumidores finais, por meio da inclusão do encargo às tarifas de uso dos sistemas de transmissão e/ou de distribuição. Estes encargos são reajustados anualmente.

A CDE foi criada para apoiar (i) o desenvolvimento da produção de energia em todo o País, (ii) a produção de energia por meio de fontes alternativas de energia (eólica, carvão mineral, gás e Biomassa), e (iii) objetivos sociais tais como a universalização dos serviços de energia em todo o País, a redução do custo da eletricidade para cidadãos de baixa renda e a preservação da indústria de carvão mineral na região Sul do Brasil.

A CDE foi criada pela Lei n.º 10.438/02 e regulamentada pelo Decreto n.º 4.541/02, devendo permanecer em vigor por 25 anos. Neste sentido, vale notar que para que haja o cancelamento do subsídio representado pela CDE é necessário que uma nova lei, que deverá cumprir todos os passos do processo legislativo no Brasil, seja editada para tanto, ou uma medida provisória seja editada com este objetivo, devendo-se considerar que mesmo no caso da edição de tal medida provisória, tal ato deverá passar por aprovação legislativa para que a mesma seja transformada em lei.

Para usinas térmicas que utilizam carvão mineral produzido no Brasil, a lei requer que a CDE seja utilizada para subvencionar até 100,0% do custo do combustível. De acordo com a legislação aplicável, uma quantidade mínima de compra de carvão deve ser observada pelas usinas a fim de garantir determinados níveis de produção de carvão mineral nacional. A legislação que suporta a produção de carvão mineral resulta da força política e lobby da indústria carbonífera e tem um importante papel para a economia dos três estados do Sul do Brasil, gerando milhares de empregos. É importante notar que a legislação da CDE determina que novas usinas térmicas somente poderão ser acrescidas à CDE se esta dispor de suficiente capacidade financeira para cobrir as respectivas despesas adicionais.

Adicionalmente, as UTE movidas a carvão mineral nacional contribuem para a diversificação das fontes de energia no Brasil e evitam a necessidade de se importar carvão, contribuindo, assim, para a balança de pagamentos. É importante ressaltar que a CDE não é uma subvenção mantida pelo erário público, mas sim é um encargo pago por todos os consumidores finais de energia elétrica. Em termos relativos, o valor despendido com este encargo para atender especificamente o consumo de carvão das usinas do SIN é de aproximadamente R$ 500 milhões, representando um impacto pouco significativo na tarifa final, da ordem de 0,6%.

Pelos motivos acima, a Companhia não vê nenhuma razão para acreditar no cancelamento do subsídio representado pela CDE. Não obstante, caso isso ocorresse, na visão da Companhia tal impacto poderia ser mitigado por diversos fatores e iniciativas. A Companhia teria a alternativa, sem compromisso de compra mínima, de adquirir carvão mineral importado, o qual por ser mais eficiente, reduz o custo unitário de produção, considerado o custo do transporte até a usina.

O término da obrigatoriedade de compra de quantidade mínima de carvão mineral nacional, permitiria, em condições hidrológicas normais, reduzir praticamente a zero a necessidade de despachar as UTE da Companhia, ocorrendo o despacho somente quando o preço spot fosse superior ao custo variável de geração da Usina. A Companhia acredita que o impacto no seu resultado seria pouco significativo, pois apesar do aumento do custo de substituição para compra de energia no spot (para atender os contratos) quando a usina não está despachada, que historicamente se dá a preços baixos, e do incremento dos gastos efetivos com combustível na ocorrência de despacho, haveria uma redução significativa dos custos operacionais e de investimentos na manutenção das usinas, bem como haveria uma redução dos dispêndios com impostos (PIS/COFINS) sobre a aquisição do combustível. Adicionalmente, as unidades de geração térmica mais antigas não precisariam ser contratadas, sendo mantidas em reserva fria, com custos operacionais mínimos, permitindo a venda de energia no spot e servindo de reserva para o Parque Gerador hidrelétrico da Companhia.

Contribuição para P&D

As Distribuidoras, Geradoras e Transmissoras devem investir a cada ano um mínimo de 1,0% de sua receita operacional líquida em P&D. PCH, projetos de energia solar, eólica e Biomassa estão isentos de tal exigência.

Conta Consumo de Combustíveis Fósseis - CCC

A CCC foi criada em 1973 como uma subvenção econômica para cobertura do custo do combustível utilizado pelas UTE, sendo inicialmente gerida pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal determinou a extinção da CCC, de forma que os subsídios da CCC para as UTE construídas anteriormente a fevereiro de 1998 e pertencentes ao SIN, deixaram de existir a partir de dezembro de 2005.

Em abril de 2002, o Governo Federal determinou que os subsídios da CCC continuariam a ser pagos às UTE localizadas em sistemas isolados por um período de 20 anos, de forma a promover a geração de energia nestas regiões.

Até dezembro de 2003, todos os agentes do setor elétrico, sejam Distribuidoras, Geradoras ou Comercializadoras, que negociavam energia com consumidores finais realizavam contribuições mensais à CCC. Essas contribuições eram calculadas com base nas estimativas do custo do combustível a ser utilizado pelas usinas de energia termelétrica no ano subseqüente. Ao longo de 2004, o recolhimento da parcela destinada à cobertura dos custos da CCC passou a ser realizado diretamente pelas Distribuidoras e Transmissoras junto aos consumidores finais, por meio de parcela da TUSD e da TUST.

Inadimplemento de encargos setoriais

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico estabelece que a falta de pagamento da contribuição à RGR, ao PROINFA, 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 receber reajustes de tarifas (exceto a revisão extraordinária) ou de receber recursos advindos da RGR, da CDE ou da CCC.

Racionamento

A baixa quantidade de chuvas na estação úmida 2000/2001 resultou em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores UHE 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 GCE, 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.

A CGSE estabeleceu regimes especiais de cobrança de tarifas, limites de uso e fornecimento de energia e outras medidas visando à redução do consumo de energia elétrica nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

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 UHE, o Governo Federal anunciou, em fevereiro de 2002, o fim das medidas de racionamento.

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, prevê financiamento de até R$ 7,5 bilhões do BNDES às empresas e reajuste tarifário extraordinário de 2,9% para consumidores rurais e residenciais, com exceção dos consumidores de baixa renda, e de 7,9% para consumidores de outras classes, a título de recomposição das perdas.

Aspectos Ambientais

Responsabilidade ambiental

As violações à legislação ambiental podem caracterizar crime ambiental, atingindo tanto os administradores, que podem até ser presos, como a própria pessoa jurídica da Companhia. Podem, ainda, acarretar penalidades administrativas, como multas de até R$ 50 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência) e suspensão temporária ou definitiva de atividades. Ressalte-se que tais sanções serão aplicadas independentemente da obrigação de reparar a degradação causada ao meio ambiente e a terceiros afetados.

Na esfera civil, os danos ambientais implicam responsabilidade solidária e objetiva, direta e indireta. Isso significa que a obrigação de reparar a degradação causada poderá afetar a todos os direta ou indiretamente envolvidos, independentemente da comprovação de culpa dos agentes. Como conseqüência, a contratação de terceiros para proceder a qualquer intervenção nas operações da Companhia, como a disposição final de resíduos, não exime a responsabilidade da contratante por eventuais danos ambientais causados pela contratada.

Licenciamento ambiental

A Política Nacional de Meio Ambiente estabelecida pela Lei n.º 6.938, 31 de agosto de 1981, determina que o regular funcionamento de atividades consideradas efetiva ou potencialmente poluidoras, ou que, de qualquer forma, causem degradação do meio ambiente, está condicionado ao prévio licenciamento ambiental. Este procedimento é necessário tanto para a localização, instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações e modificações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. A Constituição Federal determina que o licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais sejam considerados significativos está sujeito ao Estudo Prévio de Impacto Ambiental e seu respectivo Relatório de Impacto Ambiental (EIA/RIMA), assim como à implementação de medidas de compensação ambiental (recursos destinados à implantação e manutenção de unidades de conservação).

Para os empreendimentos de impacto ambiental regional ou realizados em áreas de interesse ou domínio da União, a competência para licenciar é atribuída ao IBAMA. Com exceção dos casos em que o licenciamento ambiental está sujeito à competência do IBAMA, os órgãos estaduais de meio ambiente como o IAP, no Estado do Paraná, a FATMA, no Estado de Santa Catarina, a FEPAM, no Estado do Rio Grande do Sul, o IMASUL, no Estado do Mato Grosso do Sul, e a Agência Goiana do Meio Ambiente, no Estado de Goiás, são competentes para a análise das atividades e emissão de licenças ambientais, bem como para a imposição de condições, restrições e medidas de controle e fiscalização pertinentes.

O processo de licenciamento ambiental compreende, basicamente, a emissão de 3 licenças, todas com prazos determinados de validade: licença prévia, licença de instalação e licença de operação. Cada uma dessas licenças é emitida conforme a fase em que se encontra a implantação do empreendimento e a manutenção de sua validade depende do cumprimento das condicionantes que forem estabelecidas pelo órgão ambiental licenciador.

Antes da licitação para obtenção da outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos, a ANEEL deve providenciar, por meio da EPE, a realização dos estudos ambientais exigidos e a obtenção da respectiva licença prévia para o empreendimento.

A ausência de licença ambiental, independentemente de a atividade estar ou não causando danos efetivos ao meio ambiente, consiste em crime ambiental além de sujeitar o infrator a penalidades administrativas tais como multas que, no âmbito federal, podem chegar a R$ 10 milhões (aplicáveis em dobro ou no seu triplo, em caso de reincidência), e interdição de atividades.

As demoras ou indeferimentos, por parte dos órgãos ambientais licenciadores, na emissão ou renovação dessas licenças, assim como a eventual impossibilidade da Companhia de atender às exigências estabelecidas por tais órgãos ambientais no curso do processo de licenciamento ambiental, poderão prejudicar, ou mesmo impedir, conforme o caso, a instalação e a operação dos empreendimentos da Companhia.

Para informações sobre as licenças ambientais relativas à instalação e funcionamento do Parque Gerador da Companhia, vide subitem "Gerenciamento Ambiental" da seção "Atividades da Companhia".

Recursos hídricos

A Política Nacional de Recursos Hídricos estabelecida pela Lei n.º 9.433, de 8 de janeiro de 1997 determina que o uso de corpos d'água para fins de captação ou lançamento de efluentes (i) deverá ser previamente autorizado pelo Poder Público por meio de outorga de direito de uso, além de (ii) ensejar a cobrança de valores para essa finalidade. Para as UHE da Companhia situadas em rios de domínio estadual, a competência para a emissão da outorga cabe ao respectivo órgão estadual de recursos hídricos. Caso seja um rio de domínio da União, essa tarefa fica a cargo da ANA.

O aproveitamento de potencial hidrelétrico por meio das UHE da Companhia configura atividade sujeita à outorga e conseqüente cobrança pelo uso da água. A cobrança pelo uso da água nas UHE é estabelecida em Lei e, atualmente, junto com a compensação financeira. Nos casos das UTE, até a data deste Prospecto, a cobrança pelo uso da água não havia sido regulamentada.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

Histórico

A Eletrosul foi criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobrás destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul (tendo sua área de atuação ampliada, em 1980, com a inclusão do Estado do Mato Grosso do Sul). A Eletrosul e as demais empresas da Eletrobrás foram incluídas no Programa Nacional de Desestatização – PND, por meio do Decreto n.º 1.481, de 3 de maio de 1995. Em 23 de dezembro de 1997, a Eletrosul foi parcialmente cindida, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Gerasul. O patrimônio vertido à Gerasul, à época da cisão, representava cerca de 71,0% do patrimônio líquido cindido.

Após a cisão de 1997, a Eletrosul continuou responsável exclusivamente pelas atividades relacionadas à transmissão de energia elétrica e a Gerasul passou a atuar exclusivamente na geração e comercialização de energia elétrica, ficando as duas companhias sob o controle da Eletrobrás.

Em janeiro de 1998, o controle acionário da Gerasul passou a ser da Eletroger, companhia que teve origem na cisão parcial do patrimônio da Eletrobrás. Em abril do mesmo ano, a Eletroger incorporou sua controlada Gerasul, passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada.

Em 28 de maio de 1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

Em leilão realizado em 15 de setembro de 1998, na Bolsa de Valores do Rio de Janeiro, a SESA, empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez Tractebel, com sede em Bruxelas, Bélgica, adquiriu o controle acionário da Gerasul, representado, na época, por 227.095.639.468 ações ordinárias, correspondentes a 50,01% do capital social votante da Gerasul, pelo preço de R$ 945,7 milhões.

Em fevereiro de 2002, a Gerasul alterou sua razão social, passando a ser denominada Tractebel Energia S.A.

A Companhia está sediada na Rua Antônio Dib Mussi, 366, na Cidade de Florianópolis, Estado de São Paulo e seu prazo de duração é indeterminado.

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável, e em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71.000.000 de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado. Para maiores informações sobre a oferta secundária de ações de emissão da Companhia, vide "Ações" na seção "Títulos e Valores Mobiliários Emitidos".

Eventos relevantes recentes

No primeiro trimestre de 2007, a Companhia adquiriu 2,82% de participação acionária na MAESA, sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a UHE Machadinho. Consequentemente, a Companhia aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%, agregando 11,1 MW médios ao seu portfólio naquela data.

No ano de 2007, 3 novas sociedades limitadas foram constituídas pela Companhia: (i) Lagoa Formosa Bionergética Ltda., (ii) Épsilon Participações Ltda.; e (iii) Gama Participações Ltda. Nenhuma destas sociedades exercia atividades em 31 de março de 2008.

Recentemente, a Companhia adquiriu (i) a totalidade das ações da CESS, detentora da UHE São Salvador, (ii) por meio de sua controlada, a Delta Energética, a totalidade das ações da Seival, detentora da UTE Seival, e (iii) por meio de sua controlada, a Energia América do Sul, participação acionária na Ponte de Pedra, detentora da UHE Ponte de Pedra.

UHE São Salvador

Em 29 de maio de 2007, por meio do "Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças", celebrado entre a Companhia e a SESA, a Companhia adquiriu a totalidade das ações ordinárias e preferenciais de emissão da CESS, detentora da UHE São Salvador, localizada no Rio Tocantins, as quais representam 99,99% do capital votante e 99,99% do capital total da CESS, pelo valor de R$ 304 milhões. Referido contrato prevê que o valor de aquisição poderá ser acrescido de R$ 18 milhões, caso ocorra a concatenação entre a data do início dos pagamentos relativos ao UBP devidos pela CESS e o início do fornecimento de energia elétrica (originalmente previsto para 2011 de acordo com os contratos de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada). O Conselho de Administração da Companhia aprovou referida aquisição em 15 de maio de 2007, tendo referida decisão sido ratificada pela Assembléia Geral da Companhia em 14 de junho de 2007.

O início das operações comerciais da UHE São Salvador está previsto para o primeiro trimestre de 2009, de forma que ainda não integra o Parque Gerador para fins deste Prospecto. A UHE São Salvador representará um aumento de 243 MW na Capacidade Instalada e de 148,5 na Energia Assegurada da Companhia.

No 3º leilão de energia nova realizado em outubro de 2006, foram vendidos 148 MW médios para Distribuidoras participantes do Ambiente de Contratação Regulada, pelo período de 30 anos, com entrega a partir de janeiro de 2011. Além disso, foram celebrados entre com o BNDES e outros bancos repassadores, contratos de financiamento relacionados à UHE São Salvador. Recentemente a UHE São Salvador também passou a fazer parte do Programa de Aceleração do Crescimento - PAC lançado pelo governo federal.

UTE Seival

Em 3 de setembro de 2007, por meio do "Instrumento Particular de Compra e Venda de Ações", a Companhia adquiriu a totalidade das ações de emissão da Seival, a qual detém o controle da UTE Seival. Em 18 de setembro de 2007, por meio de aditivo ao contrato supra, a Companhia transferiu todos os seus direitos e obrigações oriundos de referido contrato à sua controlada, Delta Energética. Assim, a Delta Energética adquiriu o controle acionário da Seival, correspondente a 100% das ações ordinárias representativas do capital social, pelo valor de R$ 23,8 milhões. A Seival detém 99,99% das quotas do capital social da UTE Seival, localizada em Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul, a qual foi constituída como uma sociedade de propósito específico para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor que utiliza o carvão mineral como combustível.

A aquisição da UTE Seival fortalece o desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai a partir de 2012 e já possui autorização da ANEEL, licença prévia e opção de compra de imóvel para a implantação e exploração da UTE. Tendo em vista o acima exposto, a UTE Seival igualmente ainda não integra o Parque Gerador para fins deste Prospecto. A UTE Seival poderá acrescentar até 540 MW à Capacidade Instalada da Companhia ao entrar em operação.

UHE Ponte de Pedra

Em 28 de março de 2008, a Assembléia Geral Extraordinária da Companhia ratificou a aquisição, pela sua controlada Energia América do Sul, do controle acionário da Ponte de Pedra, originalmente detido pela Skanska e Impregilo, nos termos do "Contrato de Compra e Venda de Ações - *Share Purchase Agreement*" celebrado em 13 de dezembro de 2007, pelo valor histórico de R$ 592 milhões, valor este atualizado e pago em 29 de abril de 2008, data na qual importava em R$ 613 milhões.

O capital social da Ponte de Pedra está representado por 219.770.000 ações, no valor nominal de R$ 1,00 cada uma, sendo que parte destas ações foram dadas em garantia, conforme "Instrumento Particular de Contrato de Constituição de Penhor de Ações", celebrado entre Skanska, Impregilo, Ponte de Pedra e credores em dezembro de 2005. A Energia América do Sul comprometeu-se a celebrar aditivos aos contratos de constituição de penhor de ações e de suporte financeiro aos acionistas, a fim de substituir as garantias anteriormente prestadas pela Skanska e pela Impregilo.

A realização da transferência de controle acionário de Ponte de Pedra para a Energia América do Sul dependia da aprovação pelo CADE, concedida em 19 de março de 2008, e estava condicionada à autorização (i) da ANEEL, concedida em 26 de fevereiro de 2008, por meio da Resolução n.º 1.260, e (ii) dos credores, concedida em 22 de abril de 2008. Tendo em vista que as condições precedentes só foram integralmente cumpridas em data posterior a 31 de março de 2008, a UHE Ponte de Pedra não integra o Parque Gerador para fins deste Prospecto. A UHE Ponte de Pedra opera comercialmente desde 2005 e somará 176,1 MW à Capacidade Instalada e 131,6 à Energia Assegurada da Companhia.

CEM

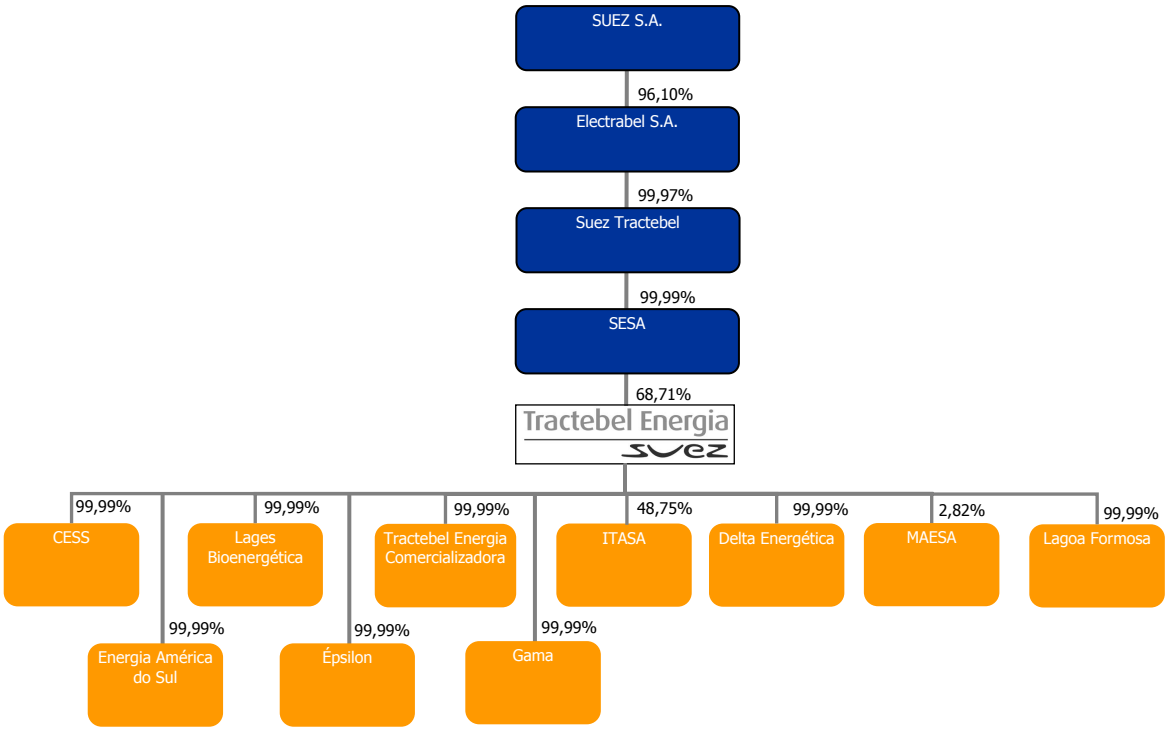
Em 28 de março de 2008, a Assembléia Geral da Companhia aprovou a incorporação pela Companhia de sua subsidiária integral CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM a valor contábil e sem modificação do patrimônio líquido da Companhia. Desta forma, a CEM foi extinta e todos os seus ativos e passivos foram absorvidos pela Companhia, a qual sucedeu a CEM em todos os seus bens, direitos e obrigações. A CEM era detentora da concessão para geração de energia elétrica na UHE Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, entre os Municípios de Minaçu e Cavalcante, no Estado de Goiás, que passou a ser de titularidade de Companhia. Para maiores informações sobre a UHE Cana Brava, vide "Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação" desta seção "Atividades da Companhia".

Objeto social

A Companhia tem por objeto social: (i) realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades; (ii) participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos; (iii) contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados; (iv) participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados; (v) participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica; (vi) colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades; (vii) colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e (viii) participar, como sócio, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

Estrutura societária

Em 31 de março de 2008, a Companhia era controlada pela SESA, detentora de 68,71% do seu capital social total. O esquema a seguir representa a estrutura acionária na qual a Companhia se encontra inserida na data deste Prospecto, indicando as respectivas participações:



Controladas

Segue abaixo breve descritivo das atividades de cada uma das sociedades controladas pela Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora

A Tractebel Energia Comercializadora foi constituída em outubro de 2000. Em 31 de março de 2008, o seu capital social era de R$ 4,2 milhões, representado por 4.200.000 quotas. A Tractebel Energia Comercializadora tem como objeto social a comercialização de energia elétrica gerada no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica e a comercialização de insumos para a geração de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações. Em 31 de março de 2008, a Tractebel Energia Comercializadora possuía contratos de venda de energia elétrica com 104 clientes, entre comercializadoras e Consumidores Livres representando 1.258 MW médios por mês.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Tractebel Energia Comercializadora, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Quotas que compõem o capital social	2.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000
Quotas pertencentes à Companhia	2.199.999	4.199.999	4.199.999	4.199.999	4.199.999
Participação (%)	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	2,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Patrimônio líquido*	13,1	17,1	4,2	40,1	19,7
Resultado do exercício*	10,5	2,0	64,1	22,9	15,5
Investimento*	13,1	17,1	4,2	40,1	19,7
Resultado de equivalência patrimonial*	10,5	2,0	64,1	22,9	15,5

*Valores em milhões de reais.

Lages Bioenergética

A Lages Bionergética recebeu autorização da ANEEL para atuar como Produtor Independente em 2002, mediante a implantação da Unidade de Co-geração Lages, localizada no Município de Lages, no Estado de Santa Catarina. Para maiores informações sobre a Unidade de Co-geração Lages, vide "Unidade de Co-geração Lages" nesta seção "Atividades da Companhia".

Em 31 de março de 2008, o capital social da Lages Bioenergética era de R$ 30,5 milhões, representado por 30.529.984 quotas de capital.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Lages Bioenergética, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	30.529.984	30.529.984	30.529.984	30.529.984
Quotas pertencentes à Companhia	30.529.983	30.529.983	30.529.983	30.529.983	30.529.983
Participação (%)	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	30,5	30,5	30,5	30,5	30,5
Patrimônio líquido*	32,3	32,4	40,3	34,5	41,5
Resultado do exercício*	11,7	15,9	7,9	2,1	1,1
Investimento*	32,3	32,4	40,3	34,5	41,5
Resultado de equivalência patrimonial*	11,7	15,9	7,9	2,1	1,1

*Valores em milhões de reais.

Itasa

A Itasa é uma sociedade de propósito específico constituída com o objetivo de implementar o projeto de construção e explorar a UHE Itá, por meio da constituição de um consórcio em que a Companhia é participante, mediante a concessão outorgada pelo Governo Federal, por intermédio da ANEEL. Para maiores informações sobre a UHE Itá, vide "Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação" desta seção "Atividades da Companhia".

Em 31 de março de 2008, a Itasa não possuía um acionista controlador específico, sendo o seu controle acionário compartilhado entre a Companhia e CSN por meio de acordo de acionistas. Em 31 de março de 2008, Companhia e CSN detinham participações individuais correspondentes a 48,75% do capital social da referida sociedade, o qual era de R$ 458,9 milhões, representado por 520.219.172 ações ordinárias.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Itasa, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Ações ordinárias do capital social	520.219.172	520.219.172	520.219.172	520.219.172	520.219.172
Ações ordinárias pertencentes à Companhia	253.606.840	253.606.840	253.606.840	253.606.840	253.606.840
Participação (%)	48,75	48,75	48,75	48,75	48,75
Capital Social*	426,3	448,7	458,9	448,7	458,9
Patrimônio líquido*	545,9	567,6	583,4	579,5	592,7
Resultado do exercício*	33,3	28,4	29,6	11,9	9,3
Investimento*					
Equivalência patrimonial*	266,1	276,7	284,4	282,5	288,9
Ágio*	10,3	8,0	5,7	7,4	5,1
Resultado de equivalência patrimonial*	16,3	13,8	14,4	5,8	4,5

*Valores em milhões de reais.

O ágio indicado na tabela acima tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos contados do ano 2000, tendo sido amortizados R$ 2,3 milhões ao ano, de 2002 a 2007.

Delta Energética

Sociedade constituída em outubro de 2001, que tem como objeto social distribuir, comercializar, gerar e operar usinas produtoras e linhas de transmissão, participar e/ou controlar empresas do setor energético ou a ele vinculado, podendo promover fusões, incorporações, cisões ou outras formas de associações de empresas, intermediar e operacionalizar negócios no País e no exterior, e prestar assessoria e consultoria de negócios, inclusive para importação e exportação de bens e serviços. A Delta Energética possuía, em 31 de março de 2008, capital social de R$ 21,0 milhões, representado por 20.960.000 ações ordinárias, sendo que a Companhia era detentora de 99,9% das ações. Até 31 de março de 2008, a Delta Energética não havia exercido nenhuma atividade operacional.

A Delta Energética detém o controle da Seival, que por sua vez, exerce o controle da UTE Seival, localizada em Candiota, no Estado do Rio Grande do Sul. Para maiores informações sobre a UTE Seival, vide "Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na Delta Energética, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Quotas que compõem o capital social	10.000	35.000	20.960.000	45.000	20.960.000
Quotas pertencentes à Companhia	9.999	34.999	20.959.999	44.999	20.959.999
Participação (%)	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	0,01	0,03	20,96	0,04	20,96
Patrimônio líquido*	-	-	20,90	-	20,84
Resultado do exercício*	-	(0,03)	(0,03)	(0,01)	(0,06)
Investimento*	0,01	-	20,90	-	20,84
Resultado de equivalência patrimonial*	-	(0,03)	(0,03)	(0,01)	(0,06)

*Valores em milhões de reais.

MAESA

A MAESA é uma sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a UHE Machadinho. O Consórcio Machadinho é composto pela Companhia, no qual participa com 19,28%, e pelas consorciadas: Companhia Brasileira de Alumínio - CBA, Alcoa Alumínio, Valesul Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil, Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE - GT, Camargo Corrêa Cimentos, Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas – DME – PC e outros, representando 80,72% de participação. Para maiores informações sobre a UHE Machadinho, vide "Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

Em 31 de março de 2008, o capital social da MAESA era de R$ 339,8 milhões, representado por 339.808.295 ações ordinárias. Em referida data, a Companhia participava em 2,82% do capital social da MAESA.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Companhia na MAESA, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Quotas que compõem o capital social	339.808.295	339.808.295	339.808.295	339.808.295	339.808.295
Quotas pertencentes à Companhia	-	-	9.591,806	9.591,806	9.591,806
Participação (%)	-	-	2,82%	2,82%	2,82%
Capital Social*	339,8	339,8	339,8	339,8	339,8
Patrimônio líquido*	354,2	357,4	355,6	357,8	355,6
Resultado do exercício*	4,8	3,2	(1,8)	0,4	-
Investimento*	-	-	28,8	28,8	28,8
Resultado de equivalência patrimonial*	-	-	-	-	-

*Valores em milhões de reais.

CESS

A CESS é concessionária de uso de bem público, na condição de Produtor Independente, com sede em Florianópolis, que detém a concessão de aproveitamento da UHE São Salvador. Em 31 de março de 2008, o capital social da CESS era de R$ 268,9 milhões, dividido em 34.471.576 ações ordinárias e 34.471.576 ações preferenciais, sendo que a Companhia era detentora de 99,99% do total do capital social. Para maiores informações sobre a UHE São Salvador, vide "Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

Lagoa Formosa

A Lagoa Formosa é uma sociedade de propósito específico constituída em julho de 2007 com o objetivo de construir a Usina de Co-geração São João, um empreendimento à biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini, pertencente ao Grupo Dedini Agro. Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer unilateralmente tal parceria. Diante disso, a Companhia entende que possui direito ao recebimento de multa rescisória a ser paga pela Abengoa, a qual está sendo discutida litigiosamente em razão de ação movida pela Companhia. Até 31 de março de 2008, a Lagoa Formosa não havia exercido nenhuma atividade.

Energia América do Sul

A Energia América do Sul foi constituída em agosto de 1998. Em 22 de novembro de 2007, a Companhia adquiriu 480 quotas da Energia América do Sul que eram de propriedade da Suez Tractebel e 9 quotas que eram da SESA. Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía 99,9% do seu capital social, cujo montante era de R$ 1 mil.

A Energia América do Sul tem como objeto social a participação no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Até 31 de março de 2008, a Energia América do Sul não havia exercido nenhuma atividade.

A Energia América do Sul adquiriu o controle acionário da Ponte de Pedra, detentora da UHE Ponte de Pedra. Para maiores informações sobre a UHE Ponte de Pedra, vide "UHE Ponte de Pedra" nesta seção "Atividades da Companhia".

Gama

A Gama foi constituída em novembro de 2007 e tem como objeto social participar no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Em 31 de março de 2008, o capital social da Gama era de R$ 1 mil, sendo 99,9% detido pela Companhia. Até 31 de março de 2008, a Gama não havia exercido nenhuma atividade.

Épsilon

A Épsilon foi constituída em novembro de 2007, e tem como objeto social participar no capital de outras sociedades, quer como acionista ou sócia, bem como em consórcios. Em 31 de março de 2008, o capital social da Épsilon era de R$ 1 mil, sendo 99,9% detido pela Companhia. Até 31 de março de 2008, a Épsilon não havia exercido nenhuma atividade.

Descrição dos negócios da Companhia e mercado de atuação (interno e externo)

A Companhia é concessionária de uso de bem público autorizada a prestar serviços de geração e comercialização de energia elétrica.

A Companhia atua predominantemente no mercado brasileiro, sendo pequena e indireta a sua atuação no mercado externo. Em 31 de março de 2008, no Brasil, a Companhia atendia clientes localizados nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Bahia, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Distrito Federal. Nessa mesma data, a Companhia atuava indiretamente no mercado externo. Nesse sentido, a Companhia vende energia elétrica no mercado interno para exportação, por meio de agentes exportadores, tais como a CIEN, que negocia com a Argentina, e a Tradener Ltda., que negocia com o Uruguai.

Independentemente do papel desempenhado pela Companhia nesse segmento de mercado, a mesma não depende do mercado externo para a condução dos seus negócios, o qual tem impacto pequeno nas suas receitas. Para maiores informações a respeito do assunto, vide "Relação de dependência dos mercados nacional e/ou estrangeiro" nesta seção "Atividades da Companhia".

Parque Gerador

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía um Parque Gerador composto por 6 UHE e 7 UTE, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás. Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas Controladas, e 2 são operadas pela Companhia por meio de consórcios com outras empresas. Nessa cômputo, não estão incluídos a UHE São Salvador, a UTE Seival e a UHE Ponte de Pedra.

O quadro abaixo apresenta um resumo das informações sobre o Parque Gerador da Companhia em 31 de março de 2008:

Unidade de Produção	Tipo	Localização	Unidades Geradoras	Capacidade Instalada		Energia Assegurada		Capacidade de Fornecimento da Companhia (MW)
				Total (MW)	Pertencentes à Companhia	Total (MW médios)[1]	Pertencentes à Companhia (MW médios)[1]	
Salto Santiago	**UHE**	**Rio Iguaçu (PR)**	**4**	1.420	1.420	723	723	1.420
Salto Osório	**UHE**	**Rio Iguaçu (PR)**	**6**	1.078	1.078	522	522	1.078
Passo Fundo	**UHE**	**Rio Passo Fundo (RS)**	**2**	226	226	119	119	226
Itá	**UHE**	**Rio Uruguai (SC/RS)**	**5**	1.450	1.090	720	513	1.090
Machadinho	**UHE**	**Rio Uruguai (SC/RS)**	**3**	1.140	404	529	147	404
Cana Brava	**UHE**	**Rio Tocantins (GO)**	**3**	450	450	273	273	450
Total UHE				5.764	4.668	2.886	2.297	4.668
Complexo Jorge Lacerda[2]	**UTE**	**Capivari de Baixo (SC)**	**7**	857	857	650	650	857
Charqueadas	**UTE**	**Charqueadas (RS)**	**4**	72	72	46	46	72
Alegrete	**UTE**	**Alegrete (RS)**	**2**	66	66	21	21	66
William Arjona	**UTE**	**Campo Grande (MS)**	**5**	190	190	136	136	190
Lages	**UTE**	**Lages (SC)**	**1**	28	28	25	25	28
Total UTE				1.213	1.213	878	878	1.213
Compra de Energia (Itasa)								36
Total Tractebel Energia				6.977	5.881	3.764	3.175	5.917

[1] O conceito de Energia Assegurada não se aplica às usinas termelétricas. O conceito aplicado, nesses casos, é o de energia disponível, conforme indicado na tabela acima para cada uma das usinas termelétricas do Parque Gerador. Entretanto, quando utilizado nesta Lâmina, o termo Energia Assegurada também inclui energia disponível das usinas termelétricas.

[2] O Complexo Jorge Lacerda compreende 3 plantas (UTE Jorge Lacerda A, UTE Jorge Lacerda B, e UTE Jorge Lacerda C) com 7 unidades geradoras.

Desde a privatização, em setembro de 1998, até 31 de março de 2008, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$ 3,9 bilhões (a preços atualizados) na expansão e ampliação da confiabilidade de suas usinas, consolidando sua atuação no setor elétrico brasileiro. Nesse mesmo período, a Capacidade Instalada exclusiva da Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, e a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho) apresentou crescimento de 58,1%, passando de 3.719 MW para 5.881 MW em 31 de março de 2008. Verificou-se, ainda, um aumento de 48,15% na Energia Assegurada da Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, incluindo a participação da Companhia nas UHE Itá e Machadinho), que passou de 2.143 MW médios para 3.175 MW médios.

A Capacidade Instalada total operada pela Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) totalizava 6.977 MW em 31 de março de 2008, dos quais 82,6% oriundos de UHE e 17,4% de UTE, o que correspondia a cerca de 7,5% do parque gerador de energia brasileiro. Em 31 de março de 2008, a Energia Assegurada total operada pela Companhia (i.e., considerando as UHE e as UTE sob controle direto e indireto da Companhia, bem como a totalidade da energia das UHE Itá e Machadinho) era de 3.764 MW médios.

Índices de geração

Em 2005, a Companhia gerou 29.801 GWh, equivalentes a 3.402 MW médios o que representou 7,5% da energia requerida pelo sistema elétrico nacional e atendeu a 45,0% do consumo dos estados da região Sul. Esse índice de geração mantém-se em linha com a média dos últimos 5 anos. Do total produzido, 24.721 GWh equivalentes a 2.822 MW médios foram gerados em UHE, representando 83,0% do total e 5.080 GWh equivalentes a 580 MW médios foram gerados em UTE, representando 17,0% do total.

Em 2006, a geração global foi comparativamente menor em relação aos anos anteriores, apresentando redução de 28,4% em relação a 2005, em função da estiagem prolongada que afetou a região Sul do Brasil, considerada uma das mais severas de que se tem registro. A Companhia gerou 21.351 GWh ou 2.437 MW médios, dos quais 15.885 GWh ou 1.813 MW médios provenientes das UHE e 5.466 GWh ou 624 MW médios das UTE. Esses dados incluem a totalidade da produção das UHE Itá e Machadinho, nas quais a Companhia detém 70,0% e 19,28% de participação, respectivamente. Vale ressaltar que os efeitos da estiagem mencionada acima para a Companhia foram significativamente atenuados em razão da existência do MRE, que admite o rateio dos riscos hidrológicos entre as Geradoras, ao permitir o intercâmbio de energia entre elas a preços de operação.

Em 2007, a produção total de energia elétrica da Companhia foi de 33.858 GWh ou 3.865 MW médios, cerca de 58,6% superior ao volume produzido no mesmo período do ano anterior, superando o recorde anterior obtido em 2002, que era de 31.045 GWh ou 3.544 MW médios. Tal acréscimo foi devido, principalmente, às condições hidrológicas sensivelmente melhores no que tange às UHE e ao aumento da exportação de energia para a Argentina, no que tange às UTE. Nas UHE, a produção total de energia ao final do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, foi de 28.858 GWh, ou seja, 81,7% superior à produção verificada no mesmo período de 2006. Nas UTE, que operaram principalmente para abastecer a região leste do Estado de Santa Catarina, no atendimento ao consumo de carvão determinado pela ANEEL e para exportação de energia elétrica, a produção de energia no exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foi de 5.000 GWh.

No período encerrado em 31 de março de 2008, a produção total de energia elétrica da Companhia foi de 7.892 GWh, cerca de 65,0% superior ao volume produzido no período encerrado em 31 de março de 2007.

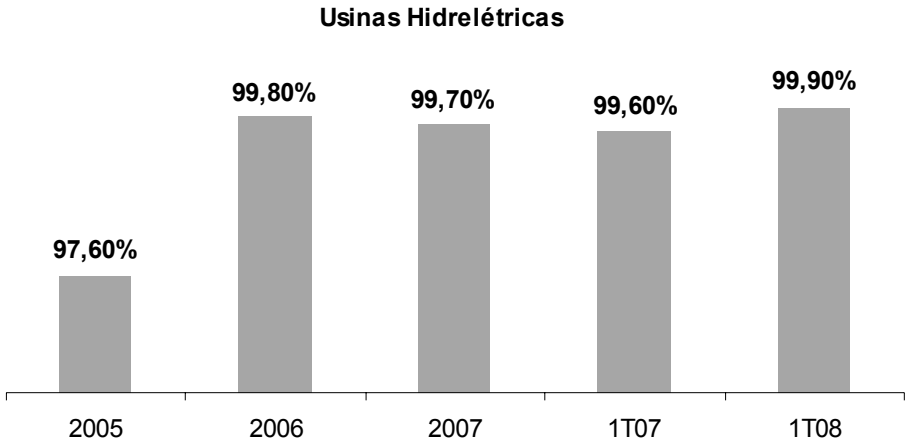
Tal acréscimo foi verificado, principalmente, em virtude das condições hidrológicas favoráveis na região Sul e a estiagem na região Sudeste do País, durante parte significativa do período. Nas UHE, a produção total de energia no período encerrado em 31 de março de 2008, foi de 6.246 GWh, ou seja, 47,1% superior que à produção verificada no mesmo período em 2007. Nas UTE, que operaram principalmente para abastecer a região leste do Estado de Santa Catarina, no atendimento ao consumo de carvão determinado pela ANEEL e para exportação de energia elétrica, a produção de energia no período encerrado em 31 de março de 2008 foi de 1.646 GWh, 94,8% superior àquela verificada no mesmo período em 2007.

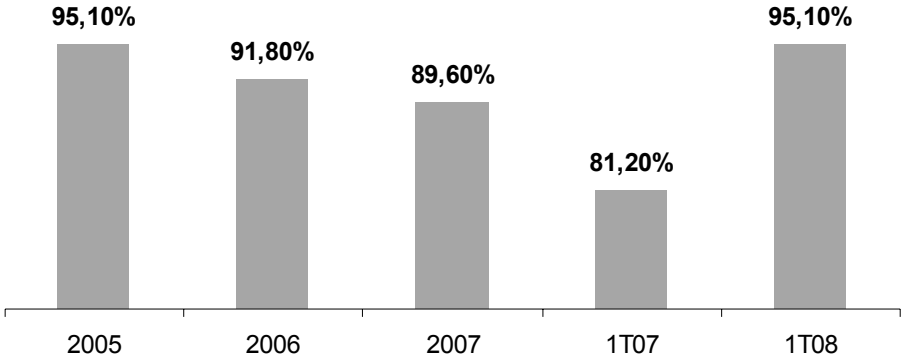
A Companhia atua predominantemente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Em 2005, o consumo total desse mercado foi de cerca de 35.915 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.401,98 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,5% do consumo total desse mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,44% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 45,0% do consumo dos Estados da região Sul. Em 2006, o consumo de referido mercado foi de 38.698 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 2.437,33 MW médios, correspondendo a aproximadamente 6,3% do consumo total desse mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 5,13% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 31,0% do consumo dos Estados da região Sul. Em 2007, o consumo total desse mercado foi de cerca de 39.830 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.865 MW médios, correspondendo a aproximadamente 9,7% do total de aludido mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,7% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 47,0% do consumo dos Estados da região Sul.

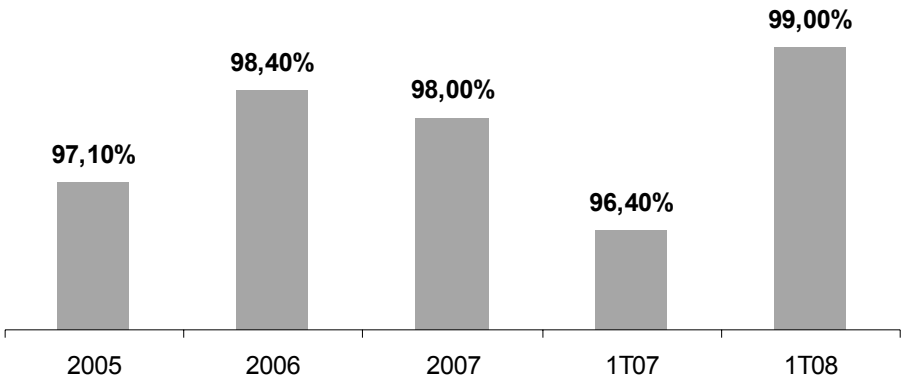
No período encerrado em 31 de março de 2007, o consumo total desse mercado foi de cerca de 39.761 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 2.356 MW médios, correspondendo a aproximadamente 5,9% do total de aludido mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 4,7% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 27,6% do consumo dos Estados da região Sul. Por sua vez, no período encerrado em 31 de março de 2008, o consumo total desse mercado foi de cerca de 40.504 MW médios, sendo a Companhia responsável pela produção de 3.614 MW médios, correspondendo a aproximadamente 8,9% do total de aludido mercado naquele ano. Nesse mesmo período, a produção da Companhia representou cerca de 7,0% de toda energia requerida pelo SIN e aproximadamente 40,9% do consumo dos Estados da região Sul.

Das informações disponíveis do setor elétrico nacional e de órgãos como o Electric Power Research Institute - EPRI, o Parque Gerador da Companhia está entre os que possuem o melhor desempenho operacional, apresentando baixos índices de indisponibilidade forçada (tempo que a usina fica fora do sistema para efetuar manutenção corretiva). Referido desempenho resulta dos investimentos da Companhia em manutenções preventivas planejadas e repotencializações de usinas.

Nesse sentido, os gráficos abaixo detalham a disponibilidade total das usinas da Companhia, durante o ano, desconsiderando as paradas programadas:







Fatores macroeconômicos que influenciam os negócios da Companhia

Sendo a Companhia uma sociedade brasileira que atua predominantemente no Brasil, a mesma é afetada pelas condições econômicas e sociais do País. Os fatores macroeconômicos que exerciam influência sobre os negócios da Companhia na data deste Prospecto eram aqueles a que estavam sujeitas todas as sociedades por ações atuantes no Brasil, dentre os quais: (i) política regulatória, econômica, monetária e cambial adotada pelo Governo Federal; (ii) política anti-inflacionária que venha a ser adotada pelo Governo Federal; (iii) eventual elevação súbita das taxas de juros; (iv) eventual retração no nível da atividade econômica do País.

Relação de dependência dos mercados nacional e/ou estrangeiro

Em 31 de março de 2008, a Companhia desenvolvia suas atividades predominantemente em território brasileiro, de forma que os negócios da Companhia dependem diretamente do mercado nacional e de seu desempenho. O modo de condução dos negócios e os resultados da companhia são influenciados pelo crescimento econômico nacional e conseqüente demanda de energia, sendo que crescimento econômico e demanda por energia são, em linhas gerais, diretamente proporcionais. Pelo mesmo motivo, a Companhia não depende de mercado estrangeiro para a condução de seus negócios.

Para maiores informações a respeito do assunto, vide "Descrição dos negócios da Companhia e mercado de atuação (interno e externo)" nesta seção "Atividades da Companhia".

Efeitos da ação governamental nos negócios da Companhia

A Companhia atua em ambiente altamente regulado pelo governo brasileiro, estando assim sujeita aos efeitos de ações governamentais e regulação específica. Para detalhes sobre as ações governamentais e regulamentação específica às quais a Companhia se sujeita, vide seção "Visão Geral do Setor de Energia Elétrica no Brasil".

Regulamentação específica do setor elétrico

A Constituição brasileira prevê que a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica pode ser realizada diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. A partir de meados dos anos 90, o Governo Federal adotou diversas medidas para reformular o setor elétrico. Em geral, essas medidas visavam a aumentar o investimento privado e eliminar restrições aos investimentos estrangeiros, aumentando, dessa forma, a concorrência no setor, ao passo que o Governo Federal se concentraria nas funções de formulador e supervisor da execução de políticas e regulamentos para o setor. Em particular, o Governo Federal adotou as seguintes medidas:

Em 13 de fevereiro de 1995, o Governo Federal promulgou a Lei de Concessões, e em 7 de julho de 1995, a Lei de Concessões de Serviços de Energia Elétrica que, em conjunto (i) exigiram que todas as novas concessões para prestação de serviços relacionados a energia elétrica fossem outorgadas por meio de processos licitatórios; (ii) disciplinaram a prorrogação das concessões existentes; (iii) gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica que apresentassem demanda significativa adquirissem energia elétrica diretamente de fornecedores concessionários, permissionários ou autorizados, hipótese em que passam a ser designados Consumidores Livres; (iv) trataram da criação dos Produtores Independentes, que, por meio de concessão, permissão ou autorização, podem gerar e vender, por sua conta e risco, a totalidade ou parte de sua energia elétrica a Consumidores Livres, Distribuidoras e Comercializadores, entre outros; e (v) concederam aos Consumidores Livres e fornecedores de energia elétrica livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido.

Em 15 de agosto de 1995, foi introduzida a Emenda Constitucional n.º 6, que permitiu ao Governo Federal outorgar autorização ou concessão para a exploração dos potenciais de energia hidráulica a empresas brasileiras ou empresas constituídas sob as leis brasileiras, com sede e administração situadas no Brasil.

Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei do Setor Elétrico, destinada a reformar a estrutura básica do setor. A Lei do Setor Elétrico dispôs sobre as seguintes matérias: (i) criação de um órgão auto-regulado responsável pela operação do MAE e pela determinação dos preços de curto prazo, o MAE (substituído pela CCEE); (ii) exigência de que as Distribuidoras e Geradoras firmassem os Contratos Iniciais, via de regra, compromissos de *take-or-pay*, com preços e quantidades aprovados pela ANEEL, sendo que a principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar que as Distribuidoras tivessem acesso a fornecimento estável de energia elétrica por preços que garantissem uma taxa de retorno fixa às Geradoras durante o período de transição (2002-2005) que culminaria no estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo; (iii) criação do ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, responsável pela coordenação e controle operacional das atividades de geração e transmissão do SIN; (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica;(v) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização (desverticalização); (vi) estabelecimento de restrições de concentração a titularidade de ativos nas áreas de geração e distribuição; e (vii) a nomeação do BNDES, como agente financeiro do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

Ainda em 2000, a Lei 9.991/00, determinou que concessionárias e autorizatárias do serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica passassem a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em P&D. As empresas que geram energia, exclusivamente, a partir de instalações eólicas, solares, de Biomassa e PCH estão isentas desta obrigação.

Em 2001, o País enfrentou uma grave crise energética que perdurou até o final do primeiro bimestre de 2002. Em conseqüência, o Governo Federal implementou medidas que incluíram: (i) a instituição do Programa de Racionamento nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, a saber, as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste do Brasil; e (ii) a criação da GCE (por meio da Medida Provisória n.º 2.198-5/2001), que aprovou uma série de medidas de emergência prevendo metas de redução do consumo de energia elétrica para consumidores residenciais, comerciais e industriais situados nas regiões mais afetadas pela escassez de energia elétrica, por meio da introdução de regimes tarifários especiais que incentivavam a redução do consumo de energia elétrica. As metas de redução de consumo para as classes residenciais e industriais chegavam a 20%. Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas emergenciais e o Programa de Racionamento, em razão do aumento da oferta (graças à elevação significativa dos níveis dos reservatórios) e da redução moderada da demanda.

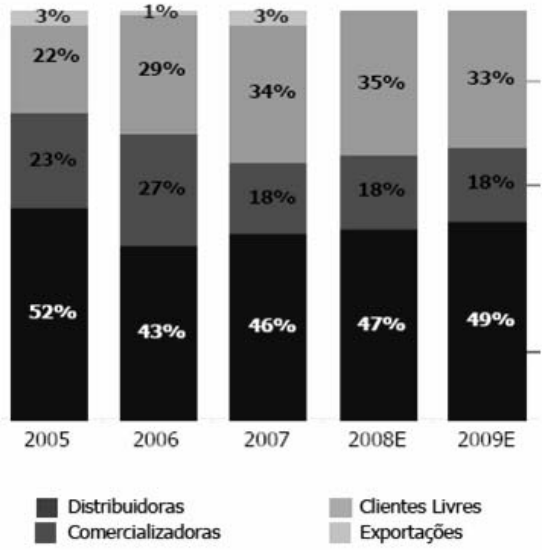
Diversas Leis Federais específicas foram promulgadas desde então, como a Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002, conforme alterada, que trouxe para o setor elétrico brasileiro algumas novidades, tais como: (a) o estabelecimento de diretrizes para o enquadramento de consumidores na subclasse "residencial baixa renda"; (b) a criação do PROINFA; (c) a previsão da RTE, com vistas a ressarcir as Distribuidoras das perdas financeiras provenientes do racionamento; (d) a criação da CDE; e (e) regras sobre metas para universalização dos serviços públicos de energia elétrica a serem cumpridas pelas Distribuidoras.

Além disso, a Lei n.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (a) estabeleceu que as concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica somente poderão oferecer os direitos emergentes da concessão, permissão ou autorização e qualquer outro ativo vinculado à prestação de serviço público, em garantia de empréstimo, financiamento ou qualquer outra operação vinculada ao objeto da respectiva concessão e, excepcionalmente, poderão oferecer garantias a financiamentos de empreendimentos de geração de energia elétrica de que participem direta ou indiretamente, outorgados antes da vigência da lei em questão; e (b) autorizou a criação de subvenção econômica para outorga de benefícios tarifários aos consumidores integrantes da subclasse residencial baixa renda, dentre outras providências.

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, tendo por meta proporcionar aos consumidores fornecimento seguro de energia elétrica com modicidade tarifária. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico foi regulamentada por diversos decretos editados pelo Governo Federal e por resoluções da ANEEL. Para maiores informações a respeito do Novo Modelo do Setor Elétrico, vide seção "Visão Geral do Setor Elétrico".

Clientes

A carteira de clientes da Companhia é composta por Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Industriais. O gráfico abaixo representa a evolução da carteira de clientes da Companhia entre os anos de 2005, 2006 e 2007, bem como evidencia os clientes com quem já contratou para os anos de 2008 e 2009:



Distribuidoras e Comercializadoras

No ano de 2003, quando as entregas de energia contratadas pela Companhia, por meio dos Contratos Iniciais começaram a ser reduzidas em 25,0% ao ano de acordo com a Lei do Setor Elétrico, iniciou-se um período no setor elétrico brasileiro denominado de "mercado livre". Os contratos de compra e venda de energia, nesse período, passaram a ser livremente negociados entre Geradoras e Distribuidoras, sendo referidos como Contratos Bilaterais.

Em 2007, a quantidade de energia vendida pela Companhia foi de 32.797 GWh, praticamente igual aos 32.836 GWh comercializados em 2006. No período encerrado em 31 de março de 2008, o volume de energia vendido pela Companhia foi de 7.672 GWh, representando um ligeiro decréscimo, na ordem de 2,2% em relação aos 7.848 GWh vendidos no mesmo período de 2007.

O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 9.319 GWh em 2005 para 13.980 GWh em 2006, e, depois para 15.087 GWh em 2007. O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 3.818 GWh em 31 de março de 2007 para 3.452,4 GWh em 31 de março de 2008. Cabe ressaltar que, além dos contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada, a Companhia fornece energia por meio da celebração de Contratos Bilaterais, para as concessionárias: Companhia Paulista de Força e Luz, Companhia Piratininga de Força e Luz S.A., RGE e CELESC.

Os quadros a seguir apresentam a evolução da receita bruta da Companhia proveniente da comercialização de energia com Comercializadoras e por meio de Contratos Bilaterais, com Distribuidoras, para exportação e no âmbito da CCEE, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008, por categoria de clientes:

Comercializadoras

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						Períodos Encerrados em 31 de março de			
2005		2006		2007		2007		2008	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
451	17,51	721	23,77	402	11,95	136	17,88	163	15,45

Distribuidoras - Contratos Bilaterais

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						Períodos Encerrados em 31 de março de			
2005		2006		2007		2007		2008	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
1.075	41,72	1.517	49,97	1.779	52,87	398	52,45	423	40,09

Exportação

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						Períodos Encerrados em 31 de março de			
2005		2006		2007		2007		2008	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
73	2,83	45	1,48	169	5,02	7	0,92	0	0

CCEE

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						Períodos Encerrados em 31 de março de			
2005		2006		2007		2007		2008	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
34	1,32	9	0,29	39	1,16	3	0,40	203	19,24

Em dezembro de 2004, a Companhia firmou CCEAR com Distribuidoras em decorrência do leilão de energia promovido pela CCEE no dia 7 de dezembro daquele ano. O volume total de energia elétrica vendido pela Companhia foi de 10 MW.

Em abril de 2005, a Tractebel Energia Comercializadora participou do 2º leilão de energia existente realizado pela CCEE. O volume total de energia elétrica vendido foi de 150 MW.

A CCEE realizou em outubro de 2005 os 3º e 4º leilões de energia existente, tendo a Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora participado apenas do 4º leilão. O volume total de energia elétrica vendido foi de 191 MW médios.

Com relação aos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, a Companhia participou do 1º e do 2º Leilões de energia nova, tendo o 1º leilão sido realizado em dezembro de 2005. O volume total de energia elétrica vendido pela Companhia no 1º leilão foi de 116 MW médios. Em junho de 2006 foi realizado o 2º leilão de energia nova, quando a Companhia vendeu o total de 220 MW médios e a CEM, sua subsidiária à época, vendeu o total de 273 MW.

Para maiores informações sobre os CCEAR, vide "O Leilão de 2004 e os Leilões de Energia Nova" na seção "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro" e "Contratos Relevantes" nesta seção "Atividades da Companhia".

Consumidores Industriais

Em 31 de março de 2008, a Companhia atendia aproximadamente 120 Consumidores Industriais nos Estados de São Paulo, Goiás, Paraná, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Bahia, Maranhão, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Minas Gerais, Santa Catarina e Distrito Federal, número equivalente ao mesmo período do ano anterior (i.e., 2007).

Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia, destacam-se indústrias que atuam nos setores químico, metalúrgico, de papel e celulose, mineração de não-metálicos, automotivo e alimentício. Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia em 31 março de 2008, destacavam-se: ArcelorMittal, Braskem, Fosfértil, White Martins, Vale do Rio Doce, Volkswagen, International Paper, Sadia, Stora Enso e Tupy.

A Companhia entende que não é dependente de nenhum Consumidor Industrial específico para a manutenção de suas atividades e receitas operacionais.

A tabela abaixo apresenta a distribuição dos Consumidores Industriais atendidos pela Companhia por setor econômico, no período encerrado em 31 de março de 2008:

Setor	% MWh
Fabricação de Produtos Químicos	37
Fabricação de Celulose, Papel e Produtos de Papel	12
Metalurgia Básica	15
Fabricação de Produtos de Minerais Não-metálicos	5
Fabricação e Montagem de Veículos Automotores, Reboques e Carrocerias	5
Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas	7
Fabricação de Artigos de Borracha e Plástico	5
Extração de Minerais Metálicos	4
Outros	10
Total	100

Fonte : Relatório de Vendas – Ano 4 n.º 10, de abril de 2008

O quadro a seguir apresenta a evolução da receita bruta da Companhia proveniente da comercialização de energia por meio de contratos com Consumidores Industriais nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						Períodos Encerrados em 31 de março de			
2005		2006		2007		2007		2008	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
480	18,61	743	24,49	976	29,00	215	28,35	266	25,21

A tabela abaixo ilustra a disponibilidade de energia e o volume contratado pela Companhia, de 2008 a 2013, em 31 de março de 2008:

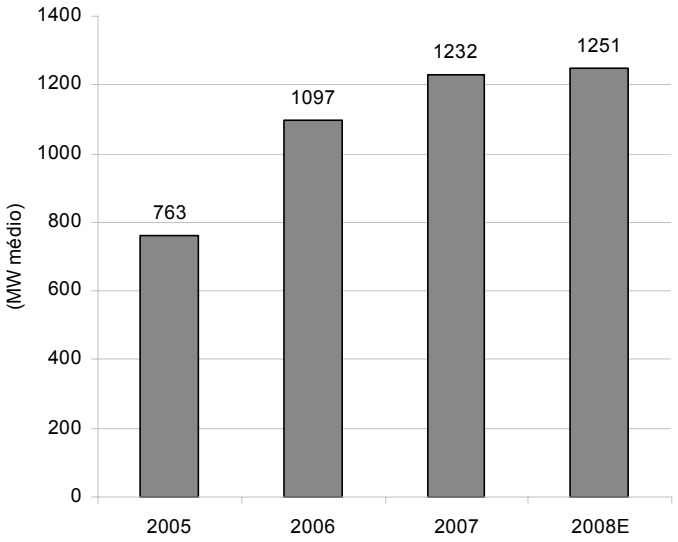
	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Recursos Próprios	3.116	3.292	3.327	3.514	3.551	3.551
+ Compras para Revenda	465	466	608	278	161	265
Recursos Totais (A)	**3.581**	**3.758**	**3.935**	**3.792**	**3.712**	**3.816**
Venda Leilões do Governo	160	1.034	1.234	1.382	1.638	1.638
+ Vendas Bilaterais	3.405	2.684	2.519	1.667	1.422	1.160
Vendas Totais (B)	**3.565**	**3.718**	**3.753**	**3.049**	**3.060**	**2.798**
Saldo (A-B)	**16**	**40**	**182**	**743**	**652**	**1.018**
Preço Médio de Venda (R$/MWh)	95,90	96,70	100,40	-	-	-
Preço Médio de Compra (R$/MWh)	73,20	87,80	97,70	-	-	-

Relacionamento com clientes

A base de clientes da Companhia é composta por Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres (em sua maioria, indústrias).

A Companhia estabeleceu a diversificação de sua base de clientes como parte de sua estratégia de negócios, com enfoque nos Consumidores Livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas saltou de 22,0%, em 2005, para 29,0%, em 2006, e para 34,0% em 2007. Em 31 de março de 2008, a participação dos Consumidores Livres no total de vendas físicas havia diminuído 2,0% com relação ao resultado atingido em 31 de março de 2007.

O gráfico abaixo demonstra a evolução, em MW médio, das vendas da Companhia para Consumidores Livres nos exercícios sociais de 2005, 2006 e 2007, bem como as vendas já efetuadas para Consumidores Livres para o ano de 2008:



Além de ampliar sua base física de Consumidores Livres, a Companhia buscou a manutenção de seus clientes para o longo prazo. Um dos principais instrumentos de fidelização de clientes utilizado nos últimos anos foi a continuidade do "Programa de Relacionamento com o Cliente", que consistiu em ampla gama de iniciativas, tais como visitas às usinas da Companhia, envio periódico de informações sobre o ambiente de contratação livre (boletins técnicos e *newsletter* eletrônica), disponibilização de espaço exclusivo para o cliente na página da Companhia na internet ("Clientes *Online*") e os "Encontros Tractebel", que são basicamente eventos com apresentações sobre temas de interesse para os clientes.

O resultado de referidas ações de fidelização, dentre outras, é aferido anualmente mediante realização de "Pesquisa de Satisfação do Cliente", aplicada por consultores independentes. Em março de 2008, houve crescimento do índice de satisfação (i.e., percentual de clientes muito satisfeitos), que atingiu 69,3%, contra 66,5% em 31 de março de 2006 e 62,9% em 31 de março de 2005.

Os principais objetivos da Companhia são: (i) promover a maximização e eficiência do portfólio por meio da flexibilização de preços, prazos e condições, (ii) manter sólido relacionamento com os clientes e cultivar maior aproximação dos mesmos; e (iii) possuir maior previsibilidade do fluxo de caixa de longo prazo, objetivando obter maior porcentagem do mercado consumidor e celebrar maior número de contratos, tanto regulados quanto livres.

Processos produtivos

Geração hidrelétrica - usinas em operação

As centrais hidrelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia hidráulica, com o aproveitamento de uma queda d' água e da vazão de um rio para a movimentação de turbinas hidráulicas que, por sua vez, movimentam os geradores elétricos. Essa forma de produção de energia é considerada ecologicamente correta, pois não provoca alterações na qualidade da água nem rejeitos, sendo a fonte de energia por ela gerada um recurso renovável.

UHE Passo Fundo

A UHE Passo Fundo, pertencente integralmente à Companhia, em 31 de março de 2008, possuía Capacidade Instalada de 226 MW e Energia Assegurada de 119 MW médios, com 2 Unidades Geradoras de 113 MW cada. A UHE Passo Fundo está situada ao norte do Rio Grande do Sul, no município Entre Rios do Sul. O início da operação dessa usina ocorreu no ano de 1973, sendo que a primeira Unidade Geradora foi disponibilizada por despacho do ONS em março de 1973 e a segunda, em junho de 1973.

UHE Itá

A UHE Itá, pertencente ao Consórcio Itá, em 31 de março de 2008, possuía Capacidade Instalada de 1.450 MW e Energia Assegurada de 720 MW médios, possuindo 5 Unidades Geradoras de 290 MW cada. A UHE Itá está situada no Rio Uruguai, na divisa dos municípios de Itá (no estado de Santa Catarina) e Aratiba (no estado do Rio Grande do Sul), aproveitando um desnível de 105 metros entre a foz do Rio Apuaê e a foz do Rio Uvá. O início de operação da UHE Itá ocorreu no ano 2000, sendo que a primeira das 5 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em julho de 2000 e a quinta, em março de 2001.

A UHE Itá é o primeiro empreendimento hidrelétrico no trecho brasileiro do Rio Uruguai e trata-se de um investimento na ordem de US$ 1,0 bilhões (valor atualizado). Foi construída por meio de um consórcio entre a Companhia e sua controlada Itasa, sendo que a operação e a manutenção da UHE Itá são realizadas pela Companhia. Em 31 de março de 2008, a Companhia detinha (39,5%) do Consórcio Itá enquanto a Itasa detinha (60,5%). Naquela mesma data, o controle da Itasa era dividido entre a Companhia e a CSN, cada uma com 48,75% do capital social, sendo que os outros 2,5% do capital social pertenciam à Cimento Itambé S.A.

Até 2003, a Energia Assegurada total da UHE Itá era de 741 MW médios. A partir de 2003 considerou-se 720 MW médios, conforme Resolução ANEEL n.º 232/99. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio entre a Companhia e a Itasa, foi considerada uma Energia Assegurada de 668 MW médios. Em 31 de março de 2008, considerava-se que a UHE Itá possuía 720 MW médios de Energia Assegurada e, naquela data, a Itasa tinha direito a 60,5% de 668 MW médios, ou seja, 404,14 MW médios. Os outros 39,5% de 668 MW médios, ou seja, 263,86 MW médios, acrescidos de (i) 52 MW médios, que correspondem à diferença entre a Energia Assegurada total da UHE (720 MW médios) e a Energia Assegurada no contrato de constituição de consórcio (668 MW médios), e (ii) 197,02 MW médios que correspondem à participação da Companhia na Itasa (48,75% de 404,14 MW médios), totalizando 513 MW médios, eram inteiramente da Companhia.

A Itasa comercializa a porção da energia a que faz jus com a Companhia, CSN e Itambé, por meio dos Contratos de Compra e Venda de Energia, assinados em 2001 e vigentes até 2030.

UHE Machadinho

Em 31 de março de 2008, a UHE Machadinho possuía Capacidade Instalada de 1.140 MW e Energia Assegurada de 529 MW médios, com 3 Unidades Geradoras de 380 MW cada. A UHE Machadinho está situada no Rio Pelotas, na divisa dos Estados do Rio Grande do Sul e de Santa Catarina, entre os municípios de Maximiliano de Almeida e Piratuba. O início das operações da UHE Machadinho ocorreu em 2002, sendo que a primeira das 3 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em fevereiro de 2002 e a terceira, em abril de 2002.

A UHE Machadinho foi construída por meio de consórcio entre grandes empresas brasileiras, inclusive do setor energético (Companhia, CEEE, Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Votorantim Cimentos Brasil Ltda., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas) e tem a sua operação e manutenção sob a responsabilidade da Companhia. Em 31 de março de 2008, a Companhia detinha 19,28% do empreendimento, correspondente à 2,34% no Consórcio Machadinho. O quadro abaixo apresenta as participações de cada uma das consorciadas no Consórcio Machadinho em 31 de março de 2008:

Consorciada	**Participação (%)**
Companhia	19,28
Alcoa Alumínio S.A.	25,74
Camargo Corrêa Cimentos S.A.	5,28
Companhia Brasileira de Alumínio	27,52
Votorantim Cimentos Brasil Ltda.	5,62
Valesul Alumínio S.A.	8,29
Departamento Municipal de Eletricidade	2,74
CEEE	5,53

Em 31 de março de 2008, a Energia Assegurada total da UHE Machadinho é de 529 MW médios. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma Energia Assegurada de 473 MW médios. Desses, os acionistas da MAESA tinham direito a 83,06% (destes, 2,82% pertenciam à Companhia), ou seja 392,87 MW médios (destes, 11,09 MW médios pertenciam à Companhia), que correspondiam a sua parte na Energia Assegurada da UHE Machadinho. Os outros 16,94%, ou seja, 80,13 MW médios, acrescidos de 56 MW médios, que correspondiam à diferença entre a Energia Assegurada total da UHE (529 MW médios) e a Energia Assegurada no contrato de constituição do consórcio (473 MW médios), totalizando 136,13 MW médios, eram inteiramente da Companhia. Isto posto, pode-se afirmar que 147,22 MW médios de Energia Assegurada da UHE Machadinho pertenciam à Companhia naquela data.

UHE Salto Osório

A UHE Salto Osório pertence integralmente à Companhia e tinha, em 31 de março de 2008, Capacidade Instalada de 1.078 MW e Energia Assegurada de 522 MW médios, com 6 Unidades Geradoras de 180 MW cada e 2 Unidades Geradoras com 175 MW cada. A UHE Salto Osório está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, no município de Quedas do Iguaçu. O início das atividades da UHE Salto Osório ocorreu em 1975, sendo que a primeira das 6 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em outubro de 1975 e a sexta, em junho de 1981.

UHE Salto Santiago

A UHE Salto Santiago, a qual pertence integralmente à Companhia, tinha, em 31 de março de 2008, Capacidade Instalada de 1.420 MW e Energia Assegurada de 723 MW médios, com 4 Unidades Geradoras de 355 MW cada. A UHE Salto Santiago está situada no curso principal do Rio Iguaçu, no Estado do Paraná, no município de Saudade do Iguaçu. O início das atividades da UHE Salto Santiago ocorreu em 1980, sendo que a primeira das 4 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em dezembro de 1980 e a quarta, em setembro de 1982.

UHE Cana Brava

A UHE Cana Brava tinha, em 31 de março de 2008, Capacidade Instalada de 450 MW e Energia Assegurada de 273,5 MW médios, possuindo 3 Unidades Geradoras de 150 MW cada. A UHE Cana Brava está localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás, entre os municípios de Minaçu, Cavalcante e Colinas do Sul. A operação da usina teve início em 2002, sendo que a primeira das 3 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em maio de 2002 e a terceira, em agosto de 2002. As operações da UHE Cana Brava tiveram início em 2002.

A concessão da UHE Cana Brava estava sob a responsabilidade da CEM, que era controlada integralmente pela Companhia. A Companhia era a compradora da totalidade da energia elétrica de Cana Brava, nos termos do Segundo Aditamento ao Contrato-Base de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado em 2 de agosto de 2002 entre a Companhia e a CEM. Tendo a Companhia incorporado a CEM em 28 de março de 2008, a UHE Cana Brava passou a compor diretamente os ativos de geração da Companhia.

Geração termelétrica - usinas em operação

As centrais termelétricas caracterizam-se por produzir energia elétrica a partir da energia térmica liberada por reações químicas ou nucleares. Os combustíveis mais utilizados para movimentar, direta ou indiretamente, os geradores das UTE são os derivados de petróleo (óleo diesel e combustível e resíduos asfálticos), o carvão mineral, o gás natural e os combustíveis nucleares. Em processos de co-geração (tecnologia que visa maior eficiência da geração termelétrica) é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados Biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda possui o maior potencial termelétrico a carvão da América Latina. Localiza-se no município de Capivari de Baixo, Santa Catarina, e possuía, em 31 de março de 2008, Capacidade Instalada de 857 MW e Garantia Física de 650 MW. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda é constituído por 3 UTE (UTE Jorge Lacerda A, UTE Jorge Lacerda B e UTE Jorge Lacerda C) e 7 Unidades Geradoras, tendo sido construído com o objetivo básico de aproveitar o carvão mineral catarinense.

As operações das UTE Jorge Lacerda A, B e C tiveram início em 1965, 1980 e 1996, respectivamente. A produção das UTE Jorge Lacerda A, B e C é destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina.

UTE William Arjona

A UTE William Arjona, integralmente pertencente à Companhia, localiza-se no município de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, e possuía, em 31 de março de 2008, Capacidade Instalada de 190 MW e Garantia Física de 136 MW. A UTE Willian Arjona é constituída por 5 conjuntos turbogeradores que utilizam gás natural como combustível, podendo também utilizar óleo diesel. A UTE William Arjona é a primeira usina do Brasil a utilizar o gás do GASBOL como combustível na geração de energia elétrica.

As operações da UTE William Arjona tiveram início em 1999, sendo que a primeira das 5 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em março de 1999 e a quinta, em julho de 2002. A produção das UTE William Arjona permite garantir o atendimento ao crescimento da demanda de energia nos horários de pico, evitando cortes no fornecimento aos consumidores no Estado do Mato Grosso do Sul.

UTE Alegrete

A UTE Alegrete fica situada à margem direita do rio Ibirapuitã, junto à cidade de Alegrete, no Rio Grande do Sul. A UTE Alegrete é movida a óleo combustível e, em 31 de março de 2008, possuía 2 Unidades Geradoras com Capacidade Instalada de 66 MW e Garantia Física de 21 MW.

O início das operações da UTE Alegrete ocorreu em 1968, sendo que ambas as Unidades Geradoras foram disponibilizadas por despacho do ONS em setembro de 1968. A produção das UTE Alegrete visa garantir o abastecimento energético da região oeste do Estado do Rio Grande do Sul.

UTE Charqueadas

A UTE Charqueadas está localizada no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul, próximo a Porto Alegre, um importante centro consumidor de energia elétrica. A UTE Charqueadas é movida a carvão mineral, sendo constituída por 4 Unidades Geradoras com a Capacidade Instalada total de 72 MW e Garantia Física de 46 MW em 31 de março de 2008.

As operações da UTE Charqueadas tiveram início em 1962, sendo que a primeira das 4 Unidades Geradoras foi disponibilizada por despacho do ONS em janeiro de 1962 e a quarta, em março de 1969. A produção das UTE Charqueadas visa garantir o abastecimento energético da região da grande Porto Alegre, no Estado do Rio Grande do Sul.

Unidade de co-geração

A co-geração corresponde a uma tecnologia desenvolvida com a finalidade de se obter maior eficiência energética na produção das UTE. Essa eficiência é buscada em virtude do fato de que a maior parte da energia contida no combustível usado nos geradores é transformada em calor e perdida para o meio-ambiente, sendo que apenas 40,0% da energia do combustível é transformada em energia elétrica.

Na co-geração, o calor produzido na geração de energia elétrica é utilizado, sob forma de vapor, em indústrias e prédios comerciais que necessitam de calor (vapor ou água quente) em seu processo produtivo. Dessa forma, o consumidor economiza o combustível que necessitaria para produzir o calor do processo. A eficiência energética na co-geração é bem mais elevada, uma vez que torna útil até 85,0% da energia do combustível.

Além disso, em processos de co-geração é comum a utilização de combustíveis ecologicamente corretos denominados Biomassa, como bagaço de cana-de-açúcar, casca de arroz, resíduos de madeira e outros.

Unidade de Co-geração Lages

Construída pela controlada da Companhia, Lages Bioenergética, a Unidade de Co-geração Lages é usina de co-geração movida à Biomassa, ou seja, produz energia elétrica a partir dos resíduos de madeira oriundos das indústrias madeireiras da região de Lages, em Santa Catarina, minimizando os riscos de contaminação ambiental e incêndios. A Unidade de Co-geração Lages se encontra em operação desde dezembro de 2003 e apresentava, em 31 de março de 2008, Capacidade Instalada de 28 MW e capacidade de fornecimento de 25 t/h de vapor.

A Unidade de Co-geração Lages foi construída com investimentos, a preço atualizado de R$ 101 milhões, dos quais R$ 31 milhões eram oriundos de recursos próprios da Lages Bioenergética e R$ 70 milhões foram financiados pelo BRDE, no papel de agente financeiro do BNDES.

O sistema de operação da Unidade de Co-geração Lages foi aprovado pelo Banco Mundial como um projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, desenvolvido no âmbito do Protocolo de Kyoto. Para maiores informações a respeito das estratégias da Companhia, vide "Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages" na seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

No que se refere à energia elétrica produzida, parte é vendida para a CELESC e a parte restante é negociada com Consumidores Industriais.

Desde abril de 2004 a Companhia presta serviços de co-geração por meio da Unidade de Co-geração Lages, possuindo contratos de longo prazo de venda de vapor com a Batistella Indústria e Comércio de Madeiras S.A. e com a Sofia Industrial e Exportadora Ltda.

Concessões e autorizações

Os contratos de concessão dispõem que cada Concessão poderá ser extinta, antes do término de seu prazo inicial, em caso de encampação pelo Poder Concedente ou em razão do inadimplemento de uma das partes. A encampação somente pode ocorrer para atender o interesse público e depende de lei específica que a autorize. Ademais, antes da encampação, o Poder Concedente deverá pagar indenização à Companhia correspondente aos investimentos não amortizados ou depreciados.

No caso de descumprimento pela Companhia de suas obrigações previstas no Contrato de Concessão e na legislação e regulamentação aplicáveis, o Poder Concedente poderá extinguir a Concessão, declarando sua caducidade. Entretanto, tal declaração deve ser precedida de um procedimento no qual seja assegurado à Companhia o direito de ampla defesa e, assim como no caso da encampação, requerer o pagamento de indenização ao Governo Federal (deduzidas eventuais penalidades). No caso de expropriação, extinta a concessão pelo Governo Federal, a Companhia fará jus a uma indenização (deduzidas eventuais penalidades). A Companhia também pode requerer a extinção das Concessões em caso de descumprimento pelo Poder Concedente de suas obrigações, mas para tanto é necessária uma ação judicial específica.

Além de outras obrigações de natureza jurídica e constantes do próprio Contrato de Concessão, e daquelas decorrentes de regras específicas de fiscalização, a Companhia deve:

- observar a legislação ambiental e a de recursos hídricos, satisfazer às exigências estipuladas nas licenças já obtidas, obter licenças suplementares conforme exigido por lei, e se responsabilizar pelas conseqüências de qualquer inobservância de tais leis, regulamentos e licenças;
- gerenciar os reservatórios das usinas de energia e as respectivas áreas de proteção;
- manter a reserva de água ou energia conforme exigido pelos serviços públicos, e respeitar os limites máximo e mínimo exigidos para a vazão a jusante (*downstream*) a partir das usinas de energia;
- manter e conduzir programas regulares de inspeção e monitoramento, além de ações de emergência e avaliações de segurança das estruturas das usinas de energia, instalar instrumentos de controle de barragens onde for apropriado, e assegurar que as análises e interpretações dos dados coletados sejam atualizados e estejam disponíveis para a fiscalização da ANEEL;
- relatar à ANEEL qualquer transferência de ações que possa resultar em mudança do controle da Companhia, bem como qualquer reorganização societária proposta;
- não transferir, em qualquer circunstância, qualquer dos ativos relacionados à Concessão, exceto mediante o consentimento expresso da ANEEL;

- responsabilizar-se pela operação e manutenção adequadas das comportas ligadas às usinas de energia, de forma a assegurar a navegabilidade e respeitar determinados níveis mínimos de fluxo;
- controlar o estado de todos os bancos e ilhas nos reservatórios, e assegurar os diversos usos de tais bancos, ilhas e reservatórios por meio da concessão de licenças a terceiros, devendo a concessão de tais licenças ser informada à ANEEL e quaisquer ganhos provenientes de tais licenças serem reinvestidos na conservação dos reservatórios ou conforme instruções da ANEEL;
- informar à ANEEL a existência de contratos entre a Companhia e qualquer entidade pertencente ao mesmo grupo de controle da Companhia;
- cumprir com todas os regulamentos de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, e pagar quaisquer tributos relacionados, incluindo taxas pelo uso de água, e taxas devidas nos termos do Contrato de Concessão; e
- investir 1,0% de sua receita líquida operacional anual em P&D, em conformidade com um plano que deve ser submetido à ANEEL. Caso a Companhia não consiga atingir as metas do plano, estará sujeita a uma multa, que não excederá o montante de investimentos previstos.

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía as seguintes concessões e autorizações de uso de bem público para geração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada (MW)	Data do Ato	Vencimento
Concessões				
UHE Salto Santiago	Companhia	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Companhia	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Companhia	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá(*)	Companhia/Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho (*)	Companhia/Outros	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	Companhia	450	27.08.1998	27.08.2033
UHE São Salvador	CESS	241	23.04.2002	23.04.2037
UHE Ponte de Pedra (**)	Ponte de Pedra	176	01.10.1999	30.09.2034
Autorizações				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Companhia	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Companhia	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Companhia	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Companhia	190	02.06.2000	28.04.2029
Unidade de Co-geração Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032
UTE Seival (**)	Seival	542	13.01.2000	14.01.2030

(*) A UHE Itá e a UHE Machadinho são exploradas por meio de consórcio com outras empresas.

(**) A UHE Ponte de Pedra e a UTE Seival não integram o Parque Gerador da Companhia para os fins deste Prospecto.

Contrato de concessão da UHE Passo Fundo, UHE Salto Osório e UHE Salto Santiago

Em 28 de setembro de 1998, a Gerasul (antiga denominação da Companhia) celebrou com a União, por meio da ANEEL, o Contrato de Concessão n.º 192/98, com a finalidade de regular as concessões de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica, na condição de Produtor Independente, por meio da UHE Passo Fundo, da UHE Salto Osório e da UHE Salto Santiago. O contrato prevê a concessão pelo prazo de 30 anos, prorrogáveis a critério da ANEEL mediante requerimento da Companhia.

Os valores devidos pela Companhia à União pela outorga das concessões de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio das UHE Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago foram integralmente pagos em 15 de outubro de 2003. Para maiores informações sobre as UHE Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de concessão da UHE Itá

Em 28 de dezembro de 1995, a União, por meio do DNAEE (sucedido pela ANEEL), e as sociedades integrantes do Consórcio Itá, quais sejam, a Companhia e a Itasa, celebraram o Contrato de Concessão n.º 003/95 para Geração de Energia Elétrica, aditado em 31 de julho de 2000 por meio do Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão n.º 003/95 para Geração de Energia Elétrica, por meio do qual foi regulado o aproveitamento, pelas sociedades consorciadas, do potencial hidráulico da UHE Itá para produção de energia elétrica, a ser comercializada e utilizada pelas sociedades consorciadas de acordo com o regime de produção independente, na proporção prevista no contrato de constituição do Consórcio Itá.

O Contrato de Concessão n.º 003/95 tem vigência até 16 de outubro de 2030, podendo ser prorrogado mediante solicitação dos membros do Consórcio Itá em até 36 meses antes do término da vigência.

O montante devido pela Companhia à União pela outorga da concessão de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio da UHE Itá foi integralmente quitado em julho de 2005.

A energia gerada na UHE Itá é compartilhada com a ITASA, sendo que, em 31 de março de 2008, a parcela de 39,5% cabia à Companhia, que correspondia a aproximadamente 264 MW médios. Para maiores informações sobre o Consórcio Itá, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação - Usina Hidrelétrica Itá" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de concessão da UHE Machadinho

Em 15 de julho de 1997, a União, por meio da ANEEL, celebrou com as sociedades integrantes do Consórcio Machadinho, o Contrato de Concessão n.º 009/97, tendo por objeto o uso compartilhado da concessão e as condições para o aproveitamento do potencial hidráulico da UHE Machadinho para fins de produção de energia elétrica. O prazo da concessão é de 35 anos, prorrogáveis mediante requerimento das sociedades consorciadas e aprovação pela ANEEL.

A energia elétrica gerada na UHE Machadinho é compartilhada entre as sociedades consorciadas, sendo que cabia à Companhia, em 31 de março de 2008, a quota de 16,94%, equivalente a aproximadamente 80,12 MW médios. Apesar disso, as sociedades consorciadas podem, mediante prévia e expressa autorização do Poder Concedente, realizar cessões entre si das respectivas participações na potência e energia gerada.

Nos termos do Contrato de Concessão n.º 009/97, a Companhia tem prioridade na aquisição do excedente de Energia Assegurada ofertada pelas demais sociedades consorciadas e pode comercializar, a seu livre critério, sua participação nas disponibilidades de energia e potência definidas pela ANEEL.

O montante devido pela Companhia à União pela outorga da concessão de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio da UHE Machadinho foi integralmente quitado em janeiro de 2007. Para maiores informações sobre o Consórcio Machadinho, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação - Usina Hidrelétrica Machadinho" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de concessão da UHE Cana Brava

Em 7 de agosto de 1998, a CEM, sociedade controlada pela Companhia, firmou com a União, por meio da ANEEL, o Contrato de Concessão n.º 185/98, tendo por objetivo regular o aproveitamento para fins de produção de energia elétrica, pela CEM, do potencial hidráulico da UHE Cana Brava e do sistema de transmissão associado. O prazo da concessão é de 35 anos, prorrogáveis mediante requerimento da CEM e aprovação da ANEEL.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo. Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao ajuste a valor presente, com base na taxa de desconto de 10,0% a.a., prevista no Edital de Concorrência para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da usina Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGPM foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

A tabela abaixo indica os valores devidos pela CEM à União pela outorga da concessão de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica por meio da UHE Cana Brava, os quais são pagos em parcelas mensais equivalentes a 1/12 dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do IGPM. O saldo desta obrigação a valor presente, em 31 de março de 2008, correspondia a R$ 249 milhões, sendo que R$ 2 milhões foi registrado no passivo circulante e R$ 247 milhões no exigível a longo prazo da Companhia. Em 31 março de 2008, o total devido a longo prazo tinha seus vencimentos assim programados:

Ano	Valor Anual (R$ milhões)
2008	1
2009	2
2010	2
2011 a 2022	24
2023 a 2033	220
Total	**249**

Por meio da Resolução Autorizativa n.º 1.211, de 22 de janeiro de 2008, a ANEEL aprovou a transferência da concessão da UHE Cana Brava para a Companhia em virtude da incorporação ocorrida em 28 de março de 2008. Para maiores informações sobre a UHE Cana Brava, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação - Usina Hidrelétrica Cana Brava" nesta seção "Atividades da Companhia".

Prorrogação das concessões das usinas

A prorrogação dessas concessões acima mencionadas ocorrerá a critério do Poder Concedente, ainda que a Companhia tenha cumprido com todas as suas obrigações nos termos dos Contratos de Concessão e solicitado a prorrogação dentro do prazo. Assim, não há garantia de que as concessões hoje outorgadas à Companhia serão prorrogadas pelo Poder Concedente. Além disso, a prorrogação de uma concessão provavelmente terá como contrapartida o pagamento, pela Companhia, de valores a título de uso de bem público para produção e comercialização de energia elétrica.

Produtos e serviços

Além de vender energia elétrica a Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Livres, a Companhia presta serviços de monitoramento da qualidade da energia produzida, operação e manutenção de equipamentos de produção de energia, geração de vapor, mudança da classe de tensão de equipamentos de conexão à rede e comercialização de sobras de energia. Estas atividades têm como foco principal fidelizar clientes industriais da Companhia.

As receitas da Companhia decorrem da atividade de geração de energia elétrica, sendo que as receitas decorrentes dos produtos e serviços relacionados abaixo não possuem valor relevante, de forma que não impactam significativamente a receita total da Companhia.

Energia sob medida

A Companhia procura atender às especificidades e necessidades de cada um de seus clientes, principalmente no que se refere à flexibilidade de consumo, preço firme ou escalonado e energia interruptível por curto, médio ou longo prazo. Dessa forma, por meio da celebração de contratos flexíveis, especialmente moldados às suas necessidades, os clientes da Companhia podem definir os períodos do dia ou do ano para os quais quer contratar o fornecimento de energia, se vai pagar preço único ou variável pelos diferentes períodos contratados e, ainda, por quantos meses ou anos vai contratar.

Energia de back-up

A Companhia disponibiliza a energia necessária para atender a clientes que possuam autoprodução ou co-geração e precisam realizar a manutenção no respectivo equipamento de geração, atendendo sua demanda enquanto durar o período de manutenção.

Adicionalmente, a Companhia presta serviços de agenciamento de vendas para proprietários de PCH ou pequenas centrais termelétricas que desejem vender sua energia no ambiente de contratação livre, adicionando valor à venda por meio da garantia de fornecimento em períodos de manutenção de plantas e/ou redução na disponibilidade de água.

Qualidade da energia

Além de prestar serviços de assessoria, orientando seus clientes nos contratos de conexão e de uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição de energia, a Companhia oferece serviços adicionais para monitoramento e análise da qualidade da energia fornecida por meio do "Programa de Qualidade da Energia Elétrica".

Os especialistas de referido programa podem ser acionados pelos clientes da Companhia sempre que tiverem problemas com a energia elétrica fornecida e não conseguirem identificar suas causas ou características. Independentemente de eventuais problemas que possam ocorrer, a Companhia elabora relatórios periódicos da qualidade da energia, que podem ser consultados pelos clientes na página da Companhia na internet (www.tractebelenergia.com.br). O programa ainda permite que a Companhia represente seus clientes em questões comerciais e jurídicas necessárias à obtenção de alta qualidade no recebimento da energia contratada.

Medição e gerenciamento de carga

Utilizando recursos de tecnologia de ponta, a Companhia permite aos seus clientes acessar dados diretamente dos medidores de energia instalados na sua planta industrial ou, ainda, obter relatórios e gráficos em tempo real, acessando a página da Companhia na internet.

Com esses recursos, o cliente acompanha o comportamento da sua carga em tempo real, gerenciando a eficiência da sua demanda e a realização do seu contrato de energia elétrica.

Co-geração

A co-geração é um processo de geração simultânea de energia elétrica e térmica, na forma de vapor ou frio, através de uma única queima de combustível, que permite à indústria otimizar a utilização de combustível e energia em seu processo produtivo. O processo caracteriza-se pela alta eficiência e, conseqüentemente, redução no consumo de combustível e na emissão de poluentes.

A Companhia se propõe a estudar oportunidades de co-geração e, caso suas atratividades sejam comprovadas, a realizar os investimentos necessários e a operar as instalações, atendendo às necessidades locais de energia elétrica e térmica, podendo, eventualmente, comercializar os excedentes no mercado. Para maiores informações sobre a atividade de co-geração desenvolvida pela Companhia, vide "Unidade de Co-geração Lages" nesta seção "Atividades da Companhia".

Relacionamento com Fornecedores

A tabela abaixo apresenta os valores a pagar pela Companhia para fornecedores nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	31 de dezembro			31 de março de	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
			(R$ milhões)		
Materiais e serviços	24	38	91	34	91
Energia Elétrica comprada para revenda	13	70	70	53	81
Transações no âmbito da CCEE	1	76	20	30	17
Combustíveis fósseis (carvão, gás natural e Biomassa)	19	6	39	3	27
Encargos do uso da rede elétrica	37	49	54	50	55
Total	**94**	**239**	**274**	**170**	**271**

Para maiores informações sobres os contratos celebrados entre a Companhia e seus fornecedores, vide "Contratos Relevantes – Contratos com Fornecedores" desta seção "Atividades da Companhia".

Política de compra de bens, materiais e serviços

A Companhia adota procedimentos padronizados para aquisição de matérias-primas e para contratação de serviços de terceiros, visando orientar, de maneira consistente, as relações da Companhia com seus principais fornecedores.

De maneira geral, toda aquisição de bens, materiais e serviços necessários ao desempenho regular das atividades da Companhia deve ser precedida de consulta de preços junto a fornecedores, que permitirá à Companhia selecionar as melhores propostas, considerando-se a qualidade do produto ou serviço a ser adquirido, preço e prazo de pagamento. Após a análise e seleção das propostas apresentadas pelos fornecedores, a formalização da aquisição do produto e/ou serviço deverá ser realizada mediante a utilização de documentos-padrão adotados pela Companhia, quais sejam, ordem de compra e/ou documento contratual, que autorizarão o envio, pelo fornecedor, da fatura respectiva à Companhia.

A ordem de compra é documento padrão que formaliza a aquisição de produtos e/ou contratação de serviços pela Companhia, enquanto que o documento contratual tem por finalidade estabelecer as responsabilidades entre as partes envolvidas. A adoção das ordens de compra e dos documentos contratuais visa estabelecer elementos essenciais comuns e uniformizar as aquisições e contratações realizadas pela Companhia, reduzindo a possibilidade de conflitos no relacionamento da Companhia com seus fornecedores.

A determinação da competência para aprovação das aquisições de bens, materiais e serviços necessários ao desempenho regular das atividades da Companhia depende do valor de referidas aquisições, cujas regras estão estabelecidas em normas administrativas da Companhia.

Excetuam-se às regras de padronização previstas nas normas administrativas da Companhia, dentre outras, a aquisição de combustíveis para produção de energia elétrica e a contratação de terceiros para construção de UHE e UTE, cujas negociações ocorrem caso a caso.

Energia elétrica

Até o período encerrado em 31 de março de 2008, a energia elétrica comercializada pela Companhia era adquirida, principalmente, das controladas Itasa, CEM (incorporada pela Companhia em 28 de março de 2008) e da CEEE.

Em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, a participação da Itasa, da CEM e da CEEE era de aproximadamente 92,05%, 94,8% e 99,7% do total de compras da Companhia naqueles exercícios, respectivamente. Em 31 de março de 2008, a participação da Itasa, da CEM e da CEEE era de aproximadamente 32,8%, 52,5% e 14,7% do total de compras da Companhia, respectivamente, contra aproximadamente 20,6%, 48,5% e 30,9%, respectivamente, em 31 de março de 2007.

Matéria-prima e insumos - combustíveis fósseis

Em 31 de março de 2008, os combustíveis utilizados pela Companhia para a produção de energia elétrica nas UTE eram: carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel (combustíveis utilizados na geração de energia elétrica nas UTE).

Os principais fornecedores do carvão mineral utilizado na geração de energia elétrica nas UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda fazem parte do Consórcio Catarinense do Carvão Energético, e na UTE Charqueadas o principal fornecedor é a Copelmi. Os valores relativos a essas aquisições são completamente reembolsados à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás, excepcionados os montantes adquiridos diretamente para fins de exportação de energia.

Além do carvão mineral, as UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e a UTE Charqueadas utilizam óleo combustível e óleo diesel como combustível para movimentar, direta ou indiretamente, os respectivos geradores, sendo que os principais fornecedores de óleo combustível e óleo diesel da Companhia são a Petrobrás Distribuidoras S.A. e a Agricopel Comércio de Derivados de Petróleo Ltda. O gás natural utilizado como combustível na UTE William Arjona, tem como único fornecedor a MSGás.

Volatilidade nos preços das matérias-primas e insumos

Tendo em vista que a Companhia utiliza matérias-primas e insumos derivados do petróleo, a mesma, como todas as outras empresas do setor, está sujeita à variação do preço do barril do petróleo. Entretanto, o mesmo não ocorre com relação ao carvão mineral, uma vez que a Companhia celebra contratos de longo prazo, com preços previamente estabelecidos.

Construção

A Companhia adota como prática a celebração de contratos com terceiros para prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção de UHE e UTE e linhas de transmissão. Tais contratos são celebrados em regime de empreitada integral por preço global e, de maneira geral, abrangem: (i) desenvolvimento do projeto executivo, em conformidade os requisitos e a legislação ambiental, (ii) fornecimento dos equipamentos para a operação da usina ou linha de transmissão, (iii) conclusão das obras civis principais e secundárias, (iv) conclusão da fabricação e montagem de equipamentos, (v) transporte de todos os materiais e equipamentos, (vi) garantia de qualidade, (vii) testes e comissionamento, (viii) a entrada em operação comercial, (ix) fornecimento de manuais de operação e manutenção, (x) projeto como construído, e (xi) prestação de serviços para treinamento de pessoal e para correção de eventuais defeitos, dentre outros.

Os prazos para conclusão da obra, preço a ser pago pela Companhia, a forma de pagamento, as garantias, seguros a serem contratados, as penalidades por atrasos na conclusão das obras e/ou pela não obtenção dos desempenhos garantidos e outros, são negociados entre a Companhia e a empresa contratada à época da celebração de cada contrato, sendo que a Companhia não adota, para esses contratos, estrutura de formalização padronizada.

Em 31 de março de 2008, dentre as empresas contratadas pela Companhia para prestação dos serviços ora descritos destacam-se a Alstom Brasil Ltda., Voith Siemens Hydro Power Generation Ltda., a Siemens Ltda., Koblitz Ltda., Construtora Norberto Odebrecht S.A., Construtora Andrade Gutierrez S.A., dentre outras.

Em 31 de março de 2008, a Companhia por meio de sua controlada integral CESS, sob esse tipo de contrato, realizava a construção da UHE São Salvador, obra que permanece em andamento na data deste Prospecto. A UHE São Salvador tem como previsão para o início de suas operações o primeiro trimestre de 2009.

Sazonalidade

Eventual sazonalidade no mercado de atuação da Companhia não impacta os seus resultados de maneira relevante, em virtude do sistema de venda de energia com quantidades de Energia Assegurada fixadas pela ANEEL e a forma de contratação da energia pela Companhia.

Concorrência

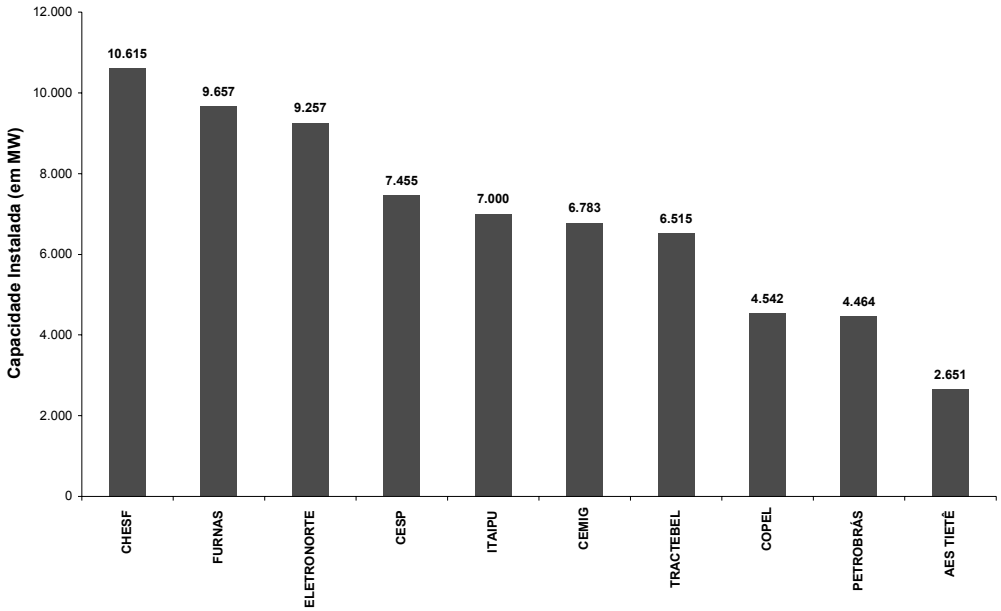
O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela atuação das companhias estatais, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica, segmento de atuação da Companhia.

Em 18 de junho de 2008, nos termos dos dados obtidos a partir do *site* da ANEEL[2], a Companhia possuía Capacidade Instalada de 6.515.350 KW, o que correspondia a uma participação de 6,44% no mercado brasileiro de energia elétrica. Além da Eletrobrás, os principais concorrentes da Companhia são: COPEL, CESP, Petrobrás, CPFL, CEMIG, AES Tiete e Duke Paranapanema. O SIN conta, ainda, com a energia proveniente da usina de Itaipu, que em 18 de junho de 2008, representa cerca de 7,0% da Capacidade Instalada do País (referente à parte pertencente ao Brasil), conforme dados obtidos do *site* da Eletrobrás[3].

Os principais clientes da Companhia são Distribuidoras, Consumidores Livres e Comercializadoras de energia elétrica, situadas nos sistemas elétricos Sul e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil.

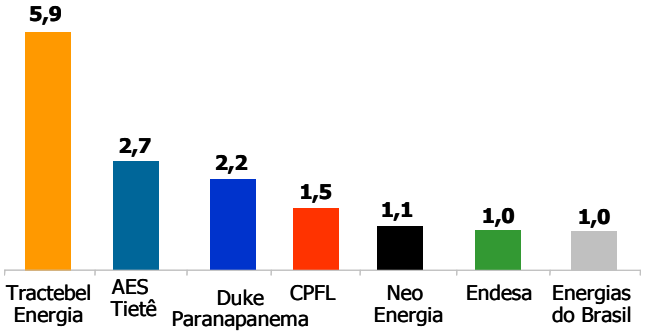
[2] Informação obtida em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ResumoEmpresa.asp e em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/GraficoDezMaioresPotencia.asp em 18 de junho de 2008.
[3] Informação obtida em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/ResumoEmpresa.asp e em http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/AgenteGeracao/GraficoDezMaioresPotencia.asp em 18 em junho de 2008.

O gráfico abaixo, elaborado pela ANEEL, apresenta as participações, em 12 de junho de 2008, das principais Geradoras do setor elétrico brasileiro na Capacidade Instalada do País:

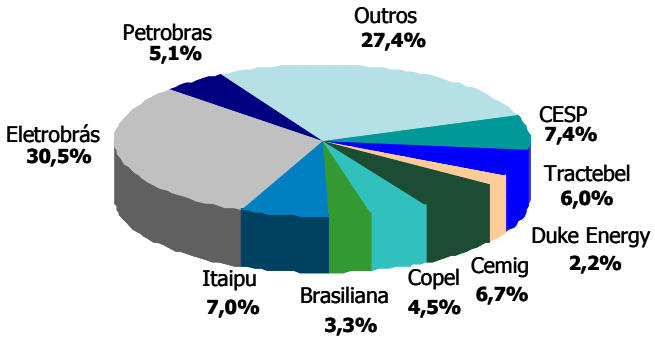


Em complementação aos dados acima, seguem abaixo gráficos que detalham a Capacidade Instalada, em GW, das principais empresas do setor privado em 31 de março de 2008 (fonte ANEEL e sites das respectivas empresas):

Setor Privado – Capacidade Instalada(GW)



Brasil – Capacidade Instalada[1,2]



Fonte: ANEEL e *websites* das empresas.

Notas:
[1] Valor correspondente ao SIN – Sistema Interligado Nacional.
[2] Inclui somente a parcela nacional de Itaipu.

Marketing

A Companhia tem como política de *marketing* a manutenção de contato individualizado com seus clientes e potenciais clientes, aliando, dessa forma, as vantagens e qualidades de uma companhia de grande porte com o atendimento focado em cada cliente e suas necessidades específicas.

As iniciativas da Companhia no desenvolvimento de sua área de *marketing* tiveram início em 2002, com criação da Unidade Organizacional MCI- *Marketing* Comercial e Industrial, cujo objetivo é (i) assessorar a diretoria de comercialização e negócios na definição de políticas e estratégias para a conquista e manutenção de clientes, (ii) desenvolver estratégias e pesquisas visando identificar segmentos atrativos para o desenvolvimento de soluções para Consumidores Industriais e características desejadas de produtos, (iii) efetuar análises das condições e identificação das tendências do mercado, visando fornecer subsídios para as atividades de comercialização e (iv) desenvolver atividades de *marketing* associadas aos projetos desenvolvidos pela Companhia.

Atualmente, a área de *Marketing* da Companhia tem como principais responsabilidades a elaboração do "Plano de *Marketing*", que contempla as principais orientações estratégicas para atuação no ambiente de contratação livre e a coordenação do "Programa de Relacionamento com o Cliente", instrumento fundamental para a fidelização de clientes, conforme descrito no item "Relacionamento com Clientes" acima.

Política de Crédito, inadimplência e cobrança

A Companhia adota um conjunto de ações e políticas que visam prevenir a inadimplência de seus clientes. Em 31 de março de 2008, a Companhia não possuía, em todo o seu histórico, qualquer registro de inadimplência por qualquer de seus clientes, exceto as pendências relacionadas à liquidação das operações de curto prazo, tanto no âmbito do antigo MAE, por conta de ações judiciais, quanto no âmbito da CCEE referente a liquidação financeira das operações referentes ao mês de janeiro, liquidadas em março, devidamente provisionadas ou contabilizadas em PDD, conforme o caso.

Para minimizar o risco de inadimplência dos seus clientes, a Companhia adota uma política de crédito baseada em estudos, metodologias e procedimentos para a análise do crédito e da saúde financeira dos seus potenciais clientes, principalmente dos Consumidores Industriais.

O processo de análise de crédito tem início com o estudo, pela área de crédito da Companhia, de documentos e informações referentes à composição acionária de tais clientes, número de empregados, referências comerciais, principais clientes e fornecedores, entre outros itens. Após o processo de análise dos dados, a área de crédito da Companhia classifica a capacidade de crédito dos potenciais clientes com base em um *ranking* que leva em consideração diversos índices financeiros e não financeiros.

Com base nessa classificação, a área de crédito recomenda a aprovação ou não da proposta apresentada pelo cliente e, em caso positivo, o limite de crédito a ser concedido para tal cliente e a garantia a ser solicitada para minimizar eventuais riscos de inadimplência, se for o caso.

Para determinação do limite de crédito e eventuais garantias a que estarão sujeitos os potenciais Consumidores Industriais, o primeiro critério considerado pela área de crédito da Companhia refere-se à confiabilidade dos dados apresentados nos balanços de tais clientes. Assim, no caso de empresas cujas contas não são objeto de análise por auditores independentes, a concessão do crédito dependerá, obrigatoriamente, da apresentação de garantias, tais como Carta de Fiança ou *Corporate Guarantee*.

Os potenciais Consumidores Industriais cujos balanços são objeto de auditoria independente, por outro lado, estão sujeitos a um limite máximo de fornecimento de energia correspondente a 7,0% do respectivo patrimônio líquido do cliente considerando-se 3 meses de faturamento. No caso de fornecimento para Consumidores Industriais do mesmo grupo, para fins de determinação do limite máximo de energia a ser fornecida é considerado o patrimônio liquido do grupo todo.

Com relação a venda de energia para Distribuidoras, a Companhia não pratica a análise de crédito nem o limite de venda, uma vez que os contratos com esses agentes, no modelo atual do setor elétrico, são pactuados no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada, por meio dos leilões de energia formatados pela ANEEL e de acordo com as diretrizes do MME. Dessa forma, a análise de crédito se torna inócua dado que os vendedores ao aceitarem participar do leilão, por definição aceitam o risco de crédito das Distribuidoras, qualquer que seja a mesma.Em virtude da ausência de histórico de inadimplência dos clientes da Companhia, a Companhia adota procedimento bastante simplificado com relação ao procedimento de cobrança dos seus clientes, o qual consiste, basicamente, na (i) emissão de nota fiscal e/ou fatura dentro dos prazos estabelecidos contratualmente; e (ii) instrução dos clientes para realização do depósito das prestações devidas em conta corrente de titularidade da Companhia.

No caso dos Consumidores Industriais, o prazo médio de faturamento é de no máximo 30 dias. No tocante às Distribuidoras e Comercializadoras, referido prazo é de no máximo 42 dias.

Provisão para devedores duvidosos

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía créditos vencidos no valor de R$ 26 milhões, dos quais R$ 11 milhões eram relativos a transações correntes no âmbito da CCEE, cujo recebimento ocorreu na liquidação financeira de abril de 2008 e R$ 12 milhões eram provenientes de inadimplência na 1ª liquidação de operações de compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, realizada em 30 de dezembro de 2002. Tais créditos estão sendo objeto de negociações bilaterais entre a Companhia e os agentes inadimplentes, entretanto, em razão da incerteza de recebimento, em 31 de março de 2008, o valor correspondente aos créditos era objeto de provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente da existência das ações relacionadas.

Em 31 de março de 2008, a Companhia também possuía créditos no valor de R$ 110 milhões, os quais decorrem de transações ocorridas no âmbito do MAE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico. A Companhia constituiu provisão para devedores duvidosos sobre a totalidade de tais créditos em virtude de incertezas com relação à realização dos mesmos.

Patentes, marcas e licenças

Em 31 de março de 2008, a Companhia não possuía patentes registradas em seu nome junto ao INPI. No mesmo período, a Suez Tractebel, controladora indireta da Companhia, era titular da marca "Tractebel", registrada junto ao INPI, sob n.º 822122006, de 20 de outubro de 1999. Ainda, em 30 de março de 2008, a Companhia era titular de 3 nomes de domínio, entre eles, "tractebelenergia.com.br". A marca "Tractebel", que identifica a Companhia e distingue os serviços por ela prestados ao mercado consumidor, influencia diretamente as atividades da Companhia uma vez que inspira confiança e respeito.

Tecnologia da informação

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía um parque de Tecnologia da Informação com 102 servidores e 771 computadores distribuídos em sua sede, UHE e UTE e no escritório de vendas localizado em São Paulo.

Seu ambiente computacional é composto por um ERP - *Enterprice Resource Planning* e diversos sistemas totalmente integrados, que garantem a disponibilidade e integridade das informações corporativas e atendem à totalidade de seu quadro funcional e aos principais processos da Companhia.

Em 2007, o custo operacional da área de Tecnologia da Informação da Companhia correspondeu a 0,41% do faturamento total da Companhia (receita bruta) contra 0,40% no exercício encerrado em 2006 e 0,36% no exercício encerrado em 2005. O custo operacional da área de Tecnologia da Informação corresponderam a 0,39% e a 0,41% do faturamento total da Companhia nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008, respectivamente.

Entre os avanços realizados na área de Tecnologia de Informação da Companhia durante o ano de 2007, destacam-se:

- aprimoramento dos processos de tecnologia da informação para atendimento do programa CODIS;

- implantação de novas e importantes funcionalidades no Sistema GCE – Gestão da Comercialização de Energia, um sistema desenvolvido internamente pelos empregados da Companhia - dando maior segurança e agilidade nas operações vinculadas à comercialização de energia; e

- atualização do ERP da Oracle para a versão mais atual (V.11.5.10), garantindo à Companhia melhorias em seus processos, disponibilizadas nas novas versões.

Propriedades, plantas e equipamentos

O principal ativo da Companhia é o seu Parque Gerador, que em 31 de março de 2008 era composto por 13 usinas, sendo 7 UTE e 6 UHE, instaladas nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás (para fins deste Prospecto, conforme mencionado acima, não são consideradas as UHE São Salvador e Ponte de Pedra e a UTE Seival). Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, de forma direta ou indireta, por meio de suas Controladas, e 2 são operadas pela Companhia por meio de consórcios com outras empresas. Em 31 de março de 2008, o valor contábil consolidado, líquido de depreciação, do Parque Gerador era de R$ 4.603 milhões. Para maiores informações, vide "Parque Gerador" nesta seção "Atividades da Companhia".

Alguns dos imóveis e instalações essenciais utilizados pela Companhia para cumprir com suas obrigações nos termos do Contrato de Concessão não podem ser transferidos, cedidos, onerados ou vendidos a quaisquer de seus credores ou por eles penhorados sem a prévia aprovação da ANEEL. Ainda de acordo com a lei, os bens utilizados para a prestação de serviços de geração de energia elétrica são considerados reversíveis, ou seja, ao término da concessão (por qualquer motivo) os mesmos retornam ao Poder Concedente.

Além dos estabelecimentos e ativos indicados acima, vinculados às atividades da Companhia, destaca-se a sede da Companhia localizada na Cidade de Florianópolis, no Estado de Santa Catarina. Para obter informações a respeito das questões ambientais relacionadas aos ativos supramencionados, vide "Aspectos Ambientais" nesta seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Aspectos ambientais

A Companhia possui políticas e planos de gestão para o gerenciamento ambiental de suas UHE e UTE e patrocina pesquisas para minimizar os impactos das suas atividades, controlar a emissão e deposição de resíduos, preservar os recursos naturais, recuperar áreas ou ecossistemas degradados e proporcionar benefícios às populações que vivem nas áreas de influência das suas usinas. A educação ambiental é uma aliada permanente dos projetos da Companhia, que também participa dos comitês de bacias hidrográficas formados nas suas áreas de atuação.

Nas suas UTE, a Companhia adota um grande conjunto de atividades de monitoramento da qualidade do ar e das águas, bem como procedimentos técnicos de controle de emissões, como o sistema de retenção de partículas suspensas, por meio de precipitadores eletrostáticos, controle de enxofre no combustível para evitar a formação de dióxido de enxofre, o reaproveitamento de resíduos (100,0% das cinzas leves resultantes da combustão do carvão nas UTE da Companhia é utilizado na produção de cimento) e o depósito de cinzas pesadas em aterros, em áreas de mineração, ou de depósitos de rejeitos do beneficiamento de carvão para auxiliar na recuperação ambiental dessas áreas.

No caso da produção de energia hidrelétrica, a Companhia possui vários programas ambientais, os quais incluem, dentre outras iniciativas, o monitoramento da qualidade das águas superficiais e sub-superficiais, ictiofauna (monitoramento e pesquisa), controle de macrófitas, taludes marginais, climatologia, recuperação e formação da faixa ciliar e a vigilância ambiental e patrimonial do entorno dos reservatórios artificiais.

Adesão à padrões internacionais relativos à proteção ambiental

A Companhia não é signatária de nenhum acordo, tratado ou compromisso de condutas que estabelece padrões internacionais relativos à proteção ambiental. No entanto, a Companhia adota determinações do Grupo Suez com relação à referidas condutas.

Licenciamento ambiental

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía todas as licenças ambientais exigidas pelos órgãos regulamentares estaduais e federais competentes para licenciar as atividades desempenhadas no âmbito do seu Parque Gerador, sejam aquelas relacionadas à geração hidrelétrica quanto à geração termelétrica.

O quadro abaixo traz informações relativas ao licenciamento ambiental do Parque Gerador da Companhia em 31 de março de 2008:

Empreendimento	Status do Empreendimento	Status do Licenciamento Ambiental e Autorizações Concedidas
UTE Jorge Lacerda A	Em operação	▪ LAO FATMA n.º 01/2008 – renovada em 07 de janeiro de 2008, com validade de 48 meses (i.e., até 07 de janeiro de 2012).
UTE Jorge Lacerda B	Em operação	▪ LAO FATMA n.º 02/2008 – renovada em 07 de janeiro de 2008, com validade de 48 meses (i.e., até 07 de janeiro de 2012).
UTE Jorge Lacerda C	Em operação	▪ LAO FATMA n.º 03/2008 – renovada em 07 de janeiro de 2008, com validade de 48 meses (i.e., até 07 de janeiro de 2012).
Terminal de Carvão Mineral Energético (área da ex-CAEEB)	Em operação	▪ LAO FATMA n.º 0328/2007 – de 02 de julho de 2007, com validade de 48 meses (i.e., até 02 de julho de 2011).
UTE Alegrete	Em operação	▪ LO FEPAM n.º 3696/2005-DL – de 28 de julho de 2005, com validade até 14 de dezembro de 2008.
UTE Charqueadas	Em operação	▪ LO FEPAM n.º 7334/2003-DL, de 24 de novembro de 2003, com validade até 23 de agosto de 2005 – renovação requerida em abril de 2005 (CE UTE Charqueadas 004/2005, de 19 de abril de 2005). ▪ Incluída na LI FEPAM n.º 058/2004-DL, de 19 de janeiro de 2004, referente à UTE Jacuí. ▪ Portaria DRH n.º 178/2007 emitida pelo Departamento de Recursos Hídricos da Secretaria do Meio Ambiente do Rio Grande do Sul em 05 de fevereiro de 2007 – autoriza a captação de água superficial no Rio Jacuí para a UTE Charqueadas.
UTE Willian Arjona	Em operação	▪ LO IMASUL n.º 017/2008, de 07 de abril de 2008, com validade de 5 anos (até 07 de abril de 2013).
Unidade de Co-geração Lages	Em operação	▪ LAO FATMA n.º CODAM-PS/014/2006, de 13 de janeiro de 2006, com validade de 36 meses (até 13 de janeiro de 2009) para a Unidade de Co-geração Lages. ▪ LAO FATMA n.º CODAM-PS/026/2006, de 13 de janeiro de 2006, com validade de 36 meses (até 13 de janeiro de 2009) para a caldeira de reserva (*backup*).

		▪ LAP FATMA n.º 091/2006/CPS, de 21 de dezembro de 2006, com validade de 12 meses (até 21 de dezembro de 2007) e com dispensa de LAI, para poço tubular profundo para captação de água para a Unidade de Co-geração Lages. A LAO foi requerida em 25 de janeiro de 2008. ▪ LAO FATMA n.º 1057/CODAM/LGS/2007, de 04 de dezembro de 2007, com validade de 48 meses (até 04 de dezembro de 2011), para a unidade de secagem de madeiras a vapor. ▪ LAO FATMA n.º 1058/CODAM/LGS/2007, de 29 de novembro de 2007, com validade de 48 meses (até 29 de novembro de 2011), para captação, adução e tratamento de água para abastecimento industrial. ▪ Ofício FATMA – Protocolo n.º 288/2008, de 09 de abril de 2008 – autoriza, sob condições, a utilização das cinzas da combustão de biomassa da Unidade de Co-geração Lages na agricultura e silvicultura.
UHE Salto Osório	Em operação	▪ LO IAP n.º 08315, de 21 de dezembro de 2001, com validade até 21 de dezembro de 2003 – renovação requerida em outubro de 2003 (CE DP 0063/2003, de 22 de outubro de 2003). ▪ Consulta Pública referente ao plano de uso e ocupação das águas e entorno do reservatório. ▪ LP IAP n.º 12388, de 18 de outubro de 2006, com validade até 18 de outubro de 2007, para a Estação de Tratamento de Esgoto Sanitário da Vila Residencial da UHE Salto Osório – requerida a LI em novembro de 2006 (CE UHE Salto Osório-0015/2006, de 28 de novembro de 2006).
UHE Passo Fundo	Em operação	▪ LO FEPAM n.º 5853/2003-DL, de 31 de outubro de 2003, com validade até 17 de agosto de 2007 – renovação requerida em abril de 2007 (CE DP-0009/2007, de 10 de abril de 2007).
UHE Itá	Em operação	▪ Renovação LO IBAMA n.º 68/99, de 01 de setembro de 2004, com validade de 4 anos (até 31 de agosto de 2008).
UHE Salto Santiago	Em operação	▪ LO IAP n.º 04952, de 21 de dezembro de 2001, com validade até 21 de dezembro de 2003 – renovação requerida em outubro de 2003 (CE DP 0063/2003, de 22 de outubro de 2003). ▪ Realizada consulta pública referente ao plano de uso e ocupação das águas e entorno do reservatório em 28 de abril de 2005.
UHE Machadinho	Em operação	▪ LO IAP n.º 04952, de 21 de dezembro de 2001, com validade até 21 de dezembro de 2001 – renovação requerida em outubro de 2003 (CE DP 0063/2003, de 22 de outubro de 2003).

LT 500 kV (UHE Machadinho)	Em operação	▪ LAO FATMA n.º 1027/2005, de 20 de dezembro de 2005, com validade de 96 meses (até 20 de dezembro de 2013), para a LT 500 kV, que liga a UHE Machadinho à LT 500 kV Itá-Campos.
UHE Cana Brava	Em operação	▪ LF GUS n.º 212/2005, de 4 de fevereiro de 2005, da Agência Ambiental de Goiás, válida de 09 de janeiro de 2004 até 09 de janeiro de 2008 – renovação requerida em setembro de 2007 (CE AMA – 0010/2007, de 05 de setembro de 2007).
LT 230 kV (UHE Cana Brava)	Em operação	▪ LF GUS n.º 239/2005, de 17 de maio de 2005, da Agência Ambiental de Goiás, válida de 05 de fevereiro de 2005 até 05 de fevereiro de 2009, para a LT 230 kV, que liga a UHE Cana Brava à UHE Serra da Mesa.
UHE São Salvador	Em construção	▪ LI IBAMA n.º 319/2005, de 01 de julho de 2005, com validade de 4 anos (até 01 de julho de 2009) – renovação da Autorização de Supressão de Vegetação IBAMA n.º 106/2006, de 14 de fevereiro de 2008, com validade de 365 dias (até 14 de fevereiro de 2009), relativo à continuidade das atividades de supressão (estrada de acesso e instalação do canteiro de obras). ▪ A renovação das licenças IBAMA CGFAU/LIC n.º 171/2006, para o resgate de fauna durante a supressão vegetal no canteiro de obras, e n.º 098/2006, que autoriza o inventariamento e monitoramento da fauna na fase de pré-enchimento, foi requerida pela NATURAE, em 14 dezembro de 2006. ▪ Retificação da 1ª renovação da Autorização de Supressão de Vegetação IBAMA n.º 91/2006, de 23 de agosto de 2007, com validade de 262 dias (até 11 de maio de 2008), para área de 527,28 ha, que faz parte do canteiro de obras. ▪ Retificação da Autorização de Supressão da Vegetação IBAMA n.º 152/2007, de 23 de agosto de 2007, com validade de 219 dias (até 29 de março de 2008) para área de 93,74 ha de áreas complementares, de propriedade BASA D-0007 necessárias à implantação do canteiro de obras. ▪ Autorização para Supressão de Vegetação IBAMA n.º 199/2007, de 22 de novembro de 2007, com validade de 365 dias (até 22 de novembro de 2008) para a recomposição da infra-estrutura viária (total de 62,71 ha). ▪ Autorização de Supressão de Vegetação IBAMA n.º 201/2007, de 22 de novembro de 2007, com validade de 365 dias (até 22 de novembro de 2008) para formação do reservatório (total de 2.375 ha).

LT 230 kV (UHE São Salvador)	Em implantação	▪ 1ª renovação da LI IBAMA n.º 320/2005, de 23 de agosto de 2007, com validade de 2 anos (até 23 de agosto de 2009) para a LT 230 kV, que liga a SE Cana Brava a SE São Salvador. ▪ Autorização da Supressão de Vegetação IBAMA n.º 205/2007, de 18 de dezembro de 2007, com validade de 365 dias (até 18 de dezembro de 2008), para instalação da LT (extensão de75 km; área de 15,52 ha).
UTE Seival	Em análise	▪ Renovação da Licença Prévia IBAMA n.º 114/2001, de 12 de abril de 2006, com validade de 1 ano (até 12 de abril de 2007). ▪ Licença de Instalação requerida ao IBAMA em fevereiro de 2007 (PR-RIO-015/2007, de 14 de fevereiro de 2007).
LT 230 kV (UTE Seival)	Em análise	▪ Licença Prévia para a LT 230 kV Candiota-Uruguai, que interliga os municípios de Candiota e Pedras Altas, ambos no Rio Grande do Sul, foi requerida ao IBAMA em 21 de dezembro de 2007 (CE DDN-0043/2007).
UHE Ponte de Pedra(*)	Em operação	▪ LO Primeira Etapa n.º 380/2004 (cota 390,50), emitida pelo IBAMA-DF em 31 de março de 2004. ▪ LO Segunda Etapa n.º 395/2004 (cota 396,00), emitida pelo IBAMA-DF em 21 de junho de 2004. ▪ Retificação da Licença de Operação n.º 395/2004, emitida pelo IBAMA-DF em 10 de outubro de 2004. Solicitação da Renovação da LO feita em 26 de fevereiro de 2008, por meio de requerimento ao IBAMA-DF.

(*) A UHE Ponte de Pedra não integra o Parque Gerador da Companhia para os fins deste Prospecto, todavia, a informação incluída na tabela acima tem como objetivo demonstrar a regularidade ambiental de referida UHE recentemente adquirida.

Nos termos do parágrafo quarto do artigo 18 da Resolução CONAMA n.º 237/97, a renovação da Licença de Operação de uma atividade potencialmente poluidora deve ser requerida com antecedência mínima de, em regra, 120 dias da expiração do seu prazo de validade, ficando este automaticamente prorrogado até a manifestação definitiva do órgão ambiental competente (se o pedido de renovação for efetuado tempestivamente). Em alguns Estados, conforme a regulamentação legal aplicável, referido prazo pode ser mais curto.

Nesse contexto, todas as renovações das licenças ambientais vencidas constantes da tabela acima foram requeridas no prazo legal, conforme indicados, sendo que os pedidos de renovação encontravam-se em análise pelos respectivos órgãos ambientais competentes em 31 de março de 2008. Assim, as licenças permanecem automaticamente prorrogadas até a manifestação definitiva dos órgãos ambientais competentes sobre os respectivos pedidos de renovação.

Além disso, ressalta-se que todas as condicionantes estabelecidas para as licenças ambientais da Companhia vêm sendo cumpridas. Contudo, a Companhia entende que algumas dessas condicionantes não são aplicáveis e, neste sentido, interpôs os recursos cabíveis aos órgãos de controle ambiental e, em 31 de março de 2008, aguardava a análise dos mesmos. Caso tais condicionantes sejam mantidas, acarretarão uma despesa adicional de R$ 3 milhões para a Companhia.

Política de meio ambiente

As ações e atividades da Companhia são pautadas por uma política de meio ambiente adotada a partir de janeiro de 2001, cujas principais diretrizes seguem descritas abaixo:

Comprometimento. Para a Companhia, o respeito ao meio ambiente é componente fundamental de sua identidade e de seus valores.

Compreensão. A Companhia elabora estudos dos impactos de suas atividades ao meio ambiente com a finalidade de garantir eficiência na geração energética, preservação dos recursos naturais e controle dos riscos ambientais, atuando, primordialmente, de forma preventiva.

Capacitação Técnica. A Companhia desenvolve programas de P&D objetivando a melhoria contínua dos seus processos, cumprindo as exigências de seus clientes, da sociedade e da evolução da legislação ambiental.

Compartilhar. A Companhia acredita na importância de divulgar seus objetivos e resultados ambientais a colaboradores, clientes, acionistas, associados e órgãos de meio ambiente, mantendo um diálogo aberto com a opinião pública.

Acidentes ambientais

Não foram registrados acidentes ambientais na Companhia nos últimos 7 anos.

Relacionamento com a comunidade e com o meio ambiente

Os contratos de concessão das usinas que a Companhia opera são de até 35 anos e, portanto, a Companhia considera vital manter investimentos de longo prazo também no relacionamento com as comunidades locais e na preservação do meio ambiente em que está inserida.

Produção de energia sustentável

As diretrizes que norteiam os planos de gestão ambiental da Companhia e a fazem atuar sob os princípios do desenvolvimento sustentável estão em seu "Código do Meio Ambiente", disponível no site www.tractebelenergia.com.br, que prevê o cumprimento das exigências dos órgãos ambientais, bem como a interação com as comunidades que vivem sob a influência das usinas, cooperando com a melhoria da sua qualidade de vida. Tais diretrizes estão alinhadas às do Grupo Suez, que estabelece rigorosas metas ambientais.

Todas as usinas estão regularizadas junto aos órgãos licenciadores ambientais e suas atividades são desenvolvidas de forma a buscar a melhoria contínua de todos os seus processos. Para maiores informações a respeito das licenças ambientais, vide "Licenciamento Ambiental" nesta seção "Atividades da Companhia".

Programas ambientais nas usinas

UHE

Nas UHE, a Companhia concentra suas preocupações no uso e preservação dos reservatórios. A qualidade da água do reservatório e a preservação da área em volta do lago são asseguradas por meio de constantes avaliações, com o monitoramento ambiental e patrimonial feitos por profissionais devidamente treinados e por meio de convênio com órgãos de fiscalização, como a Polícia Ambiental.

Em 31 de março de 2008, todas as UHE do Parque Gerador da Companhia possuíam programas ambientais relacionados à qualidade das águas/limnologia, ictiofauna, climatologia, vigilância ambiental e patrimonial, planos de uso das águas, ilhas e entorno dos reservatórios, dentre outros, além de projetos de P&D. Observa-se que tal disposição não se aplica às UHE São Salvador e UTE Seival, já que na data deste Prospecto estas ainda não estavam em operação.

Tais programas ambientais são desenvolvidos em conjunto com entidades das regiões onde se localizam as respectivas UHE, como a Universidade Federal de Santa Catarina, que atua nos programa relacionados aos reservatórios do Rio Uruguai, e a Universidade do Oeste do Paraná, que atua nos programas relativos às UHE do Rio Iguaçu.

A Companhia mantém, ainda, hortos florestais destinados à produção de mudas de espécies nativas para reflorestamento e recuperação das áreas degradadas e, nos últimos 4 anos, já promoveu o plantio e distribuição de mais de 490 mil mudas de espécies nativas, nas regiões de influência das UHE.

UTE

Em relação à produção termelétrica, a Companhia concentra suas atenções na qualidade do ar e das águas, e no uso das cinzas que resultam da queima do carvão, adotando mais dez itens de monitoramento constante.

Todas as UTE da Companhia possuem equipamentos de retenção de partículas em suas chaminés e utilizam combustíveis (carvão e óleo) com menor teor de enxofre, reduzindo as emissões de dióxido de enxofre na atmosfera. Como exemplo, pode-se citar a eficiência dos precipitadores eletrostáticos do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da UTE Charqueadas, que permitem o controle de quase 100,0% da poluição. Quanto aos resíduos sólidos, 100,0% das cinzas leves são comercializadas com a indústria cimenteira e as pesadas encaminhadas às minas de carvão.

Para evitar a poluição das águas, as UTE da Companhia possuem (i) sistema de tratamento de efluentes líquidos que operam em regime fechado, prevenindo o lançamento de efluentes nos rios da região onde estão situadas e (ii) áreas de estocagem de combustível com bacias de retenção para o caso de qualquer acidente com vazamentos.

A Companhia realiza monitoramento ambiental contínuo, verificando a qualidade da água e do ar. Os resultados deste monitoramento são encaminhados aos órgãos ambientais responsáveis pelo licenciamento e fiscalização das UTE e outros órgãos e entidades locais (prefeituras, câmaras de vereadores e outros).

Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages

A Unidade de Co-geração Lages, localizada na cidade de Lages, Estado de Santa Catarina, Brasil, possui economia baseada na indústria madeireira, que utiliza madeira proveniente de florestas plantadas. Para maiores informações sobre a Unidade de Co-geração Lages, vide "Unidade de Co-geração Lages" nesta seção "Atividades da Companhia".

O projeto tem como objetivo evitar as emissões de metano provenientes da decomposição anaeróbica de pilhas de resíduos de madeira (decomposição da Biomassa) por meio da combustão controlada pelo processo de co-geração, o qual gera simultaneamente eletricidade e energia térmica (vapor) a partir dos resíduos de madeira produzidos em diversas indústrias madeireiras, que de outra forma seriam dispostos de maneira inadequada no ambiente.

Em 23 de abril de 2006, o Projeto Lages foi oficialmente registrado junto ao Comitê Executivo da Convenção Quadro das Nações Unidas para a Mudança Global do Clima como sendo uma atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo - MDL, conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto, e possibilita, portanto, a geração de créditos de carbono para comercialização e negociação pela Lages Bioenergética.

O projeto previa a geração de 220.439 Reduções Certificadas de Emissões - RCE por ano no período de 10 anos, compreendido entre 1 de novembro de 2004 e 31 de outubro de 2014. Em 20 de setembro de 2006, ocorreu a primeira emissão de créditos de carbono no total de 277.768 RCE geradas no período de 1 de novembro de 2004 a 31 de maio de 2006 e, em 9 de outubro de 2007, ocorreu a segunda emissão de créditos de carbono no total de 274.958 RCE geradas no período de 1 de junho de 2006 a 31 de maio de 2007. Na data deste Prospecto, haviam sido comercializados os seguintes montantes de RCE: (i) 190.000 RCE já emitidas, em 28 de dezembro de 2006, para a empresa japonesa The Chugoku Electric Power; (ii) 750.000 RCE (representando cerca de 40,0% do total de RCE a serem emitidas futuramente), em 18 de janeiro de 2007, as quais ainda serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014 para o Prototype Carbon Fund, fundo para a compra de RCE administrado pelo Banco Mundial; e (iii) 263.672 RCEs já emitidas, em 2 de abril de 2008, para a empresa Bunge Emissions Fund Limited.

Iniciativas de preservação ambiental

A Companhia desenvolve uma série de programas de monitoramento ambiental e ações para mitigar ou compensar os impactos decorrentes do uso dos reservatórios das UHE, em cumprimento à legislação ambiental. A Companhia procura, igualmente, ir além e agir de forma pró ativa na sustentabilidade da geração de energia de fonte limpa e renovável.

Pesquisa da ictiofauna e manejo pesqueiro

O monitoramento e pesquisa da ictiofauna (peixes) e da qualidade da água dos reservatórios é realizado constantemente e normalmente em parceria com empresas e entidades de pesquisa das regiões de atuação da Companhia (i.e., locais em que opera UHE, como no Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Goiás).

A título exemplificativo, desde 1999, por meio de convênio celebrado com o IBAMA de Santa Catarina, a Companhia promove a reprodução de alevinos de espécies nativas para o repovoamento dos reservatórios das UHE. Além disso, a Companhia mantém outro convênio com o IBAMA para o repovoamento da bacia do Rio Uruguai (média de 1 milhão de alevinos por ano).

Embora o monitoramento da ictiofauna seja exigência do órgão regulador, o repovoamento dos rios é exemplo de ação voluntária da Companhia em consonância com sua filosofia de respeito ao meio ambiente.

Gerenciamento de bacias hidrográficas

A Companhia participa voluntariamente dos comitês hidrográficos da sua área de concessão: Baixo Jacuí (Charqueadas – RS); Rio Ibicuí (Alegrete – RS); Rio Passo Fundo (Passo Fundo – RS); rios Apuaê e Inhandava (Machadinho – RS); Rio do Peixe (SC) e Rio Jacutinga (Itá – RS); Rio Tubarão e Complexo Lagunar (Jorge Lacerda – SC).

Além disso, a Companhia é suplente do Conselho Estadual de Recursos Hídricos do Paraná. As discussões nesses comitês são importantes por tratarem de temas como o uso racional dos recursos hídricos e a importância do saneamento básico, dentre outros.

Manejo da flora

Os impactos sobre a vegetação são compensados com a produção de mudas e o reflorestamento das bordas dos reservatórios. As ações contribuem para a manutenção da biodiversidade e controlam os processos erosivos e de assoreamento, além de proteger e reduzir a contaminação dos recursos hídricos.

As UHE Passo Fundo, Salto Osório, Itá e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda possuem hortos florestais onde são produzidas mudas da vegetação, as quais são utilizadas para recompor as bordas dos reservatórios, proteção de mananciais e instalações dos empreendimentos e, também, para doação voluntária. Para o desenvolvimento dessas atividades, a capacidade produtiva desses hortos é complementada com a produção de viveiros parceiros.

A doação voluntária de mudas de árvores frutíferas e ornamentais é geralmente feita para órgãos públicos e Organizações Não-Governamentais (ONG) das áreas das usinas. Considerando-se os últimos quatro anos, até 31 de março de 2008, a Companhia havia plantado e doado 490 mil mudas.

Manejo de parque

A Companhia iniciou, em conjunto com a FATMA de Santa Catarina, a implementação do projeto de infra-estrutura relacionado ao plano de manejo para o Parque Fritz Plaumann. Referido parque, que é uma compensação ambiental situada em Santa Catarina pela construção da UHE Itá, possui 741 hectares e está localizado no município de Concórdia e sua cobertura vegetal está ameaçada por causa da ação indiscriminada das atividades agrícola, pecuária e madeireira.

Fiscalização e administração do entorno

O plano de uso e ocupação das águas e entorno dos reservatórios estabelece diretrizes e normas de atuação nas faixas de terras periféricas, as quais em sua maioria são áreas de preservação permanentes. O objetivo é regularizar o uso e a ocupação da água e do entorno dos reservatórios, combatendo o uso ilegal e impróprio.

Para garantir o cumprimento dos instrumentos normativos, todo reservatório conta com uma equipe de vigilância ambiental e sócio-patrimonial. No mínimo uma vez ao mês, essa equipe percorre toda a área para detectar se há algum problema ambiental ou invasão territorial. Os casos que envolvem questões patrimoniais são encaminhados à área jurídica da Companhia, após notificação extrajudicial ao invasor. No caso de ocorrências ambientais, o problema é encaminhado à Polícia Ambiental da região.

Controle da poluição

A Companhia busca cada vez mais encontrar maneiras de impactar da menor forma possível o meio ambiente. Todas as UTE possuem equipamentos de retenção de partículas e adquirem combustíveis (carvão e óleo) com menores teores de enxofre, com a finalidade de reduzir as emissões de dióxido de enxofre na atmosfera.

Nas UTE, também é feito o monitoramento de emissões atmosféricas e qualidade do ar (SO_2 - dióxido de enxofre, NOx – óxidos de nitrogênio, MP – material particulado) e relatórios periódicos são divulgados para as agências ambientais, prefeituras, câmaras de vereadores e promotorias públicas das cidades onde se localizam as plantas. A medida faz parte da política de transparência da Companhia.
É importante ressaltar a eficiência dos precipitadores eletrostáticos das UTE movidas a carvão mineral, que permitem o abatimento de no mínimo 98,0% da poluição emitida. Para evitar a poluição das águas, as UTE possuem sistemas de efluentes líquidos que operam em regime fechado, prevenindo o lançamento de efluentes nos rios da região. O monitoramento ambiental também verifica a qualidade da água dos rios do entorno.

Disposição de resíduos

A produção de cinzas como principal resíduo sólido das UTE a carvão mineral requisitou o aprimoramento da destinação sustentada desse material. São dois os tipos de cinza produzidos: leve e pesado. Ao ser colocado na fornalha, o carvão entra em combustão espontânea, gerando, nesse processo, 43,0% de cinzas. O tipo leve é arrastado e o tipo pesado permanece no fundo da caldeira.

A cinza leve é pozolânica e é vendida à indústria cimenteira como insumo do cimento pozolânico, substituindo o calcário na sua composição. Já as cinzas pesadas, como as geradas no Complexo Jorge Lacerda, são usadas na recuperação de depósitos de rejeitos de carvão ou na recuperação de solo, que receberá mudas de reflorestamento. Por ter pH alto, esse tipo de cinza atua como neutralizador da acidez do solo. Cumpre notar que as cinzas pesadas têm sido empregadas em áreas degradadas de propriedades de terceiros de Capivari de Baixo, no Estado de Santa Catarina. Além disso, parte das cinzas de fundo de caldeira da UTE Charqueadas voltam à cava da mina de onde foi tirado o carvão mineral e parte são utilizadas na recuperação de área degradada.

A Companhia doou 380 mil m³ de cinzas pesadas para a duplicação da BR 101, no trecho próximo ao Complexo Jorge Lacerda. Elas serão usadas como base para a pavimentação asfáltica da rodovia. Os esforços da companhia em encontrar alternativas sustentáveis para a destinação das cinzas pesadas foram reconhecidos pela comunidade.

Reciclagem e processamento de resíduos

Todas as usinas da Companhia fazem triagem dos resíduos produzidos e encaminhamento dos mesmos para reciclagem. Observa-se que esse procedimento não é aplicável às UHE São Salvador e UTE Seival, já que na data deste Prospecto ainda não estavam em operação.

Os resíduos perigosos, que são combustíveis (borras de tanque, tintas, etc.), são encaminhados para o co-processamento e são geralmente empregados como combustíveis no processamento da indústria de cimento. Já o óleo usado vai para o re-refino. Através do processo industrial, o óleo usado é transformado em óleo básico, principal matéria-prima da fabricação do lubrificante acabado.

Educação ambiental

A Companhia procura estimular a educação ambiental abrindo suas usinas à visitação de estudantes e demais interessados. As visitas possuem caráter informativo (no tocante aos processos produtivos de energia e a importância do uso racional dos recursos naturais), além de servirem como canal de divulgação das ações ambientais da Companhia.

No período de 31 de março de 2007 a 31 de março de 2008, a UHE Itá, por exemplo, já havia atendido a aproximadamente 28 mil visitantes, e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em torno de 9 mil pessoas. Já a UHE Machadinho recebeu aproximadamente 6.000 pessoas, entre visitantes a partir dos roteiros turísticos fomentado pelos hotéis da região e pelo Centro de Informações Turísticas da Prefeitura Municipal de Piratuba, em Santa Catarina, e estudantes.

Investimento nos públicos estratégicos

O projeto que leva oportunidade econômica e reorganização social à Vila Vermelho, na área da UHE Cana Brava, em Goiás, retrata a responsabilidade corporativa da Companhia.

Prêmios

A Companhia mantém uma série de programas de proteção, monitoramento e desenvolvimento sustentável das áreas relativas aos seus empreendimentos. Em razão do bom resultado da aplicação dos programas de proteção ambiental desenvolvidos pela Companhia, nos anos de 2002 e 2004, a Companhia recebeu os prêmios Expressão de Ecologia na categoria "Conservação de Recursos Naturais" com o caso "Monitoramento e Conservação do Lago da UHE Passo Fundo" e no Programa de Ictiofauna desenvolvido no alto Rio Uruguai**.**

Também nos anos de 2002 e 2004, a Companhia recebeu prêmios Fritz Müller, pela recuperação ambiental das áreas degradadas e diminuição dos pátios no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, que propiciaram a recuperação de 107 hectares de áreas de antigos depósitos de carvão e pelo Projeto da Unidade de Co-geração Lages.

No ano de 2006, a Companhia recebeu o prêmio meio ambiente da Câmara de Comércio Brasil Estados Unidos da América, com o Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL da Unidade de Co-geração Lages.

Em 2007, a Companhia recebeu o prêmio "Top Of Quality Ambiental" da Ordem dos Parlamentares do Brasil pela geração de energia com certificação NBR ISO 14001:2004. No mesmo ano, a Companhia recebeu o Troféu Transparência, concedido pela ANEFAC em pareceria com o SERASA e a FIPECAFI às empresas que divulgam o balanço patrimonial e demais relatórios contábeis de forma mais clara e precisa.

Em 29 de junho de 2007, foi concedido à UTE Jorge Lacerda o prêmio "Prêmio Brasil Ambiental" da Câmara de Comércio Brasil-Estados Unidos, em reconhecimento ao trabalho desenvolvido na recuperação de áreas degradadas no município de Capivari de Baixo, Estado de Santa Catarina, por meio da utilização de cinzas do carvão mineral.

Em 22 de janeiro de 2008, o Consórcio Machadinho recebeu o "2° Prêmio Brasil de Meio Ambiente" da AmCham Rio de Janeiro, na categoria Fauna e Flora, com o projeto "Sistema Agroflorestal Cambona 4", que incentiva a produção de erva-mate na região onde está localizada a UHE Machadinho. Essa iniciativa gerou emprego e renda, preservou espécies nativas, incentivou a agricultura familiar e o desenvolvimento econômico da região. Atualmente, a erva-mate é plantada com outras espécies de árvores nativas com a finalidade de resgatar a vegetação natural das florestas da região em que a UHE Machadinho está instalada.

Prêmios recebidos pela Companhia:

- Cidade de Itá - Prêmio Cubo de Plata - Bienal de Arquitetura - Buenos Aires - 1989;
- Prefeitura Municipal de Tubarão - Cidade Azul Ecologia – 1997;
- Resgate patrimônio histórico e cultura - Prêmio Rodrigo de Mello Franco – IPHAN - 1998;
- Gestão ambiental na UHE Itá - Prêmio Revista Expressão - 2001;
- Prêmio Revista Expressão, pela gestão ambiental na UHE Itá - 2001
- Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – recuperação de áreas degradadas - Troféu Fritz Muller - FATMA – 2002;

- Conservação de recursos naturais – UHE Passo Fundo - Prêmio Expressão Ecologia – 2002;
- Prêmio Fritz Müller- FATMA, pela atividade no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em prol da recuperação ambiental de áreas degradadas – 2002;
- Prêmio Expressão Ecologia, pela conservação de recursos naturais - UHE Passo Fundo – 2002;
- Prêmio Expressão de Ecologia - 2002 e 2004;
- SNPTEE 2003 – trabalhos relacionados ao meio ambiente – 1º Lugar (plano de gestão ambiental e sócio-patrimonial em UHE) e 3º Lugar (monitoramento de ictiofauna - Rio Uruguai) - 2003;
- SNPTEE 2003 - trabalhos relacionados ao meio ambiente - 1º Lugar (plano de gestão ambiental e sócio-patrimonial em UHE) e 3º Lugar (monitoramento de ictiofauna - Rio Uruguai) – 2003
- Prêmio Fritz Müller, pela diminuição dos pátios no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e pelo Projeto Unidade Co-geração Lages – 2004;
- 1º lugar no seminário de Manutenção da Associação Brasileira de Manutenção em 2004;
- Certificações NBR ISO 9001:2000 e NBR ISO 14001:2004;
- 9ª edição do Prêmio Fritz Muller - Parque Fritz Plaumann – 2005;
- Prêmio "Empresa Cidadã", da Associação dos Dirigentes de Vendas e *Marketing* do Brasil – ADVB - 2005;
- Prêmio Fritz Muller, promovido pela FATMA, de Santa Catarina, para o Parque Fritz Plaumann e para a Unidade de Co-geração Lages – 2005;
- 4º lugar entre as 100 maiores empresas de Santa Catarina, segundo a revista Amanhã – 2005;
- 10º lugar entre as 50 maiores por região e 19º lugar em lucros por atividade, segundo a revista Valor 1000 – 2005;
- 13º lugar entre as 100 empresas da região sul, segundo a revista Exame, Melhores e Maiores – 2005;
- Prêmio Fritz Muller - 2005;
- Prêmio concedido pela FATMA às empresas que se destacam no controle da poluição gerada nos processos de produção industrial – 2005;
- Troféu Ouro, de Fornecedor Destaque, concedido pela Petroquímica União - PQU no 3º Encontro PQU + Você Fornecedor – 2005;
- Agência Estado e Economática - a Companhia foi destaque entre as companhias abertas por sua transparência e visibilidade das informações financeiras – 2005;
- Revista Exame - segundo maior Crescimento em Vendas – 2005;
- Revista Amanhã - o *ranking* das 500 maiores do Sul concedeu à Companhia 2 prêmios: maior patrimônio líquido e maior lucro líquido – 2005;
- Prêmio ADVB/SC Empresa Cidadã – 2005;
- Revista Expressão as 300 maiores empresas do sul – 2005;
- Menção Honrosa no Prêmio Mercosul de C&T – UNESCO – 2005;
- Myron Zucker Student Design Contest - IEEE IAS, USA – 2006;
- Prêmio Investor Relations Brasil Awards 2006, na categoria "Maior Evolução em Relações com Investidores" – 2006;
- Prêmio Brasil Ambiental 2006 da Câmara de Comércio (Amcham Rio de Janeiro), na categoria especial Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, pelo trabalho realizado na Unidade de Co-Geração Lages – 2006;
- Top of Quality Ambiental, da Ordem dos Parlamentares do Brasil, pela geração de energia com certificação NBR ISO 14001:2004 – 2007;
- Troféu Transparência 2007 - promovido pela ANEFAC em parceria com o SERASA e a FIPECAFI – 2007;
- Prêmio da Câmara de Comércio Brasil-Estados Unidos – Prêmio Brasil Ambiental – 2007;
- 2º Prêmio Brasil de meio ambiente - UHE Machadinho - Projeto Sistema Agroflorestal Cambona 4 - 2007; e
- *Market Friendly Company* – prêmio da revista Institutional Investor - concedido ao Diretor Presidente e ao Diretor Financeiro e de Relações com Investidores – 2007.

Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE

As ações da Companhia foram selecionadas pela terceira vez consecutiva para compor o Índice de Sustentabilidade Empresarial – ISE, da BOVESPA, entre 1º de dezembro de 2007 e 30 de novembro de 2008. Referido índice avalia as empresas com base em suas ações de governança corporativa, desempenho social e ambiental e busca identificar as empresas socialmente responsáveis, sustentáveis e rentáveis para aplicação de recursos, denominados "investimentos socialmente responsáveis". De acordo com a BOVESPA[4], tais aplicações consideram que empresas sustentáveis geram valor para o acionista no longo prazo, pois estão mais preparadas para enfrentar riscos econômicos, sociais e ambientais.

Certificações

Em dezembro de 2006, a Companhia tornou-se a única entre as grandes empresas do setor elétrico a ter 100,0% de seu Parque Gerador certificado conforme as normas NBR ISO 9001:2000 e 14001:2004. Em 2004, 7 das suas usinas (i.e., Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e as UHE Itá, Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago) já haviam sido certificadas e, em 2006, foi a vez das outras 6 usinas (i.e., as UHE Machadinho e Cana Brava, e as UTE William Arjona, Charqueadas, Alegrete e a Unidade de Co-Geração Lages).

As certificações foram concedidas pela *Bureau Veritas Quality International – BVQI* e resultam de 5 anos de planejamento, preparação e adequação às normas.

A NBR ISO 14001:2004 define os requisitos para estabelecer e operar um sistema de gestão ambiental e, atesta, portanto, a responsabilidade ambiental, e a NBR ISO 9001:2000 certifica que a Companhia tem um modelo de gestão que atende aos requisitos de qualidade exigidos pelos seus clientes e, portanto, atesta a conformidade dos seus processos de operação e manutenção para a geração de energia elétrica.

No final de 2007, todas as usinas da Companhia foram submetidas a uma nova auditoria para a re-certificação ISO e obtiveram êxito, recebendo os Certificados NBR ISO 9001:2000 e ISO 14001:2004 em 16 de janeiro de 2008, com validade até 23 de novembro de 2010.

Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

A Companhia, em conformidade com a Lei Federal n.º 9991/2000, investe anualmente 1,0% da sua receita operacional líquida em P&D. Por meio do "Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento", a Companhia busca, juntamente com instituições de ensino e pesquisa, localizadas nas suas áreas de influência, soluções sustentáveis para as suas atividades ao mesmo tempo em que proporciona o desenvolvimento de pesquisadores, cientistas e conhecimento para o País.

Entre 1999 e 31 de março de 2008, a Companhia aplicou aproximadamente R$ 40 milhões e desenvolveu 113 projetos de pesquisa, com foco principal no meio-ambiente, no desenvolvimento tecnológico dos processos de geração de energia, na eficiência de usinas e fontes renováveis de energia.

Em 2005, foram investidos R$ 2,14 milhões em 18 projetos de pesquisa, outros R$ 2,14 milhões foram depositados no FNDCT, administrado pela FINEP, do Ministério da Ciência e Tecnologia e outro R$ 1 milhão foi para o MME, para custeio da EPE.

Em 2006, foram investidos R$ 5,8 milhões em P&D. Parte desse montante, correspondente a R$ 2,4 milhões, foram investidos em 19 projetos aprovados pela ANEEL, sendo na sua maioria projetos voltados ao meio ambiente. Outros R$ 2,30 milhões foram depositados no FNDCT, e outro R$ 1,14 milhão foi para o MME, para custeio da EPE.

[4] *http://www.bovespa.com.br/Mercado/RendaVariavel/Indices/FormConsultaApresentacaoP.asp?indice=ISE*, em 28 de maio de 2008.

Em 2007, foram selecionados mais 30 projetos para investimento, somando mais de R$ 7 milhões. Estes projetos aguardam a aprovação da ANEEL para iniciarem suas pesquisas. Outros R$ 7,9 milhões e R$ 3,9 milhões já foram depositados para o FNDCT e EPE, respectivamente.

Por força do Contrato de Concessão, até dezembro de 2005, a Companhia havia aplicado o equivalente a 0,25% da sua receita operacional líquida. Desde janeiro de 2006 e até 31 de março de 2008, o investimento aumentou para o equivalente a 1,0% da receita operacional líquida, conforme requer a Lei 9.991/00.

Dentre os projetos, destacam-se:

- Aplicação de cinzas das UTE para a construção de casas populares;
- Descoberta de novas espécies de peixes no reservatório de Passo Fundo;
- Reprodução em cativeiro de espécies de peixes em extinção;
- Desenvolvimento de tecnologia de controle ambiental nas UTE;
- Desenvolvimento de tecnologia inovadora de soldagem;
- Desenvolvimento de tecnologia para aumento da eficiência térmica de UTE; e
- Desenvolvimento de tecnologia para aproveitamento de resíduo da indústria madeireira para a geração de energia elétrica.

Além disso, alguns projetos desenvolvidos na Companhia já renderam à Companhia e às instituições de pesquisa prêmios importantes. Para maiores informações sobre os prêmios recebidos pela Companhia, vide "Iniciativas, Programas Ambientais e Prêmios" nesta seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Seguros

A Companhia tem por política manter seus principais ativos devidamente segurados, de acordo com as práticas adotadas em seu mercado de atuação. Para usinas, equipamentos e demais bens, a Companhia contrata seguro na modalidade "*all risks*", que inclui coberturas como honorários de peritos, erros e omissões, pequenas obras de engenharia e outras, sendo que os valores de cobertura são definidos com base em custos praticados internacionalmente.

Apólices de riscos operacionais e de engenharia

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía apólice de seguro de riscos operacionais, que visa à cobertura de (i) danos materiais, (ii) quebra de máquinas, (iii) lucros cessantes, e (iv) pequenas obras de engenharia, dentre outras, decorrentes dos riscos cobertos especificados nas condições gerais, especiais e particulares da respectiva apólice. Trata-se de apólice "conjunta" com vigência anual, por meio da qual estão segurados: (a) o Consórcio Machadinho; (b) Itasa; e (c) a Lages Bioenergética.

Apólices de responsabilidade civil

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía apólices de responsabilidade civil geral, que visa à cobertura das quantias pelas quais a Companhia vier a ser considerada responsável civilmente, em sentença judicial transitada em julgado ou em acordo autorizado de modo expresso pela seguradora, relativa a reparações por danos involuntários, pessoais e/ou materiais causados a terceiros em decorrência dos riscos cobertos (danos pessoais e materiais). A vigência de referidas apólices é anual e são segurados, além da Companhia, o Consórcio Machadinho, a Itasa e a Lages Bioenergética.

Empregados e política de recursos humanos

Quadro de pessoal

Em 31 de março de 2008, o quadro de empregados da Companhia era composto por 926 empregados, com tempo médio de permanência na Companhia de 15,28 anos e idade média de 40,8 anos. No quadro abaixo, é possível identificar a distribuição dos empregados quanto ao (i) sexo, (ii) Estado da Federação em que trabalha, e (iiii) grau de formação em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	31 de março de				31 de dezembro de					
	2008		2007		2007		2006		2005	
	E*	%	E*	%	E*	%	E*	%	E*	%
Sexo										
Masculino	806	87	791	87	800	87	788	87	775	87
Feminino	120	13	118	13	117	13	117	13	118	13
Estado da Federação										
Santa Catarina	635	69	632	70	626	68	629	70	621	69
Rio Grande do Sul	151	16	152	17	153	17	151	17	149	17
Paraná	96	10	93	10	94	10	93	10	93	11
Goiás	31	3	17	2	4	3	17	1	16	1
Mato Grosso do Sul	9	1	10	1	9	1	10	1	9	1
São Paulo	4	0	5	1	31	0	5	1	5	1
Formação										
Universitária	330	36	324	36	326	36	315	35	321	36
Curso Técnico – 2° Grau	353	38	345	38	347	38	311	34	310	34
Outros Cursos – 2° Grau	214	23	210	23	215	23	201	22	184	21
1° Grau Completo	29	3	30	3	29	3	78	9	78	9

**E = número de empregados*

A tabela que se segue indica o número de empregados da Companhia em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008, bem como sua divisão em funções administrativas e operacionais:

	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2008	2007	2007	2006	2005
Número total de empregados	926	909	917	905	893
Administrativo	310	314	308	311	305
Operacional (usinas)	616	595	609	594	588

Renovação do quadro de pessoal

A Companhia, com o intuito de renovar seu quadro de pessoal, possui programas de estágios, *trainees* e realiza processos seletivos no mercado externo.

Terceirização de mão-de-obra

A Companhia adota política de terceirização de mão-de-obra para as atividades que não são estratégicas, tais como: segurança e vigilância, recepção, limpeza e manutenção predial do escritório central, manutenção dos computadores do escritório central. Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía 2.638 trabalhadores terceirizados, sendo que 1.425 eram de empresas terceirizadas com contrato fixo (superiores a um ano) e 1.213 eram de empresas terceirizadas com contratos temporários (inferiores a um ano).

De acordo com a política adotada pela Companhia, a contratação de terceiros deve observar os seguintes critérios:

(i) manutenção do foco da empresa nas atividades diretamente vinculadas ao seu negócio;
(ii) ganho de produtividade através da especialização; e
(iii) eliminação da ociosidade interna em atividades sujeitas a sazonalidade.

Saúde e segurança

A Companhia tem como política adotar programas de prevenção de riscos de acidentes de trabalho e monitoramento periódico, por meio da encomenda de laudos técnicos externos sobre condições no ambiente de trabalho de seu Parque Gerador. Tais laudos informam a Companhia sobre riscos associados ao trabalho em suas usinas e o tempo de exposição, a intensidade e/ou concentração dos riscos aos quais os empregados estão submetidos, bem como a necessidade do uso de equipamentos de proteção individual ou coletiva.

De acordo com a legislação brasileira, os empregados afastados por acidente do trabalho possuem estabilidade de 12 meses no emprego. Em 31 de março de 2008, a Companhia não possuía empregados afastados por acidente do trabalho.

Até 31 de março de 2008, a Companhia obteve excelentes resultados com suas políticas de prevenção de acidentes de trabalho, tal como aquelas aplicadas no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Unidade de Co-Geração Lages, por exemplo.

A tabela abaixo apresenta dados relativos aos acidentes de trabalho ocorridos no Parque Gerador da Companhia, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de			**Período Encerrado em 31 de março de**	
	2005	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
Número total de empregados	885	903	917	909	926
Número de acidentes de trabalho	1	2	0	0	0
Percentual de empregados acidentados (%)	0,11	0,22	0	0	0

Participação nos resultados

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foram distribuídos aos empregados da Companhia R$ 12,2 milhões como participação nos lucros do ano de 2006. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada colaborador e considerou o resultado de avaliações individuais de desempenho dos empregados.

Participação acionária

Dos 926 empregados da Companhia em 31 de março de 2008, 613 haviam aderido ao SPRING – 2005 - programa de compra facilitada de ações do Grupo Suez. O programa é direcionado exclusivamente aos colaboradores e é oferecido a cada 2 anos, com o propósito de estimular a coesão e o senso de pertencer ao Grupo Suez, ao mesmo tempo em que permite que os empregados se beneficiem diretamente com os resultados da Companhia.

Plano de previdência privada

A Companhia é patrocinadora da Fundação PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, por meio da qual oferece a seus empregados e dirigentes um plano de previdência privada em complementação aos planos de benefícios sob o Regime Geral de Previdência Privada.

Os planos de benefícios são custeados por contribuições dos empregados participantes e da Companhia.

Os planos de benefício administrados pela PREVIG são dos tipos "benefício definido" e "contribuição definida".

O plano de "benefício definido" atende a 6,0% dos empregados da Companhia, com a última aposentadoria prevista para dezembro de 2022. Neste plano, a contribuição da Companhia corresponde a 2 vezes a contribuição do empregado participante.

Em 5 de outubro de 2004, foram encerradas as inscrições para o plano do tipo "benefício definido", quando a Companhia firmou Convênio de Adesão com a PREVIG passando a oferecer, para os empregados não aposentados, somente o plano do tipo contribuição definida, dando início ao processo de migração. A efetiva inscrição de participantes no plano do tipo contribuição definida teve início a partir de janeiro de 2005, sendo que o processo de migração encerrou em 15 de setembro de 2005. Em 31 de março de 2008, 865 participantes estavam inscritos neste plano.

No plano de "contribuição definida", do qual fazem parte 94,0% dos empregados da Companhia, o custeio é constituído por contribuições básicas do participante e da Companhia. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica do empregado. Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial relacionada aos participantes com, no mínimo 10 (dez) anos de vinculação ao plano. O valor da contribuição da Companhia para este plano, durante o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, foi de R$ 9,2 milhões e durante o período encerrado em 31 de março de 2008, foi de R$ 2,9 milhões. No que se refere ao plano de "contribuição definida", até 31 de março de 2008, a Companhia foi responsável pelo custeio de 84,0% das despesas administrativas deste plano. Os benefícios previstos no plano de "contribuição definida" são: (i) aposentadoria normal; (ii) aposentadoria antecipada; (iii) aposentadoria por invalidez; (iv) pensão por morte; e (v) abono anual.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o plano de benefícios patrocinado pela Companhia era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, também patrocinado por outra empresa, mas sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do convênio de adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da rescisão do Convênio de Adesão, o plano de benefícios composto pelos participantes que entraram em gozo de benefícios até 23 de dezembro de 1997, data da cisão da Eletrosul, bem como pelos participantes que optaram pelo benefício proporcional diferido até aquela data, continua sob a responsabilidade da Companhia, na Fundação ELOS, por conta de ações judiciais.

Enquanto perdurar esta situação, a Companhia será responsável pelo custeio de 57,0% do valor das despesas administrativas da ELOS e pelo custeio de 73,0% do valor das despesas administrativas da PREVIG. Ambas as despesas são limitadas em 15,0% do total das respectivas receitas previdenciárias e o valor de responsabilidade da Companhia do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007 foi de R$ 3,8 milhões e do período encerrado em 31 de dezembro de 2008 foi de R$ 1,0 milhão.

No período encerrado em 31 de março de 2008, o montante do passivo atuarial da Companhia era de R$ 333 milhões, dos quais R$ 137 milhões correspondem a dívidas contratadas. A Companhia, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação n.º 371 da CVM, elegeu a metodologia de corredor para o reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais. Desta forma, as perdas atuariais acumuladas, de R$ 125 milhões, não estão registradas nas demonstrações contábeis. O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 6,75 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

A composição dos contratos de confissão de dívidas passadas, em 31 de março de 2008, é a seguinte:

	Ano	**Amortização**	**Encargos**	**R$ Milhões**
ELOS				
Contribuições adicionais	1993	mensal, até 12/2014	INPC + 6% a.a.	70
Parcelamento de dívidas	1993	mensal, até 11/2011	INPC + 6% a.a.	8
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04/2011	INPC + 6% a.a.	10
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12/2023	INPC + 6% a.a.	22
				110
PREVIG				
Cobertura de reservas matemáticas – Migração Plano Benefício Definido				
Benefícios concedidos	2006	mensal, até 04/2022	INPC + 6% a.a.	15
Benefícios a conceder	2006	mensal, até 04/2014	INPC + 6% a.a.	4
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04/2011	INPC + 6% a.a.	1
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12/2023	INPC + 6% a.a.	7
				127
				137

Gratificação por confidencialidade

Um dos benefícios oferecidos pela Companhia a seus empregados de carreira gerencial, quando do término do seu vínculo empregatício, é o pagamento de gratificações por confidencialidade no exercício de suas funções. No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, a Companhia desprendeu R$ 181 mil com gratificações por confidencialidade.

Outros benefícios

Entre outros benefícios oferecidos pela Companhia, a seus colaboradores, destacam-se: (i) auxílio para recuperação da saúde concedido a todos os colaboradores e seus dependentes, com participação da Companhia em até 80,0%, com base em tabelas médicas, dos custos incorridos com assistência médica/hospitalar, odontológica, farmacêutica, psicológica, fonoaudiológica, psiquiátrica, fisiátrica, radiológica, quimioterápica, laboratorial, órtese e prótese e assistência aos portadores de deficiência física e/ou mental incapacitante; (ii) seguro de vida em apólice coletiva contratada pela Companhia; (iii) ajuda de custo para empregados com filhos excepcionais; (iv) bonificação extra de 33,33% da remuneração mensal nas férias, além da remuneração obrigatória de 1/3 da remuneração mensal, conforme previsto na legislação trabalhista; (v) tíquete refeição com participação do empregado de R$ 0,01 do valor total; (vii) horários flexíveis para a carreira gerencial; (viii) transporte subsidiado em unidades descentralizadas; (ix) *check-up* anual para todos os colaboradores; (x) programa de ginástica laboral; e (xi) incentivo ao voluntariado.

Relacionamento com empregados

A Companhia valoriza seus empregados promovendo programas de desenvolvimento e aprimoramento de pessoas, elaborados com base na igualdade de oportunidades e diversidade.

A Companhia envida esforços permanentemente objetivando desenvolver uma consciência coletiva de saúde e segurança do trabalho, respeito ao meio ambiente e responsabilidade social, contribuindo para o desenvolvimento sustentável e o desempenho favorável de indicadores e resultados da organização.

Além disso, orienta suas ações através do Programa de Gestão do Clima Organizacional, iniciado em 1999, e responsável pela criação de vários novos projetos, bem como pela melhoria de outros processos existentes.

Em 2007, dentre os resultados alcançados, os seguintes fatos merecem destaque:

- 96,00% dos empregados percebem em alto grau a imagem de credibilidade e confiabilidade da Companhia;
- 95,0% dos empregados consideram que a Companhia aplica as Normas de Segurança do Trabalho;
- 91,0% acreditam que a Companhia sempre busca melhorar a qualidade de seus produtos e serviços;
- 95,0% vêem a Companhia dedicada à proteção do meio-ambiente;
- 89,0% percebem a constante atenção da Companhia às mudanças no ambiente externo;
- 88,0% dos empregados consideram a Companhia uma das melhores empresas para se trabalhar;
- 87,0% estão orgulhosos por trabalhar na Companhia; e
- 86,0% enxergam o futuro com otimismo.

As políticas de gestão são aplicadas em outros projetos, como o Programa de Treinamento e Desenvolvimento, que tem foco no desenvolvimento das competências de lideranças e que influenciam, entre outros, o recrutamento e seleção e a avaliação de desempenho, ou seja, a gestão de carreira e sucessão dentro da Companhia.

Todos os 926 empregados são contratados sob o regime da Consolidação das Leis do Trabalho - CLT e a responsabilidade sobre as questões trabalhistas faz parte do âmbito da Diretoria Administrativa.

A Companhia possui normas internas escritas que proíbem a prática discriminatória e regulam os processos de admissão e promoção. Há também o Comitê de Ética, responsável pela identificação, orientação para encaminhamento de denúncias e solução de possíveis casos de discriminação no ambiente de trabalho. De 1998 até 31 de março de 2008, não foi registrado nenhum caso de discriminação.

Tais normas proíbem expressamente, também, o trabalho infantil e o trabalho forçado, critérios esses que se estendem aos fornecedores, por meio de contratos.

A meta nessa área é buscar a implementação de sistemas de gestão que têm por objetivo promover a melhoria das relações e do ambiente de trabalho e estender o compromisso de responsabilidade social aos fornecedores. Esses sistemas de gestão terão como normas orientadoras a OHSAS 18001 e o AS 8000.

Relacionamento com sindicatos de empregados e greve

A Companhia acredita que possui um bom relacionamento com os empregados e seus sindicatos, de forma que não há nenhuma greve ou parada significativa de suas atividades registradas em razão de relacionamento com sindicatos ou empregados. Os principais sindicatos com os quais a Companhia mantém relações são os Sindicatos dos Trabalhadores na Indústria de Energia Elétrica referentes às localidades em que atua, com os quais a Companhia mantém acordos coletivos de trabalho onde são definidos direitos e obrigações a todo os empregados da Companhia.

O principal acordo coletivo de trabalho atualmente existente possui vigência de 1 (um) ano, contado a partir de 1º de novembro de 2007, e é renovado anualmente. Dentre as principais cláusulas de conteúdo econômico do referido acordo coletivo de trabalho, com vigência entre novembro de 2007 e outubro de 2008, podemos citar o reajuste salarial de 5,0% incidente a partir de novembro de 2007 (em razão de acordos coletivos de trabalho, entre 1999 e 2006 foram conferidos reajustes salariais aos empregados da Companhia, os quais resultaram em um aumento real, em relação ao INPC, de 5,85%). Também são relevantes os benefícios (i) de vale-alimentação ou vale-refeição, estabelecido para o período em R$ 25,50 ao dia e de (ii) participação nos lucros e/ou resultados da Companhia, em valor anual individual correspondente a até 55 vezes a remuneração mensal recebida pelos empregados. Além disso, algumas cláusulas de conteúdo social estão inseridas no acordo coletivo de trabalho vigente, dentre as quais podem ser citadas (i) a obrigação de concessão de vale-transporte, consoante critérios legais, mas com desconto dos empregados limitado a 1% da remuneração mensal por eles recebida e (ii) a concessão de auxílio à recuperação de saúde, benefício concedido por convênio com a prestadora de serviços UNIMED.

Responsabilidade social

Ações sociais

A Companhia reconhece a magnitude de sua responsabilidade social e considera o envolvimento comunitário fundamental ao sucesso de seu negócio.

A busca por uma melhor qualidade de vida para empregados e comunidades localizadas no entorno de seus empreendimentos é um compromisso assumido pela Companhia, de forma que o processo de integração contempla e beneficia diversas instituições como hospitais, creches e entidades filantrópicas.

Desde 1998, a Companhia mantém programas de patrocínios e doações para entidades das comunidades em que está inserida. As ações têm sempre como foco as crianças em desvantagem social, a saúde, a educação e o meio ambiente. Com uma postura ampla, a Companhia participa de eventos comunitários, de parcerias com prefeituras e de ações de patrocínio nas atividades culturais e assistenciais.

O exemplo de Cana Brava

A Companhia faz parte do Fundo de Desenvolvimento Regional Serra da Mesa e Cana Brava, que foi implantado a partir de 2007 nos 9 municípios de Goiás que se localizam dentro da área de abrangência dos reservatórios das UHE Cana Brava e São Salvador. A Companhia participa com US$ 333 mil, visando desenvolver atividades capazes de gerar emprego e renda à comunidade da região.

A Companhia, por intermédio da CEM, deu continuidade a trabalhos junto a comunidades da região de inserção da UHE Cana Brava, tendo gasto R$ 1,5 milhão em obras (estradas e moradias) e em capacitação econômica comunitária até 31 de março de 2008. Essa operação ocorreu por meio da mediação do Ministério Público de Minaçu e da representação de uma comissão de líderes comunitários locais, além do contato direto com as pessoas e associações de moradores.

O projeto está de acordo com os padrões de desempenho do BID e dos Princípios do Equador.

Tendo em vista a incorporação da CEM pela Companhia, em 28 de março de 2008, atualmente o projeto é desenvolvido pela Companhia.

Projetos sociais

A educação da criança em desvantagem social é o pilar das ações sociais da Companhia, cuja assistência ocorre por meio do apoio a projetos educacionais mantidos junto às comunidades, do incentivo a instituições que atendem menores de comunidades carentes e da promoção de eventos educativos voltados a esses menores.

Informações adicionais sobre os principais projetos realizados ou apoiados pela Companhia podem ser encontradas na página da Companhia na internet (www.tractebelenergia.com.br). Dentre eles, em 31 de março de 2008, se destacam:

- Crescendo e Aprendendo (Entre Rios do Sul, Rio Grande do Sul): parceria com o Departamento de Assistência Social da Secretaria de Saúde e Bem Estar Social do Município no projeto social com adolescentes, por meio da doação de violões e custeio do transporte para os professores;
- Programa Junior Achievement (Florianópolis, Santa Catarina): suporte ao programa que visa desenvolver o espírito empreendedor entre jovens do ensino fundamental;
- Projeto Padaria Cidade da Criança (Florianópolis, Santa Catarina): apoio ao projeto, que consistiu na compra de *trailer* para a venda de pães às comunidades carentes, bem como na produção dos pães na Padaria da Cidade da Criança pelas próprias crianças, e cuja renda é revertida para beneficiar as crianças que participam do projeto;
- Projeto Bombeiro Mirim (Minaçu, Goiás): programa sócio-educativo conduzido por profissionais nas instalações do Corpo de Bombeiros, que conta com o apoio de diversos segmentos da sociedade;
- Mostra de Cinema Infantil de Florianópolis (Santa Catarina): patrocínio pelo 7º ano consecutivo do evento, por meio de incentivos da Lei Rouanet, que visa desenvolver a formação cultural de crianças entre 7 e 14 anos, com foco especial nas escolas públicas da região;
- Escola Amigos do Bolshoi (Joinville, Santa Catarina): suporte à instituição que visa à formação técnica e profissional de artistas e à promoção da arte e da cultura como meios eficazes de educação e transformação social; o projeto garante a concessão de mais de 300 bolsas de estudos a crianças e jovens de baixa renda, preferencialmente a alunos matriculados na rede pública de ensino brasileira;
- Programa de Conscientização da Assistência Beneficente de Uso Indevido de Drogas – Cristo Rei (Florianópolis - Santa Catarina): apoio à realização de palestras de conscientização do uso de drogas, essencialmente junto ao público jovem de comunidades carentes;
- Projeto Múltipla Dança da Aliança Francesa (Florianópolis, Santa Catarina): patrocínio ao seminário internacional que articula diversos atores da comunidade artística de Florianópolis, no Estado de Santa Catarina e da França, criando uma rede de difusão de conhecimento para o público em geral;
- Instituto Voluntários em Ação (Florianópolis, Santa Catarina): parceria no projeto de estadualização das atividades do instituto, por meio da criação de um portal na internet - www.voluntariosonline.org.br, em parceria com a Organização das Nações Unidas - ONU, portal virtual das Nações Unidas, com o objetivo de ampliar as perspectivas de participação, inclusive da área rural do Estado;
- Projeto Caeira 21 (Florianópolis, Santa Catarina): apoio ao Grupo de Trabalho Comunitário Catarinense - GTCC, cujo objetivo é retirar crianças e adolescentes das ruas, por meio da construção de salas para oficinas de artes, biblioteca comunitária e escola de informática;
- Ação Social e Cultural da Catedral (Florianópolis, Santa Catarina): suporte à restauração da Catedral Metropolitana de Florianópolis, patrimônio histórico, cultural e religioso dos catarinenses, mediante incentivos da Lei Rouanet;
- Feira da Esperança da Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais – APAE (Florianópolis, Santa Catarina): apoio a vários projetos dessa entidade, voltada a crianças excepcionais;

- Feira do Livro de Rua de Florianópolis e 1ª Feira Intermunicipal do Livro de São José (São José, Santa Catarina): suporte aos eventos promovidos pela Câmara Catarinense do Livro;
- Associação Catarinense de Conselhos Tutelares (Santa Catarina): apoio ao Congresso Sul-Brasileiro dos Conselhos Tutelares e Municipais dos Direitos da Criança e do Adolescente, com participação dos pais, professores, autoridades, e da sociedade civil e órgãos governamentais, em todos os níveis;
- Projeto Orquestra Escola (Florianópolis, Santa Catarina): projeto de formação musical para mais de 80 crianças e adolescentes de comunidades carentes catarinenses, em parceria com a Fundação de Cultura Franklin Cascaes;
- Campanha do Agasalho (Santa Catarina): parceria com o Grupo RBS de Televisão, com mais de 400 mil peças arrecadadas nas regiões de Florianópolis e Criciúma em 2007;
- Cartilhas da Polícia Militar Ambiental (Santa Catarina): apoio na produção de cartilhas de educação ambiental voltadas ao público infantil com diferentes temas, como conservação ambiental, reciclagem de materiais, lixo, fauna, flora, aquecimento global e água;
- Sociedade Eunice Weaver – Educandário Santa Catarina (São José, Santa Catarina): apoio ao projeto educacional que atende 500 crianças de comunidades de baixa renda;
- Grupo AfriCatarina (Florianópolis, Santa Catarina): apoio ao programa gratuito de arte e educação para crianças de comunidades carentes; e
- Fundo da Infância e da Adolescência – FIA (Tubarão e Capivari de Baixo, Santa Catarina): apoio a projetos com crianças e adolescentes nos municípios de Tubarão e Capivari de Baixo.

Investimentos Relevantes

Os principais investimentos da Companhia têm sido realizados em seu Parque Gerador e foram distribuídos da seguinte forma nos exercícios sociais e no período indicados:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			**Período encerrado em 31 de março de**	
Investimento	**2005**	**2006**	**2007**	**2007**	**2008**
	(em milhões de reais)				
Programa de revitalização da UHE Salto Osório	6	14	13	2	-
Modernização dos Precipitadores Eletrostáticos das UTE Jorge Lacerda A e B	5	18	17	1	-
Manutenção geral da UTE Jorge Lacerda A, B e da UTE Charqueadas	-	20	19	1	1
Unidade de Co-geração Lages	5	2	1	-	-
Obra da UHE São Salvador	-	-	303	-	38
Obras de adição	28	15	23	2	8
Direito de compra de energia – Tractebel Energia Comercializadora	-	-	-	-	65
Total	**44**	**69**	**376**	**6**	**112**

Manutenção e revitalização

O programa anual de manutenção e revitalização das usinas da Companhia corresponde a uma exigência do setor elétrico em termos de confiabilidade e desempenho, tendo absorvido investimentos pela Companhia da ordem de R$ 195 milhões, nos anos de 2005, 2006 e 2007 e no primeiro trimestre de 2008. Dentre os principais investimentos realizados recentemente, muitos dos quais ainda se encontram em andamento, destacam-se os mencionados abaixo.

Projeto de revitalização da UHE Salto Osório

Em 2004, a Companhia iniciou a execução de um projeto de revitalização da UHE Salto Osório, com previsão de investimento de aproximadamente R$ 39 milhões. A revitalização contempla a reforma geral das Unidades Geradoras 1 a 4 e a reforma parcial das Unidades Geradoras 5 e 6 em um prazo de 50 meses.

As reformas das Unidades Geradoras 2, 3, 5 e 6 foram concluídas até 2006, totalizando R$ 33 milhões de recursos investidos. A reforma geral da Unidade Geradora 4 foi iniciada em janeiro de 2007, tendo sido concluída em abril de 2007, totalizando R$ 10 milhões de recursos investidos. Ainda em 2007, foi iniciada a reforma geral da Unidade Geradora 1, a qual ainda estava em andamento em 31 de março de 2008.

Modernização dos precipitadores eletrostáticos nas UTE Jorge Lacerda A e B

Em 2005 e 2006, no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, foram iniciadas as obras de modernização dos precipitadores eletrostáticos das Unidades Geradoras 1 a 4 da UTE Jorge Lacerda A e da Unidade Geradora 6 da UTE Jorge Lacerda B, perfazendo o montante de R$ 40 milhões de recursos investidos, cujo término ocorreu em dezembro de 2007.

Manutenção geral da UTE Jorge Lacerda A e da UTE Charqueadas

Em 2006, a Companhia realizou a manutenção geral da unidade 2 da UTE Jorge Lacerda A e iniciou a manutenção geral da unidade 4 da UTE Charqueadas e das unidades 1 e 3 da UTE Jorge Lacerda A, com recursos investidos da ordem de R$ 30 milhões, que foram concluídas em 2007. Ainda em 2007, a Companhia realizou a manutenção geral da unidade 4 da UTE Jorge Lacerda A e iniciou a manutenção geral das unidades 5 da UTE Jorge Lacerda B, e 1 da UTE Charqueadas perfazendo o montante de R$ 10 milhões investidos até o primeiro trimestre de 2008.

Conclusão da unidade de Co-Geração Lages

A Companhia, por meio da Lages Bioenergética, investiu cerca de R$ 14 milhões de recursos na construção e conclusão de sistemas na Unidade de Co-geração Lages, nos anos de 2004 a 2006.

Obra da UHE São Salvador

Em 2007, a Companhia adquiriu da sua controladora SESA, o controle acionário da CESS, responsável pela construção da UHE São Salvador, e investiu o montante de R$ 303 milhões.

Obras de adição

A Companhia investiu o montante total de R$ 74 milhões nos anos de 2005, 2006, 2007 e no primeiro trimestre de 2008 em diversas obras de adição realizadas em suas usinas com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança dos sistemas de geração, bem como a modernização dos mesmos.

A seguir, encontram-se descritos comentários acerca das obras de adição:

Telemedição e supervisão

Nos últimos anos, a Companhia tem investido na implantação de importantes sistemas automatizados e teleprocessados, como o sistema digital de telemedição, a rede de oscilografia digital e o sistema de supervisão de usinas, os quais permitem a supervisão da operação das usinas e do fornecimento da energia elétrica aos Consumidores Industriais, garantindo um controle mais eficiente dos parâmetros operacionais e o monitoramento da qualidade da energia entregue.

Em 2006, foi concluída a instalação do hardware de infra-estrutura dos sistemas de telemedição e supervisão de usinas, para aumento da confiabilidade, disponibilidade e atendimento aos critérios de segurança de sistemas de supervisão e controle estabelecidos para o Grupo SUEZ.

Ainda em 2006, foram concluídas as obras de melhoria nos sistemas de proteção, medição e supervisão das Unidades Geradoras hidrelétricas e termelétricas mediante a instalação, nas usinas, de relés, remotas, TC e TP, com investimentos no valor aproximado de R$ 5,3 milhões.

A Companhia adquiriu, nos últimos anos, mais de 220 medidores digitais de energia elétrica para avaliação da qualidade da energia entregue aos seus clientes. Para possibilitar o gerenciamento à distância desses medidores de energia, foi implementada uma central de coleta automática de dados de medição das usinas e dos Consumidores Industriais que adquirem energia da Companhia. Pioneiro em âmbito nacional, o sistema de telemedição implantado pela Companhia possibilita a geração, em tempo real, de relatórios, gráficos e patamares de geração individuais por medidor, possibilitando o acesso aos dados dos medidores de energia, geração bruta e consumo da usina, assim como da energia fornecida a Consumidores Industriais por meio da *intranet* da Companhia ou em sua página na *internet*.

O sistema de telemedição possibilita, ainda, a formatação, geração e envio de dados para a CCEE e o fornecimento de dados precisos para cálculos hidrológicos nas usinas. Com a implantação desse sistema unificado de telemedição, as fontes de dados de geração de energia da Companhia foram centralizadas e uniformizadas, possibilitando a prestação de serviços adicionais de controle e acompanhamento da qualidade da energia fornecida aos clientes da Companhia, assim como a viabilização de cálculos de disponibilidade repassados à equipe de vendas e formação do banco de dados para cálculo de índices operacionais.

Este sistema, assim como os demais, é objeto de permanente aperfeiçoamento e, a cada ano, incorpora novos recursos, informações e dados sugeridos pelos clientes nas pesquisas de satisfação realizadas anualmente e nas reuniões de análise e acompanhamento dos serviços prestados.

Rede de oscilografia digital

Nos últimos anos, a Companhia também investiu na aquisição de equipamentos e sistema de oscilografia digital, composto por registradores digitais de perturbação instalados nas usinas com o intuito de permitir que os dados sejam coletados e armazenados de forma centralizada na sede da Companhia.

A rede de oscilografia da Companhia permite acesso rápido às informações para análise de ocorrências operativas, e possibilita uma ampla divulgação de informações das proteções elétricas e do comportamento das Unidades Geradoras em situações de ocorrências na rede elétrica. Este sistema está em constante atualização, mantendo-se à frente dos demais instalados no País.

Durante as reuniões de análise de perturbações sistêmicas, coordenadas pelo ONS, os oscilógrafos digitais se consolidaram como um poderoso recurso de defesa dos interesses da Companhia pelo elevado grau de informação e detalhamento que apresentam.

Sistema de supervisão de usina

Nos anos de 2005 e 2006, a Companhia em conjunto com o ONS instalou nas suas usinas mais antigas e consideradas estratégicas para o Sistema Elétrico, novos equipamentos de monitoramento remoto das variáveis necessárias à coordenação da operação do sistema elétrico, por parte do ONS.

Sistema de cinza úmida em circuito fechado

Em 2007, a Companhia iniciou a construção do Sistema de Cinza Úmida em Circuito Fechado da UTE Jorge Lacerda A,B e C visando à otimização operacional do sistema de cinza relacionada aos aspectos ambientais e as exigências requeridas na legislação ambiental.

Direito de compra de energia – Tractebel Energia Comercializadora

Em 2007, a Companhia adquiriu, por intermédio de sua controlada Tractebel Energia Comercializadora, o direito de compra de 150 MW médios para o período de 1º de janeiro de 2013 a 31 de dezembro de 2023, o qual foi reconhecido no grupo "Permanente", subgrupo "Intangível".

Ofertas públicas de aquisição de ações e/ou outros valores mobiliários de emissão de outras sociedades por ações efetuadas pela Companhia

A Companhia não efetuou nenhuma oferta pública de aquisição de ações e/ou outros valores mobiliários de emissão de outras sociedades por ações nos últimos 3 exercícios sociais, bem como no período encerrado em 31 de março de 2008 e até a data deste Prospecto.

Desinvestimentos Relevantes

O quadro abaixo apresenta os principais desinvestimentos realizados pela Companhia nos 3 últimos exercícios sociais e nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	Exercício social encerrado em 31 de dezembro de			Período encerrado em 31 de março de
Desinvestimento	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**
	(Valor líquido em milhões de reais)			
Equipamentos desativados em função da reforma do gerador 3 da UHE Salto Osório e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	2	-	-	-
Equipamentos desativados em função da reforma do gerador 2 da UHE Salto Osório; painéis de excitação e sistema de aquisição de dados e monitoramentos da unidade 7 da UTE Jorge Lacerda C; sistema de iluminação da vila residencial da UHE Salto Osório, e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos	-	16	-	-
Desativação do precipitador eletrostático da unidade 3 da UTE Jorge Lacerda A e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos	-	-	1	-
Desativação de valores capitalizados na UHE Itá em função de ressarcimento de seguradora	-	-	2	-
Equipamentos desativados em função da reforma do gerador 4 da UHE Salto Osório, painéis de comando da UTE Jorge Lacerda C e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos	-	-	2	2

Projeto Jacuí

Dentre todos os desinvestimentos realizados pela Companhia nos últimos anos, o principal foi a venda do Projeto Jacuí, localizado no município de Charqueadas, Rio Grande do Sul, o qual não se encontra contemplado no quadro acima. O valor residual líquido total dos ativos baixados em 2004, 2005 e 2006 foi de R$ 34 milhões.

O Projeto Jacuí caracteriza-se por um complexo de bens, que constitui parte substancial do acervo necessário para a conclusão da implementação de uma UTE movida a carvão mineral, com potência planejada de 350 MW. O Projeto Jacuí fez parte dos bens que compunham o ativo da Gerasul, quando de sua privatização e aquisição pela SESA em 1998. As obras para a conclusão do Projeto Jacuí haviam sido iniciadas em 1985, por iniciativa do Governo Federal através da Eletrosul, e encontravam-se paralisadas desde 1991.

O Projeto Jacuí havia sido objeto de autorização por parte da ANEEL, em 1999, no âmbito do cumprimento às exigências previstas no edital de privatização da Gerasul, antiga denominação da Companhia.

Nos termos do contrato de venda, a compradora assumiu a responsabilidade de concluir o Projeto Jacuí. Para maiores informações sobre a transferência do Projeto Jacuí à Eleja, vide "Contratos Diversos" desta seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

Novos Projetos

A Companhia regularmente avalia oportunidades, implementa e opera projetos relativos a UHE, UTE e unidades de co-geração tendo demonstrado sua competência nos projetos das UHE Itá e Machadinho, na UTE William Arjona e Unidade de Co-geração Lages.

A Companhia e o Acionista Controlador adotam estratégia que contempla, para grandes projetos hidrelétricos, a segregação entre o desenvolvimento do projeto e a sua efetiva implementação e operação. Durante a fase de licitação, obtenção da concessão, autorizações regulatórias e negociação de contratos (incluindo contratos de venda de energia, contratos de construção e contratos de financiamentos), até o início da construção do projeto, o detentor e gestor do mesmo é o Acionista Controlador da Companhia. Após esta primeira fase o projeto é transferido para a Companhia.

Com isso, o projeto é desenvolvido fora da Companhia, não acarretando riscos inerentes ao desenvolvimento, para a mesma. Outro benefício desta estratégia é o grande know-how do Grupo Suez em relação ao desenvolvimento desta espécie de projetos aliado à sua capacidade financeira e de gestão, características que permitem maiores economias de escala na análise de novos projetos, maior alavancagem e poder de barganha. No momento da transferência para a Companhia, o projeto é avaliado por uma instituição financeira independente e transferido em condições de mercado.

Seguindo esta estratégia, atualmente, o Acionista Controlador da Companhia desenvolve o projeto relativo à UHE Estreito.

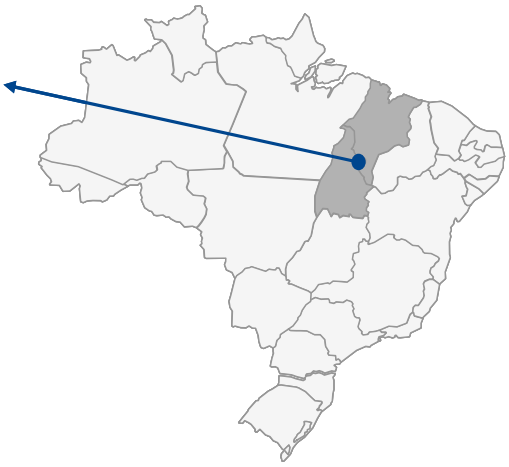
A UHE Estreito contará com Capacidade Instalada de 1.087 MW e será construída no Rio Tocantins. A concessão da UHE Estreito é detida por meio de um consórcio de sociedades do qual o Acionista Controlador da Companhia detém 40,0% de participação e é o líder do consórcio, sendo que o projeto, até 31 de março de 2008, já havia recebido a respectiva Licença de Instalação, financiamento junto ao BNDES e *pool* dos bancos repassadores contratados. As obras já haviam sido iniciadas, estando em estágio de concretagem da casa de força e do vertedouro. A previsão para início de suas operações está prevista para setembro de 2010.

A UHE Estreito deverá ser transferida para a Companhia em condições de mercado. O valor de aquisição será avaliado por instituição independente. A UHE Estreito adicionará 435 MW de Capacidade Instalada à Companhia. O "*take*" de energia referente à participação da SESA a ser gerada pela UHE Estreito foi objeto de venda em leilão de energia nova, no Ambiente de Contratação Regulada, ocorrido em outubro de 2007.

Descrição do Projeto

UHE Estreito	
Capacidade Instalada:	1.087 MW
Energia Assegurada:	585 MW
Participação da SESA:	40,1%
Investimento (R$mm)[1]:	1.250
Início da construção[2]:	2007
Início da operação[2]:	2010
Fim da construção[2]:	2011

Notas:
[1] Estimativa do investimento da Tractebel Energia no projeto
[2] Estimativa da Tractebel Energia



Além disso, a Companhia mantém negociações em torno da implantação de novas unidades de co-geração, utilizando Biomassa como combustível para geração de energia elétrica, e de PCH. Nesse sentido, a Companhia tem realizado estudos pertinentes à construção de usinas de Biomassa, movidas a bagaço de cana-de-açúcar, nas áreas industriais do Estado de São Paulo. Na hipótese de a Companhia implementar o projeto em questão, estima-se que estas usinas poderão gerar cerca de 55 MW médios de energia para venda, bem como processar uma capacidade total de 9,2 milhões de toneladas/ano de cana-de-açúcar.
A Companhia pretende destinar, ainda em 2008, investimentos da ordem de R$ 154 milhões para a manutenção e melhoria do seu Parque Gerador.

Contratos Relevantes

Em 31 de março de 2008, à exceção dos contratos considerados relevantes descritos abaixo, a Companhia não é parte em quaisquer contratos que individualmente possam ser considerados relevantes e cuja renegociação isolada possa afetar de forma substancial os negócios da Companhia. Não obstante, a Companhia possui diversos contratos de comercialização de energia elétrica, financiamento, com prestadores de serviços, com fornecedores, entre outros, os quais, quando considerados em conjunto, são relevantes para as operações da Companhia.

Na data deste Prospecto, nenhum dos contratos descritos abaixo eram objeto de renegociação entre os contratantes e a Companhia. Observa-se que, na hipótese de renegociação dos referidos contratos em termos e condições insatisfatórias e/ou desfavoráveis e/ou inadequadas às expectativas e interesses da Companhia em relação aos termos e condições previamente estabelecidos, esta renegociação poderá acarretar em perdas para a Companhia. Ademais, no que se refere aos contratos com prestadores de serviços e/ou fornecedores, na hipótese de sua renegociação, esta poderá acarretar ainda em atrasos na prestação de serviços.

Contratos de concessão

Para informações sobre os contratos de concessão da Companhia, vide item "*Concessões e Autorizações*" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contratos de compra e venda de energia elétrica

Contratos Bilaterais de venda de energia elétrica

A energia da Companhia, desde o início da redução dos Contratos Iniciais, vem sendo contratada com Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores Industriais. Desta forma, em 31 de março de 2008 a Companhia possuía, entre outros, o seguinte balanço de energia:

	2008	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**
			(em MW médios)			
Recursos Próprios	3.116	3.292	3.327	3.514	3.551	3.551
+ Compras para Revenda	465	466	608	278	161	265
Recursos Totais (A)	**3.581**	**3.758**	**3.935**	**3.792**	**3.712**	**3.816**
Venda Leilões do Governo	160	1.034	1.234	1.382	1.638	1.638
+ Vendas Bilaterais	3.405	2.684	2.519	1.667	1.422	1.160
Vendas Totais (B)	**3.565**	**3.718**	**3.753**	**3.049**	**3.060**	**2.798**
Saldo (A-B)	**16**	**40**	**182**	**743**	**652**	**1.018**
Preço Líquido Médio de Venda (R$/MWh) *1	95,9	96,7	100,4	-	-	-
Preço Líquido Médio de Compra (R$/MWh) *2	73,2	87,8	97,7	-	-	-

Notas: *1: Preço de venda líquido de ICMS e impostos sobre a receita (PIS/COFINS, P&D), referido a 31 de março de 2008.

*2: Preço de aquisição líquido, considerando os benefícios de crédito do PIS/COFINS, referido a 31 de março de 2008.

O balanço está referenciado ao centro de gravidade, contemplando a energia gerada pelos projetos da UHE São Salvador e da UHE Estreito, que têm previsão para entrada em operação no primeiro trimestre de 2009 e terceiro trimestre de 2010, respectivamente, além da UHE Ponte de Pedra, considerando como data base maio de 2008

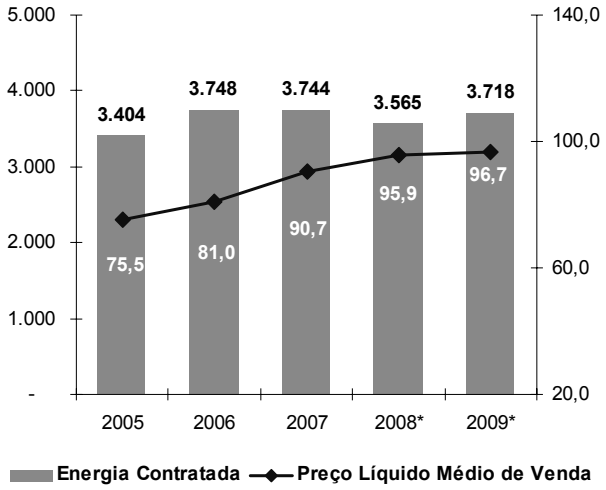
O preço de venda da energia elétrica dos Contratos Bilaterais firmados pela Companhia é livremente negociado com os respectivos compradores e são reajustados pelo IGPM. Os Contratos Bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

Contratos de comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada

Em dezembro de 2004, a Companhia firmou CCEAR com Distribuidoras, em decorrência do 1º leilão de energia existente promovido pela CCEE. Tendo em vista os baixos preços de venda de energia elétrica para entrega em 2005 e 2006, a Companhia firmou contratos apenas para entrega de energia no período de 2007 a 2014, ao preço médio de R$ 70,89 por MWh, referidos a janeiro de 2005.

Em abril de 2005, a subsidiária Tractebel Energia Comercializadora Ltda. participou do 2º leilão de energia existente realizado pela CCEE. Foram firmados CCEAR com entrega de energia de 2008 a 2015, ao preço médio de R$ 81,55 por MWh, com base no mês da realização do leilão. A CCEE realizou em outubro do mesmo ano os 3º e 4º leilões de energia existente, tendo a Companhia e sua controlada Tractebel Energia Comercializadora participado apenas do 4º leilão, cujo fornecimento é relativo ao período compreendido entre 2009 e 2016. Os preços médios de venda alcançados foram R$ 94,96 por MWh e R$ 93,03 por MWh, respectivamente. Com relação aos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, a Companhia participou do 1º e do 2º Leilões de energia nova, tendo o 1º leilão sido realizado em dezembro de 2005, onde foi vendida energia proveniente das UHE Itá e Machadinho, a R$ 115,90 por MWh e R$ 114,00 por MWh, em média, respectivamente. O período de fornecimento compreende o período entre os anos de 2010 e 2029. Em junho de 2006 foi realizado o 2º leilão de energia nova, quando a Companhia vendeu exclusivamente energia elétrica proveniente da UHE Itá, ao preço médio de R$ 124,99 por MWh, cujo fornecimento ocorrerá entre 2009 e 2028. Os preços de todos os contratos vendidos nos leilões são atualizados pelo IPCA, conforme previsto nos respectivos editais.

O gráfico abaixo apresenta a energia contratada pela Companhia, bem como o respectivo preço médio:



* Preços em termos reais de março de 2008

Contratos Financeiros

Note Purchase Agreement

Em 29 de novembro de 1999, a Companhia emitiu 40.000.000,00 de Euros em "*Floating Rate Notes*" no mercado internacional, em regime de colocação privada, com vencimento em 30 de novembro de 2007 - "*Notes*", tendo o Citibank N.A. London atuado como agente emissor e pagador das *Notes*. As *Notes* eram remuneradas à taxa EuroLibor, acrescida de "*spread"* de 7,0% ao ano sobre o saldo devedor do principal, pagos em novembro de cada ano, sendo que a última parcela juntamente com o principal no final da operação, estava prevista para 30 de novembro de 2007. Na data prevista para seu vencimento, i.e., 30 de novembro de 2007, referidas *Notes* foram renegociadas, passando a ter prazo de 8 anos e remuneração pela taxa EuroLibor, acrescida de "*spread"* de 2,75% ao ano sobre o saldo devedor do principal, a serem pagos anualmente. O pagamento do principal será efetuado em parcela única, com vencimento em 29 de novembro de 2015. Em 31 de março de 2008, as *Notes* emitidas pela Companhia no mercado internacional eram integralmente detidas pelo BNP Paribas Luxembourg SA e seu saldo devedor era de R$ 113.639.565,28.

Contratos de confissão e consolidação de dívida

Em 28 de abril de 1997, a Companhia celebrou o "Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida" com a União, por meio do qual a Companhia confessou a dívida no valor total de R$ 201.553.056,81, equivalente, em 1º de agosto de 1996, a US$ 199.163.099,61, correspondente a obrigações externas decorrentes de contratos de empréstimo de médio e longo prazos celebrados junto a credores externos, não depositados junto ao Banco Central nos termos das Resoluções do CMN n.º 1.451/88 e 1.564/89, inclusive das parcelas com vencimentos posteriores a 31 de dezembro de 1993, objeto de permuta por bônus emitidos pela União, de acordo com as Resoluções do CMN n.º 98/92, 90/93 e 132/93.
Ao total da dívida confessada serão acrescidos atualização monetária e juros remuneratórios a taxas variáveis, conforme indicadas no contrato de confissão e calculadas sobre os saldos devedores diários previamente corrigidos conforme o tipo de bônus, além do pagamento de outros encargos como taxa de administração ao banco no qual os recursos da garantia descrita abaixo são depositados.

O pagamento do principal devido nos termos deste contrato deverá ser efetuado pela Companhia com 3 dias úteis de antecedência aos dias 15 de abril e 15 de outubro, respeitados os vencimentos iniciais, finais e únicos definidos para cada tipo de bônus, conforme indicado no contrato de confissão. Os juros remuneratórios serão pagos semestralmente, vencendo-se a primeira parcela em 12 de outubro de 1994 e a última juntamente com a última parcela de principal do respectivo bônus. Em garantia às obrigações assumidas nos termos do contrato de confissão de dívida, a Companhia (i) constituiu caução em dinheiro, dos bônus de desconto (*Discount Bonus*) e bônus ao par (*Par Bonus*) equivalentes a US$ 5.856.890,47 e US$ 8.209.474,44, respectivamente e (ii) cedeu e transferiu à União, os créditos que forem efetuados em sua conta corrente em virtude de depósitos provenientes das receitas próprias, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos pela Companhia em cada vencimento de suas obrigações, nos termos do contrato de confissão de dívida. Para maiores informações sobre o saldo da dívida vide "Endividamento - Detalhamento da Dívida – Dívida Garantida" na seção "Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia" deste Prospecto.

Contrato de financiamento com a Eletrobrás

Em 16 de setembro de 1991, a Companhia celebrou Contrato de Financiamento com a Eletrobrás, no valor de R$ 127.589.100,00, para utilização no financiamento da construção da UHE Itá. Sobre os valores de principal incidem juros remuneratórios à taxa de 10,0% ao ano, sendo que o pagamento dos valores de principal e juros será efetuado em 120 parcelas mensais pagas no dia 30 de cada mês, vencendo a última parcela em 30 de abril de 2011. Em garantia às obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, a Companhia (i) vinculou, em favor da Eletrobrás, o direito de recebimento de sua própria receita (valores vencidos e não pagos à Companhia), e (ii) emitiu, em favor da Eletrobrás, notas promissórias representativas das parcelas devidas nos termos do contrato de financiamento. Em 31 de março de 2008, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato era de R$ 87.421.538,52.

Contrato de financiamento com o Banco do Brasil

Em 27 de dezembro de 2001, a Companhia celebrou com o Banco do Brasil "Contrato Particular de Financiamento Mediante Abertura de Crédito", por meio do qual a Companhia obteve financiamento no valor de R$ 30 milhões. Sobre o valor de principal incidem juros remuneratórios à taxa bruta de 10,935% ao ano e à taxa líquida (equivalente a 85,0% da taxa bruta) de 9,29% ao ano. Os valores de principal e juros serão pagos em 102 parcelas mensais e consecutivas, vencendo-se a última em 1º de dezembro de 2011. Em garantia às obrigações assumidas nos termos do contrato de financiamento, a Companhia cedeu e transferiu ao Banco do Brasil direitos de crédito no valor de R$ 9 milhões, decorrentes da venda de energia elétrica. Em 31 de março de 2008, o saldo devedor da Companhia nos termos deste contrato de financiamento era de R$ 13.373.534,60.
Contratos de *Swap*

Em 29 de junho de 2006, a Companhia celebrou com o Santander o "Instrumento Particular de Adesão ao Sistema de Proteção Contra Riscos Financeiros – SPR – Derivativos (*Swap*, Termo e Opções) (Cliente 1, 2 ou Cliente Especial) e Outras Avenças", a fim de regular os termos gerais para contratação periódica de operações de *swap*, a termo e opções flexíveis, o qual permanecia em vigor em 31 de março de 2008.

Em 29 de junho de 2006, a Companhia celebrou o "Contrato Global de Derivativos" com o Banco Citibank S.A., o Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A. e o Citibank N.A. – Filial Brasileira, a fim de regular os termos gerais para contratação periódica de operações de *swap*, a termo e opções não padronizadas, o qual permanecia em vigor em 31 de março de 2008.

Contratos de financiamento com o BNDES

Por fim, em razão da incorporação da CEM em 28 de março de 2008, as garantias prestadas pela CEM ao BNDES no âmbito do "Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 98.2.654.3.3" e "Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures Não Conversíveis em Ações de Emissão da CEM n.º 98.2.654.3.1" foram substituídas por "Carta de Fiança" do Unibanco contratada pela Companhia em 19 de dezembro de 2007, no valor de R$ 157 milhões, com validade até 15 de outubro de 2013. O "Primeiro Aditamento ao Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 98.2.654.3.3" relativo à incorporação foi celebrado em 8 de abril de 2008, por meio do qual a Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos direitos e obrigações desta, confessou e assumiu a dívida no valor de R$ 78 milhões na data-base de 15 de janeiro de 2008. O "Segundo Aditamento ao Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures Não Conversíveis em Ações de Emissão da CEM n.º 98.2.654.3.1" relativo à incorporação foi celebrado em 8 de abril de 2008, por meio do qual a Companhia, na qualidade de sucessora da CEM nos direitos e obrigações desta, confessou e assumiu a dívida no valor de R$ 77 milhões na data-base de 15 de janeiro de 2008.

Para maiores informações sobre a dívida relacionada a este contrato, vide "Outras considerações a respeito dos resultados operacionais da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008 – Endividamento", na seção "Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia".

Garantias em Contratos

Cartas de fiança

Até 31 de março de 2008, a Companhia havia entregado 17 cartas de fiança em garantia de suas obrigações decorrentes de contratos diversos, garantias estas no valor total de R$ 849.957.752,54, dentre as quais se destacam as emitidas em favor do ONS em garantia às obrigações assumidas pela Companhia decorrentes dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST, às obrigações referentes à Liquidação Financeira da CCEE, às obrigações dos contratos de financiamento e às obrigações dos contratos de compra de energia.

Contratos com Fornecedores

Contratos de compra e venda de carvão mineral

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Em 1º de janeiro de 2006, a Companhia e o Consórcio Catarinense de Carvão Energético – CCCE, constituído pelas empresas mineradoras filiadas ao Sindicato da Indústria da Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina – SIECESC, celebraram o contrato n.º DGT.NAJL.05.30204 que se destina a regular o fornecimento de carvão mineral tipo CE 4500, de produção nacional, para as UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, competindo ao CCCE a execução de todas as atividades e serviços necessários à disponibilização do produto nos silos das caldeiras do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em condições de consumo imediato, razão pela qual a transação de compra e venda ocorre sob regime de preço unitário. O prazo de vigência é de 60 meses, com início no dia 1º de janeiro de 2006 e término no dia 31 de dezembro de 2010, admitida a prorrogação ou renovação por igual período (portanto, até o dia 31 de dezembro de 2015), consoante o interesse das partes. Neste instrumento, a Companhia e o CCCE pactuaram o fornecimento da quantidade mínima de 200.000 toneladas mensais de CE 4500 (totalizando 12.000.000 de toneladas no período contratual de 5 anos), sendo que este montante é integralmente reembolsável à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás. O preço do CE 4500 é reajustado anualmente mediante aplicação de fórmula paramétrica específica, e a venda de CE 4500 pelo CCCE é efetuada em bases não exclusivas, facultada à Companhia a possibilidade de efetuar aquisições adicionais de terceiros na medida em que o consórcio revele-se incapaz de fornecer as quantidades incrementais que possam vir a ser demandadas pelo Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

O preço unitário fixado para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2008 é de R$ 166,06 por tonelada. Por fim, por meio de referido contrato, a Companhia exigiu e obteve o compromisso das empresas mineradoras constituintes do CCCE da implantação de Sistema de Gestão Ambiental – SGA e obtenção de Certificação NBR ISO 14001:2004 até o dia 30 de junho de 2008, sob pena de sua exclusão do consórcio. Os trabalhos de implantação do Sistema de Gestão Ambiental tiveram início a partir de junho de 2006, de acordo com os cronogramas particulares que foram estabelecidos pelas 10 empresas mineradoras constituintes do consórcio CCCE. Em 31 de março de 2008, todas as empresas mineradoras constituintes do consórcio CCCE já haviam implantado o Sistema de Gestão Ambiental. No que se refere à obtenção de Certificação NBR ISO 14001:2004, em 31 de março de 2008: (i) 4 das 10 consorciadas da CCCE já tinham obtido referida certificação; (ii) 3 empresas consorciadas da CCCE já haviam sido pré-auditadas, e (iii) 3 empresas consorciadas da CCCE já haviam cumprido a formalidade de auditoria documental, estando em processo de pré-auditoria. Assim, em 31 de março de 2008, a previsão era de que as auditorias finais ou de certificação dessas 6 empresas consorciadas da CCCE seriam realizadas em junho de 2008, cumprindo, portanto, integralmente com o compromisso estabelecido.

UTE Charqueadas

Em 1º de janeiro de 2006, a Companhia e a Copelmi Mineração Ltda. – COPELMI, celebraram o contrato n.º DGT.NACH.05.30270 para regular o fornecimento de carvão mineral tipo CE 3100, de produção nacional, à UTE Charqueadas, competindo à COPELMI a execução de todas as atividades e serviços necessários à disponibilização do produto nos silos das caldeiras da UTE Charqueadas, em condições de consumo imediato, razão pela qual a transação de compra e venda ocorre sob regime de preço unitário. Seu prazo de vigência é de 60 meses, com término no dia 31 de dezembro de 2010, admitida a prorrogação ou renovação por igual período (portanto, até o dia 31 de dezembro de 2015), consoante o interesse das partes. Neste instrumento, a Companhia e a COPELMI pactuaram o fornecimento da quantidade mínima de 28.866 toneladas mensais de CE 3100 (totalizando 1.731.960 toneladas no período contratual de 5 anos), sendo que este montante é integralmente reembolsável à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás.

O preço do CE 3100 é reajustado anualmente mediante aplicação de fórmula paramétrica específica. A venda de CE 3100 pelo COPELMI é efetuada em bases não exclusivas, facultada à Companhia a possibilidade de efetuar aquisições adicionais de terceiros na medida em que a COPELMI revele-se incapaz de fornecer as quantidades incrementais que possam vir a ser demandadas pela UTE Charqueadas. O preço unitário fixado para o período de 1º de janeiro a 31 de dezembro de 2008 é de R$ 77,49 por tonelada. Por fim, por meio de referido contrato, a Companhia exigiu e obteve o compromisso da COPELMI da implantação de Sistema de Gestão Ambiental – SGA e obtenção de Certificação NBR ISO 14001:2004 até o dia 30 de junho de 2008, sob pena de rescisão do contrato.

Em novembro de 2006, a COPELMI iniciou os trabalhos relativos à implantação do Sistema de Gestão Ambiental, contratando a SMS Consulting Ltda. para apoiar o cumprimento da meta. Em janeiro de 2008, a COPELMI contratou a BSI Brasil Sistema de Gestão Ltda. como entidade certificadora. Em 31 de março de 2008, de acordo com o cronograma proposto, a auditoria de documentos e a pré-auditoria já estavam concluídas, estando previsto para o dia 20 de junho de 2008 a auditoria final ou de certificação.

Contrato de compra e venda de gás

UTE William Arjona

Em 10 de novembro de 2000, a Gerasul e a MSGás celebraram o contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à UTE William Arjona. O suprimento deste insumo à MSGás é, por sua vez, regulado pelo contrato firmado entre aquela concessionária e a Petrobras, ocorrendo a partir de ramal de distribuição conectado ao GASBOL.

Este contrato foi objeto de 3 aditamentos, firmados, respectivamente, em 9 de abril de 2001 (ajuste de aspectos operacionais), em 2 de maio de 2002 (alteração da razão social da Gerasul para Tractebel Energia S.A.) e em 30 de abril de 2002 (ajuste de aspectos operacionais, inclusive face à ampliação da potência instalada). Em garantia às obrigações contratualmente assumidas, foram outorgadas cartas de fiança bancária em favor da MSGás e da Petrobras, emitidas por instituição financeira de primeira linha. Foi pactuado que o prazo de vigência deste contrato seria de 5 anos, contados a partir da data de início do fornecimento comercial

(23 de maio de 2001), admitida sua prorrogação por um ano ou mais, limitado a 5 anos. Ocorre que, em fevereiro de 2006, antes do vencimento do prazo de vigência, apesar da Companhia e a MSGás desejarem renovar o contrato, a Petrobras condicionou a renovação de seu contrato com a MSGás à majoração dos preços que vinham sendo praticados, fazendo com que as negociações entre a MSGás e a Petrobrás e, consequentemente, a Companhia não lograssem êxito, vindo a cessar.

Diante disso, e ante a ameaça de corte no suprimento de gás para a UTE William Arjona, a Companhia ingressou em juízo com medida cautelar, visando assegurar a continuidade do fornecimento de combustível nas quantidades necessárias e suficientes à adequada operação das Unidades Geradoras. A liminar anteriormente deferida foi recentemente revogada por decisão do STJ proferida nos autos de medida cautelar ao recurso especial interposto pela Petrobrás, por meio da qual a Petrobrás foi desobrigada da continuidade do fornecimento de gás. Apesar de referida decisão desfavorável, a questão continua a ser discutida no tribunal com vistas a assegurar o cumprimento do contrato. Portanto, atualmente, o fornecimento de gás natural para a operação da UTE William Arjona está suspenso por determinação judicial.

Contratos de compra e venda de óleo diesel e óleo combustível

Complexo Termelétrico Jorge Lacerda

Em 12 de dezembro de 2007, a Companhia celebrou com a Petrobrás Distribuidora S.A. o contrato DGT. NAJL. 07.43489 destinado a regular o fornecimento de óleo combustível BPF A1 e de óleo diesel (combustíveis secundários) às UTE do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda no período compreendido entre os dias 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2008. Os preços contratados poderão ser repactuados, em percentuais não superiores aos aprovados pelos órgãos competentes, sendo vedada a utilização de qualquer índice econômico-financeiro ou taxa cambial para determinação dos reajustes. Este contrato não confere exclusividade de fornecimento à Petrobrás, estando a Companhia plenamente liberada para comprar tais produtos de terceiros na medida em que as tomadas de preço indiquem melhores alternativas.

UTE Charqueadas

Após o encerramento do contrato celebrado em 2005 com a Petrobras Distribuidora S.A. – Filial Canoas, a Companhia decidiu não mais firmar contrato para compra de derivados de petróleo para a UTE Charqueadas, situação esta inalterada em 31 de março de 2008. A opção de realizar tomadas de preço, envolvendo, no mínimo, três potenciais supridores, tem permitido a aquisição de óleo combustível e de óleo diesel (combustíveis secundários) no mercado varejista a preços competitivos, destacando-se que esta prática é possível em razão das pequenas quantidades que são ali consumidas mensalmente. Todas essas aquisições são objeto de reembolso integral à Companhia via CDE, gerida pela Eletrobrás.

UTE William Arjona

Em 31 de janeiro de 2008, a Companhia e a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga – IPIRANGA celebraram o contrato UTWA.NAJL.08.44038 destinado a regular o fornecimento, sem caráter de exclusividade, de óleo diesel para a UTE William Arjona. Este contrato, que teve início em 1 de fevereiro de 2008, com prazo de 60 dias, prorrogáveis automaticamente até o fornecimento integral dos 42 milhões de litros de óleo diesel.

O prazo de validade de referido contrato passou a ser indeterminado, até que seja completado o fornecimento da quantidade contratada. Até 31 de março de 2008, tinham sido fornecidos 31.598.050 litros de óleo diesel no âmbito deste contrato. O preço unitário praticado no curso do contrato é sujeito aos reajustamentos praticados sob amparo legal, sendo vedada a repactuação em percentuais acima dos valores autorizados pela autoridade competente e/ou a utilização de qualquer índice econômico-financeiro ou taxa cambial para sua determinação.

Contratos de consórcio

Contrato de constituição do Consórcio Machadinho

Em 15 de janeiro de 1997, a Companhia celebrou Contrato de Constituição do Consórcio Machadinho com CELESC, CEEE, Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio, Cimento Rio Branco S.A., Valesul Alumínio S.A. e Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas, para implantação e exploração do potencial energético da UHE Machadinho.

No primeiro trimestre de 2007, a Companhia adquiriu 2,8% de participação acionária da CELESC na MAESA, sociedade de propósito específico – SPE constituída para construir e explorar, por meio do Consórcio Machadinho, a Usina Hidrelétrica de Machadinho. Em conseqüência desta aquisição, a Companhia aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%.

A Companhia é a consorciada líder do Consórcio Machadinho, com participação correspondente a 16,94% em 31 de março de 2008, que corresponde também à participação da Companhia na Energia Assegurada da UHE Machadinho. A administração e a gestão do Consórcio Machadinho é realizada por um comitê gestor formado por representantes de todas as consorciadas. De acordo com o contrato de constituição do Consórcio Machadinho, a Companhia é responsável pela operação e manutenção da UHE Machadinho.

Contrato de constituição do Consórcio Itá

Em 29 de agosto de 1995, foi celebrado o Contrato de Constituição do Consórcio Itá entre a Companhia e a Itasa, com participações correspondentes a 39,5% e 60,5%, respectivamente, para implantação e exploração do potencial energético da UHE Itá. A administração e a gestão do Consórcio Itá é realizada por um comitê gestor formado por um membro nomeado pela Companhia, três membros nomeados pela Itasa e seus respectivos suplentes. A Companhia é a consorciada líder do Consórcio Itá, sendo também responsável pela operação e manutenção da UHE Itá.

Contratos comerciais

Contrato de compra e venda de ativos com a Enersul

Em 3 de dezembro de 1999, a Companhia celebrou com a Enersul "Contrato de Compra e Venda de Ativos", por meio do qual a Companhia adquiriu ativos e direitos decorrentes de determinados contratos originalmente celebrados pela Enersul, dentre os quais se destaca o "*Loan Agreement*" celebrado entre a Enersul e o Deutsche Bank em 24 de setembro de 1998 ("*Loan Agreement*"), com o propósito de obter recursos para o financiamento de parte de uma operação de importação contratada pela Enersul para aquisição de duas turbinas a gás.

De acordo com referido "Contrato de Compra e Venda de Ativos", a Companhia assumiu, entre outras obrigações, a dívida contraída pela Enersul nos termos do "*Loan Agreement*", no valor de FRF 102.595000,00 e US$ 1.680.396,00 de principal, além de US$ 52.829,68 a título de juros devidos e ainda não remetidos ao exterior pela Enersul e US$ 262,25 a título de comissão de permanência. Sobre o principal devido nos termos do "*Loan Agreement*" incide juros remuneratórios à taxa Libor acrescida da margem de 0,55% ao ano, sendo que o pagamento, pela Companhia em favor do Deutsche Bank nos termos do referido contrato, é realizado em 20 parcelas semestrais, iguais e consecutivas, vencendo-se a primeira no oitavo dia após a data de conclusão do projeto objeto financiamento e a última em 8 de setembro de 2009.

Além do Contrato de Compra e Venda de Ativos, a Companhia e a Enersul celebraram, na mesma data, o Contrato de Promessa de Pagamento, por meio do qual as partes regularam os seus respectivos direitos e obrigações na operação de assunção da dívida perante o Deutsche Bank. Em 31 de março de 2008, o saldo devedor da Companhia nos termos do "*Loan Agreement*" era de R$ 6.926.530,63.

Contratos com partes relacionadas

Para informações sobre os contratos e negócios da Companhia com partes relacionadas, vide seção "Operações e Negócios com Partes Relacionadas".

Outros contratos

GE Hydro Inepar do Brasil S.A.

Em 19 de dezembro de 2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hydro Inepar do Brasil S.A. para a reforma das 6 Unidades Geradoras da UHE Salto Osório, envolvendo a: (i) reforma geral dos grupos geradores de 1 a 4, e (ii) reforma parcial dos grupos geradores 5 e 6.

O prazo de execução é de 50 meses, tendo iniciado em dezembro de 2003 e com término previsto para fevereiro de 2008. A reforma das 6 Unidades Geradoras foi concluída em 23 de janeiro de 2008, com a reforma da unidade 1 (última unidade a ser reformada).

No final do período de garantia de 24 meses relativo a cada grupo gerador, desde que todas as pendências tenham sido solucionadas, a Companhia emitirá e entregará à GE Hydro Inepar do Brasil S.A. seu respectivo "Certificado de Aceitação Final".

Ao final do último Prazo de Garantia, e desde que todas as obrigações das Partes previstas no contrato tenham sido cumpridas, este será formalmente encerrado, com a emissão do "Termo De Encerramento Contratual" pela Companhia, o que deverá ocorrer a partir de 23 de janeiro de 2010.

Em 30 de abril de 2008, o saldo devedor relativo ao referido contrato era de aproximadamente R$ 5.491.395,19, decorrente das seguintes pendências de fornecimento e/ou garantia: (i) solução para a pendência de garantia do problema de deslocamento entre espiras e entre espiras e quadros isolantes de pólos e do ranhuramento das escovas dos anéis coletores dos geradores; (ii) baixa confiabilidade do regulador de tensão; (iii) alteração do projeto dos barramentos de neutro dos geradores 2, 3 e 4 (em andamento); (iv) eliminação completa de pendências de montagem e comissionamento das unidades 1 a 6. A maioria das pendências referidas referem-se ao regulador de tensão das 6 unidades e proteção 64S, das unidades 5 e 6. Ressalta-se que o valor real do contrato em 30 de abril de 2008 acima informado depende do reajuste do período 2006/2007, conforme Termo Aditivo em elaboração na data deste Prospecto.

Eleja

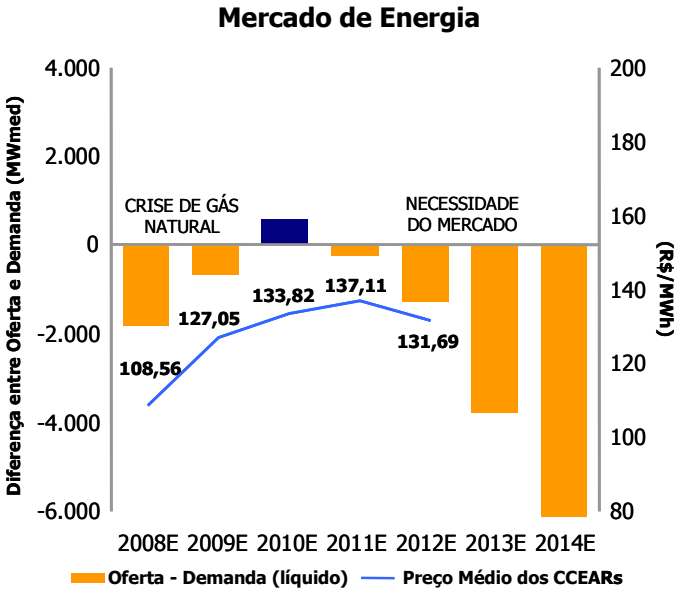
Em junho de 2004 e julho de 2005, a Companhia transferiu 33,33%, em cada ano, dos bens vinculados ao projeto de finalização das obras do Projeto Jacuí à Eleja. A Eleja é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do Projeto Jacuí. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no Projeto Jacuí ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela Eleja, e de venda, pela Companhia. Em 28 de março de 2006, a Eleja adquiriu da Companhia participação remanescente de 33,34%, passando a ser titular da totalidade do mesmo, mediante o exercício da segunda das suas opções de compra previstas no contrato. Nos termos do contrato, a Eleja assumiu a responsabilidade pela conclusão do Projeto Jacuí. Em 31 de março de 2008, a Companhia analisava ofertas para transferência de seus direitos relativos ao contrato de transferência com a Eleja para uma terceira parte, mediante a antecipação de pagamento, com a concessão de desconto sobre o saldo a receber da Eleja.

Estratégias da Companhia

A Companhia confirmou em 2004 algumas posições que efetivam o seu compromisso de fornecer energia com qualidade e eficiência, dentro das diretrizes do conceito de desenvolvimento sustentável. Com isso, a Companhia definiu seu perfil de atuação no mercado, que tem como principal estratégia a identificação e administração dos impactos de seus empreendimentos, permitindo a realização de melhorias operacionais e aumento constante na qualidade dos serviços prestados associados à gestão e minimização dos custos ambientais e a melhoria da qualidade de vida da comunidade dos locais em que as UHE e as UTE da Companhia estão localizadas.

No Brasil, a demanda de energia elétrica cresce em torno de 5,0% a 6,0% ao ano, sendo constatada, portanto, a necessidade de investimentos na expansão do parque gerador brasileiro. Nesse sentido, a Companhia reafirma seu posicionamento competitivo no mercado brasileiro de energia elétrica, expresso por meio da sua presença em novas áreas de negócio, como a co-geração e os serviços de consultoria diversos, aproveitando sua experiência como operadora de plantas com diferentes portes, características e combustíveis.

As estimativas de demanda de energia do mercado nacional e de evolução do preço dos contratos de compra e venda de energia (Power Purchase Agreements - PPAs), segundo estudo elaborado pela Companhia, baseado na edição de fevereiro de 2007 do Programa Mensal de Operação do ONS, indicam o seguinte cenário para os próximos anos:



Fonte: Estudo interno da Tractebel Energia baseado no PMO de fevereiro de 2008 e no relatório da SFG/ANEEL de fevereiro de 2008. Inclui os resultados do 6º Leilão de Energia Nova.

Nota: Preços baseados nos preços médios dos leilões de energia nova e existente, com início de fornecimento naquele ano, ponderado pelo volume negociado (base: mar/2008).

Tanto o processo de expansão quanto à inserção em novos mercados estratégicos estão amparados na estrutura organizacional e financeira do Grupo Suez, e na experiência de seus administradores.

Nos próximos anos, a Companhia pretende desenvolver um conjunto de obras substanciais para preservar a qualidade de seus serviços e ampliar sua Capacidade Instalada, consolidando e ampliando sua atuação no mercado setorial.

Como principal estratégia de atuação, a meta objetivada pela Companhia é o aumento da participação dos Consumidores Industriais na sua carteira de contratos. Para tanto, a Companhia mantém o compromisso para com seus clientes e adota uma política de fidelização que, entre outras opções, possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor, mediante a celebração de contratos flexíveis.

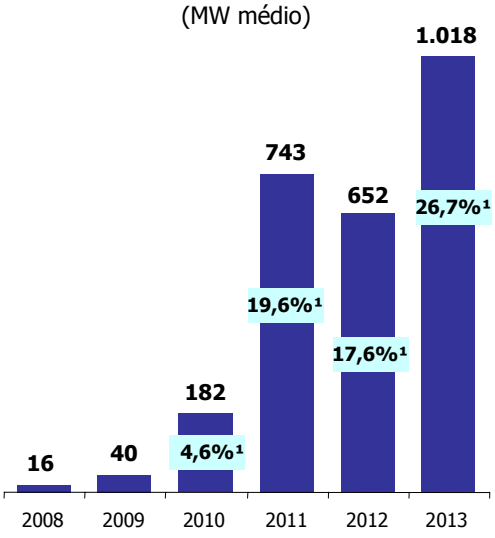
O principal objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas. Para atingir tais objetivos, a Companhia utilizará as seguintes estratégias:

Crescimento com disciplina financeira

A Companhia visa aumentar suas receitas de duas formas principais: (i) beneficiando-se de melhores preços, e (ii) aumentando seu Parque Gerador. A Companhia utilizou como estratégia ter substancial parte de sua Energia Assegurada descontratada a partir de 2009, quando segundo as previsões da EPE e mantidos apenas os projetos atualmente em construção, a demanda de energia poderá ser superior a sua oferta, levando a um potencial aumento do seu preço. Em relação ao aumento do Parque Gerador, a Companhia acredita que a partir da manutenção de sua sólida condição financeira e de sua forte geração de caixa, poderá crescer através do desenvolvimento de novos projetos e avaliação de possíveis aquisições. Neste sentido, o projeto relativo à UHE Estreito que está sendo desenvolvidos por seu Acionista Controlador, em conjunto com o Grupo Suez, poderão adicionar 435 MW de Capacidade Instalada a Companhia. O gráfico abaixo indica a evolução, até o ano de 2012, do volume de energia da Companhia descontratada:

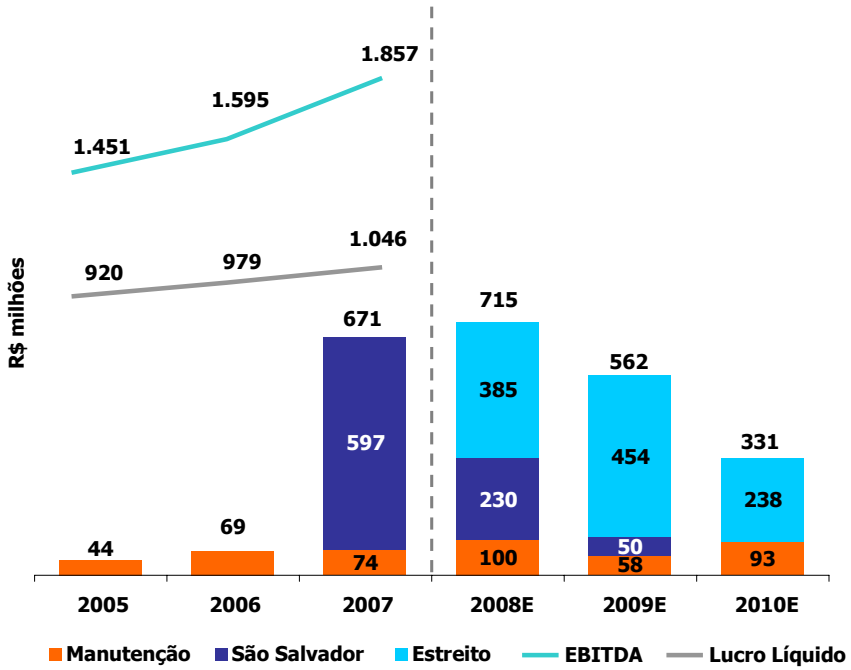
Energia Descontratada da Tractebel Energia

(MW médio)



Nota:
¹ Percentual dos Recursos Totais.

O gráfico abaixo contempla o EBITDA, o Lucro Líquido e as despesas de manutenção da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como a estimativa dos custos de manutenção das atividades da Companhia para os exercícios sociais de 2008, 2009 e 2010, já refletindo a operação da UHE Estreito, que será transferida para a Companhia no futuro. Para maiores informações sobre a UHE Estreito, vide "Novos Projetos" na seção "Atividades da Companhia".

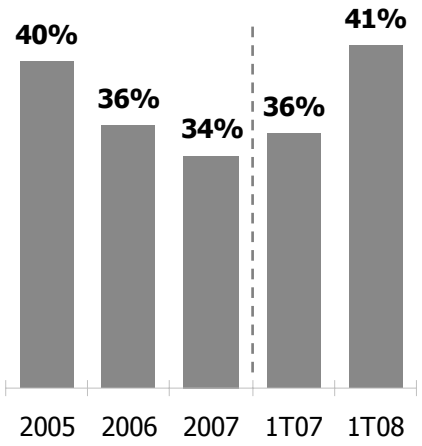


Maximização da eficiência do portfólio de clientes

A estratégia de comercialização da Companhia a permite beneficiar-se de preços médios de venda consistentemente mais altos (preço médio de R$ 47,4 por MWh em 2002 comparado com R$ 90,80 por MWh em de 2006). Este resultado é fruto da combinação de foco em Consumidores Livres com o *track-record* único da Companhia em lidar com este tipo de cliente. A Companhia pretende, por meio de suas iniciativas direcionadas ao segmento, dentre as quais se incluem seu programa de fidelização e sua estratégia de marketing, continuar investindo na prestação de serviços e no relacionamento com clientes livres, uma vez que a contratação com este tipo de cliente possibilita a otimização do seu portfólio de contratos.

Eficiência operacional

Excelência operacional é a base sobre a qual a Companhia sustenta sua estratégia para tornar-se cada vez mais competitiva e eficiente e, assim, elevar ao máximo a criação de valor para os seus acionistas. A Companhia apresenta uma sólida performance operacional e índices de produtividade crescentes que a permitem melhorar suas margens operacionais continuamente. A evolução da margem líquida da Companhia é refletida no gráfico abaixo, o qual contempla os exercícios sociais de 2005, 2006 e 2007 e os períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:



PENDÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

Pendências judiciais

Em 31 de março de 2008, a Companhia era parte em diversas ações judiciais de natureza cível, ambiental, fiscal, previdenciária e trabalhista, bem como em processos administrativos. Referidas ações eram pulverizadas e nenhuma, isoladamente, envolvia montante relevante. Todas as contingências envolvendo a Companhia são registradas em um sistema próprio da Companhia e passam por uma análise para classificação do risco de perda da causa. A classificação de risco de perda de cada causa pode ser provável, possível ou remota. As ações classificadas como sendo de risco provável são automaticamente provisionadas contabilmente. Todas as ações são constantemente monitoradas e reavaliadas, sendo possível a reclassificação do risco.

As tabelas abaixo indicam, por objeto das ações, as provisões e os depósitos judiciais mantidos pela Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007 e nos períodos encerrados em 31 de março em 2007 e 2008:

	31 de dezembro de					
	2005		**2006**		**2007**	
	Provisão	**Depósitos Judiciais**	**Provisão**	**Depósitos Judiciais**	**Provisão**	**Depósitos Judiciais**
	(R$ milhões)					
Trabalhistas						
Vínculo empregatício e reintegração	17	12	18	16	13	13
Periculosidade	1	-	1	1	1	1
Horas extras	1	1	1	1	1	1
Equiparação salarial e enquadramento funcional	1	-	1	-	-	-
Horas *in itinere*	1	-	1	1	1	1
Outras	2	2	3	3	4	2
Total	**23**	**14**	**25**	**22**	**20**	**18**
Cíveis/Ambientais						
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	64	-	16	-	17	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20	-	21	-	23	-
Atingidos pela UHE Itá	3	-	2	-	1	-
Danos emergentes e lucros cessantes	1	-	1	-	1	-
Outras	2	-	3	-	11	1
Total	**90**	**-**	**42**	**-**	**52**	**1**
Total	**113**	**14**	**67**	**22**	**72**	**19**
Fiscais						
Contribuição Social	15	1	12	3	14	3
INSS	21	9	24	11	26	12
Total	**36**	**10**	**36**	**14**	**40**	**15**
Total	**149**	**24**	**103**	**36**	**112**	**34**
Provisão líquida dos depósitos judiciais	**125**		**67**		**78**	

	31 de março de 2007		31 de março de 2008	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
	(R$ milhões)			
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17	16	11	9
Periculosidade	1	-	1	1
Horas extras	1	1	1	1
Equiparação salarial e enquadramento funcional	1	-	-	-
Horas in itinere	1	1	1	1
Outras	3	2	6	-
Total	**24**	**20**	**20**	**12**
Cíveis/ Ambientais				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	16	-	18	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	21	-	22	2
Atingidos pela UHE Itá	1	-	1	-
Atingidos pela UHE Cana Brava	-	-	3	
Danos emergentes e lucros cessantes	1	-	1	-
Outras	4	-	6	-
Total	**43**	**-**	**51**	**2**
Total	67	20	71	14
Fiscais				
Contribuição Social	13	3	14	3
INSS	24	11	27	12
Total	**37**	**14**	**41**	**15**
Total	**104**	**34**	**112**	**29**
Provisão líquida dos depósitos judiciais	**70**		**83**	

Além das ações classificadas como de risco provável de perda, há outras ações que, na avaliação dos consultores jurídicos da Companhia, não apresentam risco aparente e, por isso, não são reconhecidas nas demonstrações financeiras e provisionadas. Os montantes envolvidos em tais ações estão discriminados nas tabelas abaixo:

	31 de dezembro de 2005				
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	8	10	18	4	14
Cíveis/Ambientais	31	26	57	-	57
Fiscais	35	11	46	42	4
	74	**47**	**121**	**46**	**75**

	31 de dezembro de 2006				
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	10	11	21	4	17
Cíveis/Ambientais	34	13	47	-	47
Fiscais	136	15	151	127	24
	180	**39**	**219**	**131**	**88**

	31 de dezembro de 2007				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
			(R$ milhões)		
Trabalhistas	11	12	23	5	18
Cíveis/Ambientais	31	13	44	3	41
Fiscais	235	24	259	118	141
	255	**39**	**294**	**126**	**168**

	31 de março de 2007				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
			(R$ milhões)		
Trabalhistas	10	10	20	4	16
Cíveis/Ambientais	30	13	43	-	43
Fiscais	183	30	213	130	83
	223	**53**	**276**	**134**	**142**

	31 de março de 2008				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
			(R$ milhões)		
Trabalhistas	11	13	24	4	20
Cíveis/Ambientais	31	13	44	3	41
Fiscais	291	26	317	144	173
	333	**52**	**385**	**151**	**234**

Fiscais

Em 31 de março de 2008, a Companhia possuía um passivo fiscal total estimado em R$ 358 milhões, sendo que desse montante R$ 159 milhões encontram-se depositados judicialmente.

As questões fiscais de maior valor versam sobre o seguinte:

PIS e COFINS

Trata-se de mandado de segurança impetrado contra o Delegado da Receita Federal em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF n.º 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao atribuir novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no artigo 10 da Lei n.º 10.833/03. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-Lei n.º 1.598/1977, o que na opinião da Companhia e de seus consultores jurídicos implica ser a referida instrução normativa ilegal.

Durante o período de novembro de 2004 a maio de 2005, a Companhia recolheu os valores de PIS e de COFINS em consonância com a citada Instrução Normativa, perfazendo um total de R$ 39 milhões. Em conseqüência do mandado de segurança impetrado em julho de 2005, a Companhia passou a recolher o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, depositando os valores que entende indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação. Em virtude de previsão de decisão favorável do TRF da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em dezembro de 2006. Em 11 de abril de 2007, o TRF concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade das Instruções Normativas n.º 468 e 658, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que se refere à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Companhia e da CEM. Em 31 de março de 2008, os valores que deixaram de ser recolhidos pela Companhia totalizavam R$ 229 milhões, dos quais R$ 122 milhões encontram-se depositado judicialmente em conta vinculada ao juízo. Cumpre notar que não foram efetuados depósitos judiciais no período compreendido entre novembro de 2006 e março de 2008, no montante de R$ 107 milhões. Considerando que o risco de perda dessa ação está avaliado como possível, nenhuma provisão foi reconhecida contabilmente pela Companhia.

Além disso, a Companhia impetrou o Mandado de Segurança com o objetivo de excluir o ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS e de compensar os valores indevidamente recolhidos, desde janeiro de 2001, a título de PIS e COFINS sobre a parcela relativa ao ICMS com tributos arrecadados pela Secretaria da Receita Federal. Tendo em vista a sentença favorável obtida nos autos do aludido mandado de segurança, a Companhia vinha excluindo o ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS desde abril de 2007, sem a necessidade de efetuar depósito judicial correspondente. Entretanto, o TRF da 4ª Região reformou a sentença de primeiro grau, com a denegação da segurança, o que levou a Companhia a retomar o respectivo recolhimento. Apesar da decisão desfavorável no TRF da 4ª Região, os advogados da Companhia entendem que a decisão final dessa ação será favorável à Companhia tendo em vista julgamento em andamento no STF, hipótese em que o indébito será compensado com tributos futuros. Neste sentido, as perspectivas de êxito no julgamento do Recurso Extraordinário que está em andamento no STF são boas, já foram proferidos 6 votos favoráveis à exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS contra apenas 1 voto contrário.

ICMS

Dentre os clientes da Companhia, encontram-se empresas industriais de diversos Estados da Federação, que adquirem a energia elétrica para utilizá-la em seu processo produtivo. No passado, quando efetuava a venda interestadual da energia elétrica para esses clientes, a Companhia não recolhia o ICMS. Em razão de decisões do STF em casos análogos, a partir de janeiro de 2003, a Companhia passou a recolher o ICMS nessas operações interestaduais. Exclusivamente com relação a um adquirente do Rio Grande do Sul, o recolhimento desse tributo não vem sendo feito, pois a questão está sendo discutida administrativamente nesse Estado, com recente decisão a favor da obrigatoriedade do recolhimento (instância exaurida). A contingência, contudo, foi assumida contratualmente por esse adquirente, que pretende iniciar contencioso judicial questionando a obrigação tributária. Nos demais Estados, com relação ao período anterior a 2003, não existe discussão administrativa ou judicial.

IR e CSLL

A Companhia apresentou perante a Delegacia da Receita Federal pedidos de compensação de créditos originados de saldos de IR e CSLL decorrentes de excesso das estimativas mensais, bem como pagamentos indevidos. Tendo em vista que a Receita Federal homologou parcialmente os pedidos de compensação, a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. Caso tais manifestações sejam julgadas improcedentes, a Companhia poderá ser obrigada a recolher os valores creditados, acrescidos de multa e juros. O valor envolvido e não homologado é de R$ 69 milhões, distribuídos da seguinte forma:

- compensação parcialmente homologada via Pedido de Ressarcimento ou Restituição/ Declaração de Compensação (PER/DCOMP) relativo aos tributos IRRF, IRPJ e CSLL, relativo ao instituto da denúncia espontânea prevista no artigo 138, do Código Tributário Nacional, no montante de R$ 33 milhões, tendo o risco envolvido sido avaliado como possível;

- utilização da base negativa da Contribuição Social sobre o Lucro Liquido anterior a 1992, incluído nas declarações de 1996 e 1997 e de janeiro de 1997 a novembro de 1997, no valor de R$ 18 milhões, devidamente provisionados, tendo o risco envolvido sido avaliado como provável;

- pagamento da Contribuição Social parcelada relativa aos processos administrativos que versam sobre o benefício da anistia fiscal, previsto no artigo 17, da Lei n.º 9.779/99, no montante de R$ 14,1 milhões, tendo o risco envolvido sido avaliado como remoto;

- pagamento da CSLL apurada em 1996, recolhido conforme dispõe o artigo 17 da Lei n.º 9.779/99 (anistia fiscal), inscrito na divida ativa da Procuradoria Geral da Fazenda Nacional de Santa Catarina, no valor de R$ 3,8 milhões, tendo o risco envolvido sido avaliado como remoto;

- denúncia espontânea, conforme previsto no artigo 138 do CTN, referente ao pagamento fora do prazo com exclusão da multa, relativo aos tributos ITR, IRRF, PIS, COFINS, IRPJ e CSSL, no valor de 6,3 milhões, tendo o risco envolvido sido avaliado como remoto. Não há valores provisionados pela Companhia.

INSS

As ações previdenciárias e os autos de infração que a Administração da Companhia considera que sejam as mais relevantes versam sobre:

- autuação relativa ao Adicional de Seguro de Acidente do Trabalho – SAT, para custeio de aposentadoria especial. A impugnação administrativa não foi provida, tendo sido interposto Recurso Voluntário ao Conselho de Recurso da Previdência Social – CRPS. Analisando o recurso, a 2ª Câmara de Julgamento, por unanimidade, converteu em diligência para realização de perícia, em virtude das alegações apresentadas pela Companhia, que colocou em dúvida o lançamento realizado, pois o setor de benefício não reconhece o direito à aposentadoria especial dos segurados que laboraram na Companhia em data posterior a 28 de abril de 1995. Em 31 de março de 2008, o valor envolvido na referida autuação era de R$ 16,5 milhões os quais se encontram integralmente provisionados pela Companhia, sendo que o risco de perda é provável.

- Notificações de cobrança de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias. Na esfera administrativa, a Companhia foi absolvida parcialmente. A Companhia ingressou com medida judicial, tendo obtido êxito em primeiro grau. Atualmente, aguarda julgamento de apelação do INSS. Em 31 de março de 2008, o valor atualizado é de R$ 7,5 milhões, os quais se encontram provisionados e depositados em juízo. O processo está classificado como sendo de risco provável.

Cíveis

Em 31 de março de 2008, a Companhia era parte em 922 ações cíveis, considerando as de natureza ambiental, que representavam, em 31 de março de 2008, um passivo estimado decorrente de ações judiciais de riscos provável, possível e remoto de R$ 89.319 milhões, dos quais R$ 50.225 milhões foram provisionados por se tratarem de ações judiciais com risco de perda provável. Dentre as ações judiciais movidas contra a Companhia, merecem destaque em virtude do montante ou do objeto envolvido, as ações abaixo descritas:

Processos contra a Privatização

Processos contra a cisão da Eletrosul e alienação do controle acionário da Gerasul

Em maio e agosto de 1998, o Ministério Público Federal propôs duas ações civis públicas contra a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Companhia, a Eletrobrás, a Eletrosul e, posteriormente, a SESA que, em conjunto, questionam: (i) a reorganização societária da Eletrobrás e da Eletrosul, que resultou na criação da Gerasul (antiga denominação da Companhia); e (ii) a alienação do controle acionário da Gerasul, isto é, a sua privatização. Também em 1998, foram propostas 3 ações populares questionando a privatização da Gerasul.

Em novembro de 2001, foi proferida sentença de procedência na ação que requeria a anulação da cisão da Eletrosul e criação da Gerasul e, de conseguinte, anulando a cisão da Eletrosul e todos os atos decorrentes. A segunda ação foi extinta sem julgamento do mérito sob o fundamento de que a decisão anterior levava a perda do seu objeto. Também em virtude da decisão na primeira ação, o juiz extinguiu as demais ações, sem julgamento do mérito. As partes, no que foram sucumbentes, interpuseram recursos de apelação para o TRF da 4ª Região, os quais foram julgados favoráveis à Companhia, ou seja, na primeira ação, a decisão de primeiro grau foi reformada e nas demais as decisões de extinção sem julgamento do mérito, foi mantida. Relativamente à primeira ação, o Ministério Público Federal ingressou com recurso extraordinário e especial, os quais foram admitidos em 2ª instância e, agora, aguardam julgamento no STF e STJ, respectivamente. A segunda ação transitou em julgado, eis que do acórdão não foi interposto recurso pelo Ministério Público Federal.

Não obstante, o desfecho desses processos pode demorar anos, na opinião dos advogados internos da Companhia. Pareceres jurídicos e decisões do Tribunal de Contas da União julgaram a lisura do processo de reorganização societária da Eletrosul e privatização da Gerasul. A Companhia considera que essas ações não se sustentam e, portanto, não constituiu qualquer provisão. Todavia, não há como prever as conseqüências de uma eventual e muitíssimo remota decisão desfavorável à Companhia e aos demais réus nesses processos, de forma que a Companhia considera a possibilidade de perda da demanda remota. Os efeitos de uma decisão dessa natureza são complexos e difíceis de determinar, e envolveriam múltiplas demandas por perdas e danos envolvendo a União Federal, o BNDES, a ANEEL, a Eletrobrás, a Eletrosul, a Companhia, a SESA e terceiros, incluindo os investidores em valores mobiliários emitidos pela Companhia, os quais podem ser adversamente afetados. Ademais, não é possível estimar o valor envolvido nesses processos.

Ação de rescisão contratual

Ação Ordinária de Indenização ajuizada em 12 de novembro de 2001 pela CIEN em face da Companhia e da Eletrobrás, na qual a CIEN requer o reconhecimento do seu direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial e tributário previsto no "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica" firmado com a Companhia, bem como a rescisão de referido contrato por suposto descumprimento do mesmo pelas rés (Companhia e Eletrobrás). Após a apresentação das contestações pelas rés, o feito se encontra sobrestado a pedido da CIEN desde 23 de abril de 2007. Em 31 de março de 2008, o valor envolvido era de R$ 13 milhões, o respectivo valor provisionado pela Companhia era de R$ 13 milhões e as chances de êxito são prováveis.Em 31 de março de 2008, a Companhia mantinha provisão para as ações cíveis decorrentes de riscos de ações judiciais de risco provável de R$ 50.225 milhões e R$ 2 milhões para Itasa.

Histórico do "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica" celebrado entre a Companhia e a CIEN

O "Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica" foi celebrado em 5 maio de 1998, pela Companhia com a CIEN, com interveniência da Eletrobrás, de Furnas e da Eletrosul. O prazo de referido contrato é de 20 anos, contado a partir de 21 de junho de 2000, e o seu objeto é a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, pela Companhia, para ser disponibilizada, pela CIEN, por meio de interconexão de energia construída e operada pela CIEN, interligando o Brasil e a Argentina. O contrato não está registrado na CCEE como um contrato comum de compra e venda de energia, mas como uma usina térmica da Companhia no Brasil.

Em março de 2005, o CMSE recomendou à ANEEL a realização de testes para a comprovação da existência de disponibilidade de geração e Garantia Física de energia para as interconexões de energia operadas pela CIEN interligando o Brasil e a Argentina. Com base no resultado de tais testes, foi publicada, em 30 de março de 2005, a Portaria MME n.º 153/05 e, em 31 de março de 2005, a Resolução ANEEL n.º 155/05, reduzindo o valor da Garantia Física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato, de 300 MW para, aproximadamente, 72 MW. Em razão do modo como o contrato está registrado na CCEE, esta redução deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na regulamentação do setor, por insuficiência de lastro, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que levou a Companhia a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente com outro agente.
Por força do ocorrido, a Companhia entende que ficou caracterizado inadimplemento contratual por parte da CIEN, e que multas e ressarcimentos previstos no contrato tornaram-se devidos à Companhia. Assim, baseada em dispositivos contratuais que determinam que os valores constantes das faturas emitidas pela CIEN já devem ser líquidos de todos os montantes por ela devidos à Companhia a título de multas e ressarcimentos (o que não vem sendo feito pela CIEN com relação a nenhuma das faturas por ela emitidas sob o contrato desde a redução de sua Garantia Física), a Companhia não efetuou o pagamento das referidas faturas, por serem tais faturas inábeis.

<u>Ação popular</u>

A Companhia é parte na ação popular n.º 2002.34.00.009718-8, à qual estão apensadas outras 2 ações civis públicas, originárias de São Paulo, cujo objeto é a declaração de nulidade de contratos firmados entre a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE e alguns produtores independentes para superação da crise de energia de 2001 ou, alternativamente, a condenação da ANEEL a modificar a citada resolução, passando os gastos de capacidade e aquisição de energia emergencial a serem incorporados como "Encargos de Serviços de Sistema" e rateados entre as empresas concessionárias, promovendo as compensações, créditos e débitos, nas contas dos consumidores afetados" e cujo valor envolvido ainda é incerto, tendo em vista o pedido formulado na petição inicial. De acordo com parecer fornecido pelos advogados externos da Companhia, a probabilidade de perda da demanda é possível. Não há provisionamento para esse processo. O processo encontra-se na fase de apresentação de contestações

Ambientais

Em 31 de março de 2008, a Companhia era parte em determinadas processos de natureza ambiental, dentre os quais, embora não representassem um alto valor de contingência naquela data, merecem destaque em virtude do montante ou do objeto envolvido, os seguintes processos:

- Em 20 de abril de 2007, o Ministério Público Federal ajuizou ação civil pública em face da Companhia e de outras partes, pleiteando a reparação de eventuais danos causados por supressão de vegetação em todo o reservatório da UHE Cana Brava, bem como a transferência da competência do licenciamento ambiental do empreendimento ao IBAMA. O valor envolvido é de R$ 2 milhões, o qual se encontra integralmente provisionado. A Companhia classifica referida ação como de risco provável.

- Em 20 de outubro de 2004, o Ministério Público Federal ajuizou ação civil pública em face da Companhia e de outras partes, visando a reparação pelos alegados danos ambientais causados pelas emissões atmosféricas do Complexo Jorge Lacerda, incluindo danos morais e materiais aos cidadãos vitimados pela poluição e ao Fundo de Defesa de Direitos Difusos, bem como a reparação ambiental dos danos alegados. Além disso, é requerida a realização de auditoria ambiental para apurar efeitos de poluição no entorno do empreendimento e a suspensão de incentivos fiscais. Não é possível estimar o valor envolvido nessa ação. Não há provisionamento. A Companhia classifica referida ação como de risco possível.

- Em 31 de outubro de 2005, o Ministério Público do Estado de Santa Catarina ajuizou ação civil pública em face da Companhia, visando a reparação e indenização por danos ambientais decorrentes da operação da UHE Itá. O valor envolvido é de R$ 0,2 milhão. Não há provisionamento para essa ação. A Companhia classifica referida ação como de risco possível.

Trabalhistas

Na esfera judicial, em 31 de março de 2008, a Companhia possuía 357 ações trabalhistas em andamento, das quais 55 ações estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância; 174 ações estavam em fase recursal; e 109 ações já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva; e 19 ações pendiam de arquivamento ou encontravam-se suspensas. Das ações trabalhistas movidas contra a Companhia, 24,93% eram relacionadas ao período anterior à privatização e ficaram sob sua responsabilidade de acordo com os critérios da cisão da Eletrosul e posterior privatização da Gerasul.

Das 357 ações trabalhistas que a Companhia possuía em 31 de março de 2008, 220 eram ações movidas por ex-empregados; 2 eram movidas por sindicatos; e 135 eram movidas por prestadores de serviços empregados de empresas terceirizadas.

Os principais pedidos formulados nas ações individuais eram: reconhecimento de vínculo empregatício, FGTS, reflexos das verbas trabalhistas no plano de previdência complementar com o conseqüente reajuste de aposentadoria e responsabilidade subsidiária. Os principais pedidos formulados nas ações coletivas são: pagamento de diferenças salariais decorrente de planos econômicos e multa por atraso no pagamento de salários. Nas 2 ações trabalhistas coletivas, as decisões de primeira instância entenderam ser totalmente improcedentes os pedidos.

Em 31 de março de 2008, o potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia R$ 42,6 milhões. Do potencial valor total envolvido no passivo trabalhista da Companhia, R$ 19,1 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável, R$ 11,1 milhões correspondem ao valor de risco de perda possível, e R$ 12,4 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto.

Em 31 de março de 2008 não existiam reclamações trabalhistas contra a Companhia com valores individuais de perda provável superiores a R$ 1,2 milhão.

O valor total provisionado pela Companhia representa a totalidade do valor estimado para perdas oriundas das ações trabalhistas que provavelmente terão uma decisão desfavorável. Assim, em 31 de março de 2008, a provisão para o passivo trabalhista da Companhia era de R$ 19,1 milhões, dos quais R$ 13,8 milhões encontram-se depositados judicialmente (seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal).

Pendências administrativas

Em 31 de março de 2008, a Companhia era parte em diversos processos administrativos de natureza civil, ambiental, previdenciária e tributária. Os respectivos processos eram pulverizados e nenhum, isoladamente, envolvia montantes relevantes. Contudo, com relação aos processos administrativos envolvendo questões ambientais, os fatos que geraram tais processos poderão ter desdobramentos na esfera judicial cível ou criminal. O contencioso administrativo está basicamente distribuído entre os processos de natureza fiscal e previdenciária.

Além disso, cumpre notar que todos os litígios envolvendo a Companhia estão registrados num sistema próprio de controle e passam por análise de classificação de risco. Os de risco provável são automaticamente contabilizados, provisionados e reclassificados, sendo possível a mudança do risco em virtude do seu andamento.

Outras informações relevantes e contingências não abrangidas nos itens anteriores

Na data deste Prospecto, a Companhia entende que não existem outras informações relevantes e/ou contingências não abrangidas nesta seção.

ADMINISTRAÇÃO

Conselho de Administração

O Conselho de Administração é responsável pela fixação da orientação geral dos negócios da Companhia, pela eleição e destituição dos diretores e determinação de suas respectivas atribuições, bem como pela fiscalização da gestão dos mesmos, dentre outras atribuições estabelecidas no Estatuto Social da Companhia.

Segundo o Estatuto Social da Companhia, o Conselho de Administração é composto de, no mínimo 5, e, no máximo, 9 membros efetivos e igual número de suplentes. Dentre os titulares, um é Presidente e outro é Vice-Presidente do Conselho de Administração, sendo que ambos são escolhidos pelos acionistas, conforme estabelecido na Lei das Sociedades por Ações, com mandato unificado de 2 anos, permitida a reeleição.

Quando a Companhia adequou seu Estatuto Social às novas regras e procedimentos do "Regulamento de Listagem do Novo Mercado", seu Conselho de Administração passou a contar com 9 membros titulares, sendo 1 representante dos empregados e 2 conselheiros independentes. Com exceção do titular e de seu respectivo suplente, indicados pelos empregados, todos os demais membros são eleitos por acionistas em Assembléia Geral.

Na data deste Prospecto, os membros do Conselho de Administração que haviam sido eleitos na Décima Primeira Assembléia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia, em sessão realizada em 8 de abril de 2008, com mandato de 2 anos, ou seja, até 7 de abril de 2010, e empossados em 8 de abril de 2008, são:

Conselheiros	Suplentes
Maurício Stolle Bähr(1)	Patrick Charles Clement Obyn
Jan Franciscus María Flachet(2)	Luiz Eduardo Simões Viana
Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos	Manoel François Colcombet
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Alexandre Jean Keisser
Dirk Beeuwsaert	Gil de Methodio Maranhão Neto
Pierre Michel Philippe Chareyre	José Carlos Cauduro Minuzzo
Luiz Antônio Barbosa	Roberto Henrique Tejada Vencato
José Pais Rangel(3)	José João Abdalla Filho(3)
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro(3)	Antônio Alberto Gouvêa Vieira(3)

(1) Presidente
(2) Vice-Presidente
(3) Membros independentes

Diretoria Executiva

A Diretoria Executiva da Companhia é composta por 6 Diretores, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 anos, sendo permitida a reeleição.

A Diretoria Executiva reúne-se por convocação do Diretor Presidente ou por 2 diretores, ficando dispensada a convocação na hipótese de comparecerem todos os seus membros. As reuniões devem ocorrer pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, mediante convocação, sempre que o interesse da Companhia exigir.

Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado o disposto no Estatuto Social da Companhia e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

Na data deste Prospecto, a Diretoria da Companhia era composta pelos seguintes membros, os quais tomaram posse em 10 de maio de 2007, e cujos mandatos terminam em 10 de maio de 2010:

Nome	Cargo
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Diretor Presidente
Marco Antônio Amaral Sureck	Diretor de Planejamento e Controle
José Carlos Cauduro Minuzzo	Diretor de Produção de Energia
Marc Jacques Zelie Verstraete	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Miroel Makiolke Wolowski	Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos
Luciano Flávio Andriani	Diretor Administrativo

Conselho Fiscal

O Conselho Fiscal é responsável pela fiscalização dos atos dos administradores e por examinar e opinar sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

O Conselho Fiscal da Companhia é um órgão de funcionamento não permanente, que pode ser instalado a pedido dos acionistas da Companhia, na forma da lei, e que, uma vez instalado, atuará de forma totalmente independente da administração da Companhia, bem como de qualquer empresa de auditoria externa que eventualmente seja contratada pela Companhia.

O Conselho Fiscal será composto de, no mínimo 3 e no máximo 5 membros efetivos e igual número de suplentes, com mandato de 1 ano, podendo ser reeleitos.

Na data deste Prospecto, o Conselho Fiscal da Companhia encontra-se instalado, tendo seus membros sido eleitos e tomado posse em 8 de abril de 2008, com mandato até a Assembléia Geral Ordinária da Companhia a ser realizada em 2009, conforme deliberação tomada na Décima Primeira Assembléia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia.

Na data deste Prospecto, o Conselho Fiscal era composto pelos seguintes membros:

Conselheiros Titulares	Conselheiros Suplentes
Newton de Lima Azevedo Júnior	Manoel Eduardo Bouzan Almeida
Paulo de Resende Salgado	Flávio Marques Lisboa Campos
Manoel Eduardo Lima Lopes	Ailton Pinto Siqueira

Comitês

A Companhia possui 8 comitês, cujas ações estão sujeitas à aprovação do Conselho de Administração. São eles: (i) Comitê de Energia, (ii) Comitê de Gerenciamento de Risco, (iii) Comitê Financeiro, (iv) Comitê de Planejamento Tributário, (v) Comitê de Ética, (vi) Comitê de Inovação, (vii) Comitê de Sustentabilidade, e (viii) Comitê Estratégico.

Dentre estes, o Comitê Estratégico está previsto no Estatuto Social da Companhia e trata-se de um órgão consultivo da administração, com funções de opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva nos assuntos estratégicos da Companhia que lhe sejam submetidos, como, por exemplo, a seleção e o acompanhamento dos projetos de expansão do Parque Gerador e as tendências do setor elétrico.

Comitê Estratégico

O Comitê Estratégico será composto de até 7 membros, acionistas ou não, residentes no País ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração, que fixará a remuneração de seus membros, e seu funcionamento será regido pelo regulamento interno da Companhia. Na data deste Prospecto, o Comitê Estratégico encontrava-se instalado.

Informações biográficas dos administradores da Companhia

A seguir, encontram-se as informações biográficas dos atuais membros do Conselho de Administração, seus suplentes e membros da Diretoria da Companhia.

Membros do Conselho de Administração

Maurício Stoller Bähr. Engenheiro mecânico formado pela Universidade Gama Filho, no Rio de Janeiro, e analista de sistemas formado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Possui *Master of Business Administration* - MBA pela COPPEAD - Universidade Federal do Rio de Janeiro e em *Corporate Finance* pela Berkeley University, nos Estados Unidos da América. Foi diretor financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. no ano de 1997 e diretor financeiro da Nacional Energética S.A. entre os anos de 1994 e 1997 e membro do Conselho de Administração da Iven S.A. de 1996 a 1997. Atualmente é presidente do Conselho de Administração da Companhia, diretor presidente da Suez Energy Brasil Ltda., diretor da SESA, representante geral da Suez no Brasil e presidente do Conselho do ONS. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Jan Franciscus María Flachet. Engenheiro eletromecânico formado pela Universidade Católica de Louvain, Bélgica, em 1979. É mestre em administração de empresas pelo Instituto de Administração e Gestão da UCL e participou do CEDEP - *General Management Program*, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. Desenvolveu diversas atividades nas áreas de operação e desenvolvimento nas empresas do grupo Tractebel, tendo iniciado sua carreira em 1979 na Unerg como chefe do departamento de operações, em Brabant. De 1990 a 1996, trabalhou na Electrabel como gerente geral de distribuição de energia elétrica para os municípios flamengos dos arredores de Bruxelas. Em 1996 assumiu o cargo de gerente geral da Litoral Gás, na Argentina e, em 1999, passou a exercer o cargo de vice-presidente sênior de Operações de Distribuição e Comércio na Tractebel EGI. Em 2001, assumiu o cargo de vice-presidente executivo para desenvolvimento de negócios na América do Sul. Atualmente é Vice-Presidente do Conselho de Administração da Companhia e Diretor Presidente da SESA. Endereço comercial: Rua Esteves Júnior, 50, 9º andar, Florianópolis – SC.

Manoel Arlindo Zaroni Torres. Engenheiro eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá, em Minas Gerais. Especialista em administração geral pelo CEDEP - *General Management Program*, associado ao INSEAD, em Fontainebleau, na França. De 1973 a 1998, trabalhou em Furnas, foi chefe da divisão de transmissão de Ivaiporã em Furnas, sendo responsável pelo departamento de produção do Paraná e, posteriormente, superintendente de produção Sul. A partir de 1992 atuou como superintendente de operação no sistema de Furnas, sendo responsável pelas atividades relacionadas à comercialização de energia. Foi representante de Furnas no GCOI - Grupo Coordenador para Operação Interligada, na Comissão Mista de Operação da Usina de Itaipu e no COESE - Comitê de Operação das Empresas do Sistema Eletrobrás, como coordenador do subcomitê de operação. Em 1998, passou a integrar a diretoria da Tractebel Brasil e atuou como diretor de operação, assumindo a presidência da Companhia em 1999. Atualmente é membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente da Companhia, além de ser membro do conselho de administração da Itasa. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis – SC.

Victor Frank de Paula Rosa Paranhos. Engenheiro mecânico formado pela Universidade Católica de Petrópolis, no Rio de Janeiro, economista pelo Instituto Metodista Bennett, além de atuário pela Sociedade Universitária Augusto Motta – SUAM, no Rio de Janeiro. Foi engenheiro residente na Sociedade Técnica de Engenharia e Representação – STER, diretor da Corretora de Títulos e Valores Mobiliários Paulo Williansems, diretor superintendente do Fundo de Pensão do Montreal Bank, do Banco Nacional, e Presidente da Nacional Energética S.A. (responsável pela construção da UHE Serra da Mesa). Exerceu o cargo de Diretor Presidente da CEM, companhia responsável pela construção da UHE Cana Brava até junho de 2002. É atualmente membro do Conselho de Administração da Companhia e diretor presidente da CESS. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Dirk Beeuwsaert. Engenheiro mecânico e eletricista formado pela Universidade de Gent, Bélgica. Participou do Programa de Gerenciamento – CEDEP, em Fontainebleau, na França. Foi membro da Diretoria Executiva da Tractebel Societè Anonyme, membro do Comitê Estratégico da Electrabel Societè Anonyme, membro do Conselho de Administração e Presidente da Tractebel Inc., membro do Conselho de Administração da Tractebel North América, diretor da Thai Cogeneration Co., Nong Khae Cogeneration Co. e da Samutprakarn Cogeneration Co. É membro do conselho da Vlerick Management School Leuven-Gent, membro do conselho de consultores da University of Gent e membro do Conselho da Faculty of Applied Sciences. É atualmente presidente da SUEZ Energy International e membro do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Place du Trône, 1 – B 1000, Bruxelas, Bélgica.

Pierre Michel Philippe Chareyre. Formado pelo Institut d´Etudes Politiques de Paris e mestre em Direito pela Universidade de Paris. Começou suas atividades profissionais no Midland Bank, na França, e, posteriormente, no Reino Unido. Em 1988, ingressou no grupo Société Générale de Belgique, na Bélgica. Em 1989, foi CFO da Sogem, pertencente ao Grupo Union Minière, atualmente Unicore, e, em 1993, foi CEO desta. De 1997 a 2001, foi CFO da REXEL, membro do Grupo PPR, antes de voltar novamente ao Grupo Suez como Vice Presidente Sênior de Finanças da Suez Environnement. É atualmente membro do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Place du Trône, 1 – B 1000, Bruxelas, Bélgica.

Luiz Antônio Barbosa. Técnico de manutenção de usinas. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul. É Diretor Financeiro do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina – SINTRESC desde 1993. Atualmente é membro do Conselho de Administração da Companhia eleito pelos seus funcionários. Endereço comercial: Rua Prudente de Morais, 370, Tubarão – SC.

José Pais Rangel. Advogado formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes, Rio de Janeiro, em 1973, possui Licenciatura em Direito e Legislação/Habilitação de Magistério pela Faculdade Niteroiense de Formação de Professores - USAID-1977. Foi funcionário de carreira do Banco do Brasil e Banco Central no período de 1961 a 1991. Foi inspetor de mercado de capitais do Banco Central de São Paulo e supervisor de fiscalização do mercado de capitais do Banco Central em São Paulo e no Rio de Janeiro. Foi chefe do departamento da dívida pública do Banco Central. Foi gerente de operações de mercado aberto do Banco Central. Foi coordenador do programa de Desestatização de empresas controladas pelo Banco Central do Brasil. Foi presidente da Companhia Nacional de Tecidos Nova América. Foi membro do Conselho de Administração da Dinâmica S.A., empresa subsidiária do Banco Clássico S.A. Desde 1995 até a presente data tem alternado os cargos de Diretor Vice-Presidente e de Diretor-Presidente do Banco Clássico S.A., ocupando atualmente o cargo de Diretor-Presidente. É atualmente membro independente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Presidente Vargas, 463, 13º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro. Advogado formado em direito no ano de 1972, na então Universidade do Estado da Guanabara. Desde dezembro de 1980 é sócio do escritório Motta, Fernandes Rocha Advogados. Atua preponderantemente nas áreas de direito societário e mercado de capitais, tendo assessorado a BOVESPA na concepção e na implementação do Novo Mercado. Foi membro do Conselho de Administração da Bolsa de Valores do Rio de Janeiro e do conselho de administração do BNDESPAR. Foi diretor da CVM e membro do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional. Foi Presidente da CVM no período de 15 de julho de 2002 a 27 de maio de 2004. Foi Presidente do COSRA – *Council of Securities Regulators of the Americas*. É árbitro da Câmara de Arbitragem do Mercado. É diretor do Instituto Brasileiro de Relações com Investidores, Seção do Rio de Janeiro. É membro do Conselho da ABRASCA – Associação Brasileira de Companhias Abertas. É membro do Conselho Superior do Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais (IBMEC), membro do Conselho Instituto Futuro Brasil, membro do Conselho Consultivo da Associação Brasileira de Venture Capital e Private Equity (ABVACP) e Presidente do IBEF Rio. É atualmente membro independente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, 5º andar – Rio de Janeiro - RJ.

Patrick Charles Clement Obyn. Advogado formado pela Faculdade de Direito da Universidade de Antuérpia, Bélgica. Foi advogado da Union Carbide (indústria química) e do Grupo Alcatel (telecomunicações). Em 1995, ingressou no Grupo Suez-Tractebel como assessor sênior da Electricity and Gaz International. Desde 2002, exerce o cargo de *general counsel* da SESA. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Rua Esteves Júnior, 50, 9º andar, Florianópolis – SC.

Luiz Eduardo Simões Viana. Economista formado pela Faculdade de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro, em 1985 e possui MBA da COPPEAD/UFRJ, em 1998. Trabalhou como economista da BNDESPAR entre setembro de 1980 a junho de 1991, ligado à área de Mercado de Capitais. Foi gerente de *underwriting* do Banco Nacional S.A. entre setembro de 1991 e dezembro de 1995. Atuou como superintendente de relações institucionais da Serra da Mesa Energia S.A. (Antiga Nacional Energética S.A.) entre janeiro de 1996 a maio de 1998. Atualmente trabalha como diretor da SESA e diretor sem designação específica da Itasa, exercendo cumulativamente as funções de diretor de relações com investidores. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Manoel François Colcombert. Engenheiro Industrial pela ITBA, Buenos Aires, em 1984 e possui MBA do IMD, Lausanne, Switzerland, em 1990. Atuou no setor de energia na área de gerenciamento geral, comercial, estratégia e planejamento de negócios. Atualmente é vice presidente sênior de strategy & portfólio management da regional América do Sul do Grupo Suez. É conselheiro ou membro do Comitê Estratégico de várias empresas do Grupo Suez na América do Sul. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Talcahuano, 833 – 3º C, C1013AAQ, Buenos Aires, Argentina.

Alexandre Jean Keisser. Engenheiro Mecânico formado pela escola Superior de Engenheiros de Marseille, França. Possui MBA de Finanças pela Columbia University, EUA. Foi engenheiro de projetos da ELYO, Suez, França, de 1994 a 1995. Foi diretor de projetos da TRIGEN, New York, EUA, de 1996 a 1999, e, em 2000, diretor de desenvolvimento de negócios. De 2001 a 2003, foi diretor de fusões e aquisições das empresas de energia da Suez Energy North América, Nova Iorque e Houston, EUA. Atualmente é responsável pela gestão de finanças da regional América do Sul do Grupo Suez, em Buenos Aires, Argentina. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Apoquindo, 3721, Lãs Condes, cidade de Santiago, Chile.

Gil de Methodio Maranhão Neto. Engenheiro Civil formado pela Veiga de Almeida. Possui MBA em finanças pelo IBMEC. Atuou nas áreas de Mercado de Capitais (administração de fundos de ações e '*underwriting*') e comercial (Fundos de Pensão) no Banco Nacional S.A. Participou da criação da empresa Nacional Energética S.A., que foi a primeira produtora independente de energia do Brasil. Trabalhou 2 anos no início do processo de reorganização da Companhia (na época GERASUL) atuando em diversas áreas, como diretor de investimentos, diretor de implementação de projetos, presidente interino e membro do conselho de administração. Neste período, foi responsável pela construção das usinas de Itá, Machadinho e William Arjona. Atualmente é responsável por desenvolvimento de negócios e comunicações, da Suez Energy Brasil, onde tem o cargo de diretor. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

José Carlos Cauduro Minuzzo. Engenheiro Mecânico formado pela PUC-RS. Começou sua carreira profissional na ELETROSUL em 1976, desempenhando suas atividades na área de geração térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda até 1992. Realizou estágios nas fábricas de turbinas a vapor da Ansaldo e Skoda, em 1984 e na fábrica da Nei Parsons, em 1987. Participou do grupo de manutenção do Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP, de 1981 a 1987 e do grupo de manutenção de térmicas do GCOI de 1986 a 1998, sendo o coordenador do grupo de 1994 a 1998. Gerenciou a divisão de engenharia e manutenção de térmicas até 1997 e, posteriormente, o departamento de geração térmica até junho de 1999. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração e Diretor de Produção de Energia da Companhia. Atualmente exerce ainda a função de Diretor de Operação da Lages Bioenergética, sendo, o Diretor do Comitê Gestor do Consórcio Itá e do Consórcio Machadinho. Por fim, atua como suplente no Conselho de Administração da Itasa e do Conselho Estadual de Recursos Hídricos do Paraná. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

Roberto Henrique Tejada Vencato. Advogado formado pela Pontifícia Universidade Católica de Porto Alegre. Admitido na Eletrosul em junho de 1984, na área de operação, passando a atuar, posteriormente, na área administrativa, lotado em Charqueadas. É dirigente sindical, liberado para tratar das questões da categoria, desde 1990. Atualmente exerce o mandato de Conselheiro Fiscal da PREVIG. É atualmente membro suplente, representante dos empregados, do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Olavo Porto, 1722, Charqueadas - RS.

José João Abdalla Filho. Bacharel em Ciências Econômicas na Universidade Presbiteriana Mackenzie. É presidente e acionista controlador do Banco Clássico S.A., da Dinâmica Energia S.A. e, também é presidente e acionista da Socal S.A. Mineração e Intercâmbio Comercial e Industrial e, desde abril de 2007, membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço comercial: Avenida Presidente Vargas, 463, 13º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira. Advogado formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, possui Pós-graduação em Administração de Empresas pela mesma universidade. É Sócio do escritório de advocacia Gouvêa Vieira, desde 1978. É membro do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. Foi membro do Conselho de Contribuintes do Estado do Rio de Janeiro, de 1982 a 1986. Foi membro de Conselhos de Administração de diversas sociedades, dentre as quais: (i) BFB - Banco de Investimento S.A.

(Crédit Lyonnais) de 1988 a 1995; (ii) Companhia Vidraria Santa Marina S.A. (Saint Gobain), de 1992 a 2003; (iii) Elf Lubrificantes do Brasil, de 1996 a 2000; (iv) Eternit S.A., de 1996 a 2000; (v) Leroy Merlin (Brasil), desde 1996; (vi) Telesp Celular Participações S.A., de 1998 a 2001; e (vii) Acesita S.A. (ARCELOR), desde 1999. É membro dos conselhos consultivos das seguintes sociedades: (i) Portugal Telecom (Brasil), desde 2003; (ii) Banco Privado Português, desde 2005. É membro do conselho de administração da Sociedade Francesa e Brasileira de Ensino (Lycée Molière) e do Instituto Brasileiro de Governança Corporativa. É atualmente membro suplente independente do Conselho de Administração da Companhia. Endereço Comercial: Avenida Rio Branco, 85, 17º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Membros da Diretoria Executiva

Manoel Arlindo Zaroni Torres. Para informações biográficas do Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres, vide subitem "*Membros do Conselho de Administração*" desta seção "Administração".

Marco Antonio Amaral Sureck. Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal do Paraná, mestre em Engenharia de Produção pela Universidade Federal de SC – UFSC e especialista em planejamento da expansão e da operação de sistemas elétricos pela University of Waterloo - Canadá. Trabalhou na Eletrosul de 1982 a 1997, exercendo as funções de Engenheiro de Planejamento Energético e foi gerente da divisão de planejamento energético e do departamento de planejamento de geração, transmissão e telecomunicações. Trabalhou na Companhia de 1998 a 2002 como gerente da área de planejamento da operação e comercialização de energia. Participou em processos licitatórios (UHE Itá, UHE Machadinho e interligação com a Argentina), na reestruturação do setor elétrico, do grupo coordenador do planejamento da Expansão - GCPS e foi representante no comitê técnico do MAE no estabelecimento das regras de mercado. Atualmente é Diretor de Planejamento e Controle da Companhia, respondendo pelas áreas de Planejamento da Operação, Regulação e Mercado, Contabilização de Energia e Planejamento Financeiro e Controle. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis – SC.

José Carlos Cauduro Minuzzo. Para informações biográficas do Sr. José Carlos Cauduro Minuzzo, vide subitem "*Membros do Conselho de Administração*" desta seção "Administração".

Marc Jacques Zelie Verstraete. Bacharel em Economia e Ciências Econômicas Aplicadas pela Catholic University of Louvain e Engenheiro Comercial pela Catholic University of Louvain. É mestre em Gestão de Negócios pela International University of America. Foi assistente Financeiro no ING Bank – Bélgica e consultor financeiro sênior da Suez Tractebel Sociètè Anonyme (Bélgica). Atualmente é diretor financeiro e de relações com investidores da Companhia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis – SC.

Miroel Makiolke Wolowski. Engenheiro Eletricista formado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e Administrador de Empresas pela Escola de Administração de Santa Catarina – ESAG. Possui pós-graduação em Administração Pública pela ESAG. Foi engenheiro projetista na Ericsson do Brasil e gerente de produção na Intelbrás. Na Eletrosul atuou como engenheiro, trabalhando na área de aquisições de usinas e grandes equipamentos, elaborando, inclusive, os editais da UTE Jacuí e UTE Corumbá. Na Companhia (na época Gerasul) trabalhou até dezembro de 2000, na área de Desenvolvimento de Negócios. Em 2007, foi eleito presidente da Associação Paulista de Co-geração de Energia – COGEN/SP. Atualmente é Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos da Companhia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

Luciano Flávio Andriani. Administrador de empresas formado pela Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC e pós-graduando em Gestão do Desenvolvimento e Cooperação Internacional pela Universidade Moderna de Lisboa. Na Eletrosul, foi Analista de Organização e Métodos, gerente do departamento de patrimônio, documentação, transporte e serviços e gerente do departamento de recursos humanos. Posteriormente foi gerente de recursos humanos e informática da Companhia. Atualmente é Diretor Administrativo da Companhia, exercendo referido cargo desde setembro de 2000, sendo responsável por recursos humanos, tecnologia da informação, suprimentos e comunicação institucional, além de coordenar os comitês de ética, de inovação e de sustentabilidade. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, 366, Florianópolis - SC.

Membros do Conselho Fiscal

Newton de Lima Azevedo Júnior. Engenheiro Civil formado pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, em 1972. Trabalhou na Themag Engenharia de 1972 a 1991, exercendo a função de diretor geral do Projeto de Itaipu de 1978 a 1991. Entre os anos de 1992 e 1999, foi diretor presidente da Estudos Técnicos e Projetos ETEP Ltda. e diretor da ABCE – Associação Brasileira dos Consultores de Engenharia, de 1999 a 2002 foi diretor presidente da Lyonnaise dês Eaux do Brasil. Entre 2001 e 2003, foi diretor presidente da Águas do Amazonas (concessão privada de água e esgoto da cidade de Manaus). Atualmente é vice presidente da Associação Brasileira de Infra-estrutura e Indústria de Base - ABDIB, sendo responsável pela área de saneamento ambiental, e sócio e diretor presidente da Eco-Enob Soluções Ambientais Ltda. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Avenida Engenheiro Luis Carlos Berrini, 1461, 8º andar, Centro, São Paulo – SP.

Paulo de Resende Salgado. Bacharel em Ciências Econômicas na Universidade Cândido Mendes. Possui Pós-graduação pela Fundação Getulio Vargas – FGV em Executivo Financeiro, MBA/PDG – Programa de Desenvolvimento Gerencial e Capital Market-FGV-AID-EUA. Trabalhou no Banco Citibank de setembro de 1979 a julho 1981, exercendo a função de vice-presidente residente. Trabalhou no Banco Econômico de Investimentos S.A., na função de superintendente de investimentos, de agosto de 1981 a fevereiro 1989. No período entre julho de 1989 e dezembro de 1995, trabalhou no Banco Nacional S.A., no cargo de diretor de *underwriting* e privatização, participando nos projeto de privatização da Light, CSN e, também, atuando como diretor da Nacional Energética S.A. e da IVEN S.A. Atuou como diretor financeiro da Nacional Energética S.A., de janeiro de 1994 a outubro de 1996. A partir de janeiro de 1997 até a presente data, é consultor econômico da agenda Corretora de Câmbio e Valores Mobiliários Ltda. e, a partir de abril de 2007, membro titular do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Rua Sacopan, 83, ap. 901, Rio de Janeiro - RJ.

Manoel Eduardo Lima Lopes. Bacharel em Ciências Contábeis e Direito pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro. Trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. – BANERJ, de 1979 a 1981, exercendo a função de auditor geral e, de 1981 a 1990, de superintendente de controle. Entre os anos de 1990 e 1996, exerceu a função de consultor do Banco Clássico S.A., tendo sido nomeado a diretor para o período de 1996 a 1998. Em 1998 assumiu a gerência de controle da IRB – Brasil Resseguros S.A., onde permaneceu até o ano de 2001. Atualmente é diretor do Banco Clássico S.A. e funcionário aposentado do Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. – BANERJ. É membro titular do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Avenida Oswaldo Cruz, 81/201, Flamengo, Rio de Janeiro – RJ.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida. Bacharel em Ciências Contábeis pelas Faculdades Integradas Simonsen, em 1978, no Rio de Janeiro. Trabalhou no ramo da indústria de 1969 a junho de 1995 exercendo diversas funções administrativas, chegando ao cargo de gerente administrativo e contábil. No segundo semestre de 1995, foi convidado para exercer as funções de contador no projeto energético de Serra da Mesa, da empresa Serra da Mesa S.A., permanecendo até junho de 1998, quando se transferiu para o Grupo Tractebel, para trabalhar na holding, onde permanece até a presente data, exercendo a função de contador. Integrou o Conselho Fiscal da Companhia no primeiro mandato de 1998. É membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barros, 52, sala 1401 (parte), Rio de Janeiro - RJ.

Flávio Marques Lisbôa Campos. Engenheiro Civil graduado pela Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG, em 1973. Exerce as funções de diretor geral e CEO da Leme Engenharia Ltda. desde 2002, tendo exercido anteriormente as seguintes atividades nesta empresa: (i) 1994 a 2002, diretor geral e executivo; (ii) 1992 a 1994, diretor de desenvolvimento de negócios; (iii) 1988 a 1992, diretor técnico; e (iv) 1976 a 1988, atuação na área técnica como chefe do setor de engenharia hidráulica. Trabalhou como engenheiro civil de 1972 a 1976 nas empresas Elektrowatt Ingenieros Consultores, Elektrowatt Engineering Services e Eletroprojetos S.A – Estudos de Engenharia. Atualmente participa da diretoria da ABDIB – Associação Brasileira da Infra-Estrutura e Indústrias de Base e, também, é membro de diversos conselhos, dentre os quais: Conselho Diretor da Câmara de Arbitragem Empresarial – Brasil; Conselho de Política Econômica da FIEMG; Conselho Diretor da AMEC; Conselho Diretor da Associação Brasileira de Consultores de Engenharia (ABCE) e do Conselho Estadual de Recursos Hídricos de Minas Gerais. É membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Rua Guajajaras, 43, Belo Horizonte, Minas Gerais.

Ailton Pinto Siqueira. Trabalhou no Banco do Estado do Rio de Janeiro S.A. – BANERJ de 1971 a 1989, onde exerceu os seguintes cargos: (i) gerente de agência 1971 a 1974; (ii) inspetor de 1974 a 1980; e (iii) auditor de 1980 a 1989, quando se aposentou. É diretor do Banco Clássico S.A. desde 26 de março de 1998 até a presente data. É membro suplente do Conselho Fiscal da Companhia. Endereço comercial: Rua Senador Vergueiro, 157/604, Flamengo, Rio de Janeiro - RJ.

Remuneração global dos administradores da Companhia

Os conselheiros de administração e diretores executivos da Companhia recebem, pelo exercício da função, uma remuneração mensal fixa, cujo montante total está incluso no valor anual aprovado pela Assembléia Geral Ordinária como remuneração anual global dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva.

Para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005, 2006 e 2007, a verba global e anual destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia foi fixada em R$ 8,0 milhões, R$ 8,8 milhões, R$ 12,0 milhões e R$ 15 milhões, respectivamente. Adicionalmente, cabe à Companhia, quando for o caso, custear as respectivas despesas de INSS, FGTS, seguro saúde, previdência privada, assistência médica e habitação. A remuneração global, incluindo encargos e despesas adicionais, efetivamente paga pela Companhia aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva nos anos de 2004, 2005, 2006 e 2007 foi de R$ 6,3 milhões, R$ 9,1 milhões, R$ 10,6 milhões e R$ 8,3 milhões respectivamente.

Para o exercício social de 2008, a Assembléia Geral Ordinária da Companhia realizada em 8 de abril de 2008 fixou a verba global e anual a ser destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia em R$ 16,2 milhões, cabendo adicionalmente à Companhia, quando for o caso, as despesas relativas ao INSS, FGTS, seguro saúde, previdência privada, assistência médica e habitação. A remuneração total efetivamente recebida pelos membros do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva durante os três primeiros meses de 2008 foi equivalente a R$ 1,8 milhões.

Relacionamento da Companhia com seus administradores

Na data deste Prospecto, não existiam contratos de qualquer natureza ou outras obrigações relevantes entre a Companhia e os membros da Diretoria Executiva e do Conselho de Administração, os quais não detinham, na referida data, participação direta ou indireta no capital social da Companhia superior a 0,06%. Para maiores informações sobre o tema, vide "Composição do Capital Social" na seção "Capital Social, Dividendos e Acionistas" deste Prospecto.

Relação de parentesco entre os administradores da Companhia ou desses com o Acionista Controlador

Na data deste Prospecto, não existiam quaisquer vínculos de parentesco entre os membros do Conselho de Administração, da Diretoria Executiva, do Conselho Fiscal, do Comitê Estratégico e entre esses e o Acionista Controlador da Companhia.

Contratos ou outras obrigações relevantes existente entre os administradores e a Companhia

Na data deste Prospecto, não havia nenhum contrato ou outras obrigações relevantes existentes entre os administradores e a Companhia.

PRÁTICAS DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

Novo Mercado

Em 16 de novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento de listagem da BOVESPA destinado à negociação de ações emitidas por companhias que se comprometam, voluntariamente, com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais em relação ao que é exigido pela legislação aplicável, e em dezembro do mesmo ano, realizou uma oferta secundária de 71.000.000 de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado.

A adesão voluntária da Companhia ao Novo Mercado teve como objetivo aprimorar sua posição como empresa que investe em boas práticas de governança corporativa, não se limitando ao exigido pela legislação aplicável, e representa mais uma das medidas que vêm sendo tomadas pela Companhia ao longo dos últimos anos nesse sentido.

Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do IBGC

O IBGC, fundado em 1995, é uma sociedade sem fins lucrativos formada por empresas e executivos que pertençam ou já tenham pertencido a conselhos de administração de grandes empresas. O IBGC formulou o "Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa", que ordena e consolida as últimas discussões e mudanças relacionadas à governança corporativa no Brasil.

Segundo o IBGC, toda sociedade deve ter um código de conduta que comprometa administradores e funcionários, o qual deve abranger o relacionamento entre administradores, funcionários e acionistas e deve também definir responsabilidades sociais e ambientais (quando for o caso), além de cobrir, principalmente, os seguintes assuntos:

- Transparência na administração e gestão da companhia;
- Prestação de contas;
- Equidade entre acionistas, equidade entre funcionários e equidade entre colaboradores;
- Responsabilidade corporativa (comitês de auxílio, auditoria e fiscalização, membros do conselho de administração independentes, conselho fiscal eleito com participação paritária dos controladores minoritários que devem acompanhar o trabalho dos auditores independentes e o seu relacionamento com a administração da Companhia, bem como da auditoria interna e deverão emitir parecer sobre as demonstrações financeiras, "*tag along*" aos minoritários);
- Situações de conflito de interesses;
- Conduta e conflito de interesses;
- Uso de informações privilegiadas;
- Recebimento de presentes;
- Discriminação no ambiente de trabalho;
- Doações;
- Meio ambiente;
- Assédio moral ou sexual;
- Segurança no trabalho;
- Relações com a comunidade;
- Direito à privacidade;
- Nepotismo;
- Política de negociação com valores mobiliários;
- Processos judiciais e arbitragem; e
- Prevenção e tratamento de fraudes.

Em 31 de março de 2008, a Companhia adotava as práticas de governança corporativa recomendadas pelo IBGC em todos os aspectos relacionados acima.

Sarbanes-Oxley Act – SOX

Adicionalmente às regras do Novo Mercado, a Companhia está alinhada com as normas do Grupo SUEZ, que segue os regulamentos da lei norte-americana *Sarbanes-Oxley Act*.

O *Sarbanes-Oxley Act*, cujo objetivo é coibir condutas antiéticas e proporcionar mais confiabilidade às demonstrações financeiras, é regulamentado pela Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos da América, a *US Securities and Exchange Commission* – SEC.

Referida lei norte-americana é aplicável às companhias de capital aberto que possuem ações listadas para negociação na bolsa de valores de Nova York e na NASDAQ, exigindo destas a criação de um código de ética e a adoção de procedimentos de controles internos, administrativos, de auditoria e de risco, dentre outros.
Nesse sentido, o Conselho de Administração da Companhia é composto por 9 membros efetivos, dos quais 2 são membros independentes e 1 é representante dos empregados. A Diretoria Executiva possui 6 membros eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 anos e possibilidade de reeleição. O Conselho Fiscal possui 3 membros, sendo 1 deles indicado pelos acionistas minoritários.

A Companhia possui, ainda, 8 comitês, cujas ações estão sujeitas à aprovação do Conselho de Administração. São eles: (i) Comitê de Energia, (ii) Comitê de Gerenciamento de Risco, (iii) Comitê Financeiro, (iv) Comitê de Planejamento Tributário, (v) Comitê de Ética, (vi) Comitê de Inovação, (vii) Comitê de Sustentabilidade, e (viii) Comitê Estratégico. Dentre estes, o Comitê Estratégico está previsto no Estatuto Social da Companhia e trata-se de um órgão consultivo da administração, com funções de opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria Executiva nos assuntos estratégicos da Companhia, como, por exemplo, a seleção e o acompanhamento dos projetos de expansão do Parque Gerador e as tendências do setor elétrico.

Descontinuidade das práticas de governança corporativa

Novo Mercado

Na hipótese de cancelamento da autorização da Companhia para negociação no Novo Mercado: (i) os valores mobiliários da Companhia não poderão voltar a ser negociados no Novo Mercado por um período mínimo de 2 anos, contados da data do cancelamento, salvo se a Companhia tiver o seu controle acionário alienado após a formalização do cancelamento; (ii) o Acionista Controlador não se eximirá do cumprimento das obrigações relativas à saída da Companhia do Novo Mercado; e (iii) o Acionista Controlador deverá efetivar oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas da Companhia, no mínimo, pelo respectivo valor econômico das ações, a ser apurado na forma prevista no "Regulamento de Listagem do Novo Mercado". A autorização da Companhia para negociar no Novo Mercado será cancelada, ainda, em caso de declaração de falência e nas demais hipóteses de cancelamento do seu registro para negociação em bolsa.

O cancelamento da autorização da Companhia para negociar no Novo Mercado nos termos acima não implicará para a Companhia a perda automática da condição de companhia aberta registrada na BOVESPA, exceto nas hipóteses mencionadas no "Regulamento de Listagem do Novo Mercado".

A Companhia pode, ainda, a qualquer momento, requerer o cancelamento de sua listagem no Novo Mercado, desde que tal deliberação seja aprovada em assembléia geral de acionistas e desde que a BOVESPA seja informada por escrito com, no mínimo, 30 dias de antecedência. Quando ocorrer a saída do Novo Mercado, para que suas ações passem a ter registro de negociação em outro ambiente de negociação da BOVESPA (i.e., fora do Novo Mercado), a Companhia deverá realizar oferta pública de aquisição de ações, no mínimo, pelo valor econômico das ações apurado, mediante elaboração de laudo de avaliação preparado por sociedade especializada e independente, com experiência comprovada, que será escolhida pela assembléia geral a partir de lista tríplice apresentada pelo Conselho de Administração.

IBGC

No caso de descontinuidade das práticas de governança corporativa atualmente adotadas pela Companhia, esta estará sujeita às sanções aplicáveis pelo IBGC, dentre elas, inclusive, o cancelamento da autorização da Companhia para negociação no Novo Mercado na hipótese de descumprimento não sanado no prazo legal aplicável.

CAPITAL SOCIAL, DIVIDENDOS E ACIONISTAS

Composição do Capital Social

O capital social da Companhia, em 31 de março de 2008, era de R$ 2.445,8 milhões, totalmente integralizado e representado por 652.742.192 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal. A Companhia possuía capital autorizado de R$ 5 bilhões, podendo seu capital social ser aumentado até o referido valor independentemente de reforma estatutária, mediante deliberação de seu Conselho de Administração.

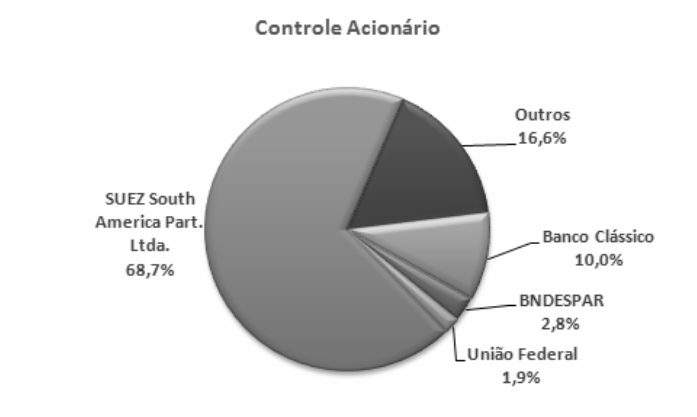
O quadro acionário da Companhia, em 31 de março de2008, apresentava-se da seguinte forma:

ACIONISTA	N.º de ações ON	%
SESA	448.512.633 [5]	68,7
Banco Clássico S.A.	65.268.744	10,0
BNDESPAR	18.266.193	2,8
União federal	12.425.102	1,9
Outros	108.269.520	16,6
Total	**652.742.192**	100,0

Em 31 de março de 2008, nenhum outro acionista além daqueles listados acima detinha mais do que 5% do capital da Companhia.

Acionista Controlador

Em 31 de março de 2008, a SESA detinha 68,71% do capital social da Companhia e, portanto, exercia o controle da Companhia.



O Grupo Suez, da qual a SESA é parte, é um grupo com atuação internacional nas áreas industrial e de serviços, que oferece soluções inovadoras nos setores de energia e meio ambiente a empresas, comunidades e indivíduos.

De acordo com o mais recente levantamento elaborado pelo Grupo Suez, em 31 de março de 2008, o mesmo possuía 149 mil colaboradores, estando presente em mais de 100 países. No setor de energia, é o primeiro fornecedor em serviços de energia na Europa, o segundo importador de gás liquefeito nos Estados Unidos da América e a quinta maior companhia de eletricidade européia. No setor de meio ambiente, é o primeiro no mundo em serviços de água e de saneamento (em população atendida), o primeiro na Europa em gestão de resíduos e o primeiro no mundo em usinas de tratamento de água.

[5] Observa-se que 8 das ações da SESA indicadas nesta tabela foram cedidas fiduciariamente aos conselheiros da Companhia.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005, 2006 e 2007 o Grupo Suez apresentou receitas da ordem de EUR 40,7 bilhões, EUR 41,5 bilhões, EUR 44,3 bilhões e EUR 47,5 bilhões, respectivamente. Em 31 de março de 2008, as receitas do Grupo Suez eram de cerca de EUR 13,7 bilhões, apresentando aumento de EUR 1,5 bilhões em relação ao valor apurado em 31 de março de 2007.

Alterações relevantes na participação do Acionista Controlador na Companhia

O Acionista Controlador ofertou 61.500.000 ações ordinárias da Companhia, mediante a realização de oferta pública de ações registrada na CVM em 8 de dezembro de 2005 sob n.º CVM/SRE/SEC/2005/017. A participação da SESA no capital social e votante da Companhia era de 78,31% à época de referida oferta pública de ações. Com a conclusão de referida oferta, a SESA passou a deter 68,73% do capital social da Companhia. Além disso, em razão de admissão das ações desta para negociação no Novo Mercado (que ocorreu concomitantemente com referida oferta), a SESA transferiu ações de sua titularidade (equivalente a 0,02 de sua participação) aos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Companhia. Após a oferta e transferência referidas acima, a SESA passou a deter 68,71% do capital social da Companhia. Em 31 de março de 2008, a SESA ainda detinha 68,71% do capital social da Companhia.

Nenhuma outra alteração na participação do Acionista Controlador na Companhia ocorreu durante os últimos 3 exercícios sociais, no período encerrado em 31 de março de 2008 e até a data deste Prospecto. Ademais, nenhuma das alterações ocorridas implicou em mudança no exercício do controle da Companhia.

Ações

Direitos, Vantagens e Restrições

Cada ação ordinária da Companhia confere ao seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária e o direito de: receber dividendos; de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições destinadas aos acionistas; de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social; de gozar de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações.

Local de negociação das ações

As ações da Companhia são admitidas à negociação na BOVESPA. Parte das ações ordinárias da Companhia são negociadas na Bolsa de Valores de Nova York, sob a forma de ADR. Cada ADR é atualmente representado por 5 ações ordinárias. Para maiores informações referentes aos ADR, vide "*American Depositary Receipts*" na seção "Títulos e Valores Mobiliários".

Ações em tesouraria

Em 31 de março de 2008, não existiam ações da Companhia em tesouraria.

Ações de própria emissão detidas pela Companhia

Na data deste Prospecto, a Companhia não detinha ações de sua própria emissão.

Plano de opção de compra de ações

Na data deste Prospecto, não havia plano de opção de compra de ações para os empregados e membros da administração da Companhia.

Ações da Companhia direta ou indiretamente detidas pelos Administradores incluindo decorrentes de planos de opção de compra de ações, exercidas ou não, e outros valores mobiliários conversíveis em ações da Companhia

Em 31 de março de 2008, não havia participação relevante direta ou indireta detida por quaisquer administradores da Companhia em seu capital social, bem como os administradores da Companhia não detinham ações de emissão da Companhia, direta ou indiretamente, incluindo se decorrentes de planos de opção de compra de ações, exercidas ou não, e qualquer outro tipo de valor mobiliário conversível em ações da Companhia (excetuadas as ações cedidas fiduciariamente aos conselheiros da Companhia, nos termos da Lei das Sociedades por Ações). Nota-se que a Companhia não dispõe de plano de opção de compra de ações, conforme indicado no item acima.

Políticas empregadas pela administração para negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia

Em 8 de novembro de 2007, a Companhia publicou a "Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações", com a finalidade de estabelecer práticas de divulgação e uso de informações, bem como política de negociação de valores mobiliários de emissão da Companhia.

A "Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações" se aplica (i) aos administradores e empregados da Companhia que, em virtude do seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; (ii) ao Acionista Controlador; (iii) aos acionistas ou grupo de acionistas que tenham uma participação direta ou indireta de, no mínimo, 5% do capital da Companhia; (iv) aos administradores e empregados do Acionista Controlador e das Controladas que, em virtude de seu cargo ou função, tenham acesso a informações relevantes; e (v) às pessoas físicas ou jurídicas não mencionadas itens acima que, entretanto, devido à sua função profissional, tenham acesso a informações relevantes.
Nos termos da "Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações", é vedada a negociação com valores mobiliários emitidos pela Companhia nas seguintes situações: (i) anteriormente à divulgação ao público investidor de informação relevante; (ii) pelas pessoas indicadas no parágrafo anterior e que se afastarem de cargos na administração da Companhia e do seu relacionamento anteriormente à divulgação de informação relevante originada durante seu período de gestão e/ou relacionamento, durante o prazo de 6 meses contado da data de seu afastamento ou até a divulgação da informação relevante ao público, o que ocorrer primeiro; (iii) direta e indiretamente pelas pessoas indicadas no parágrafo anterior, excluídas aquelas realizadas por fundos de investimento dos quais estas pessoas sejam quotistas, desde que não sejam fundos de investimento exclusivos ou fundos de investimento cujas decisões de negociação do administrador ou gestor da carteira não sejam diretamente influenciadas por referidas pessoas; (iv) pelas pessoas indicadas no parágrafo acima sempre que estiver em curso processo de aquisição ou venda de ações de emissão da Companhia por referidas pessoas, processo esse que seja de conhecimento público, e sempre que tenha sido celebrado acordo ou contrato para transferência do controle acionário da Companhia, ou se houver sido outorgada opção ou mandato para os mesmos fins, bem como se existir a intenção de promover incorporação, cisão total ou parcial, fusão, transformação ou reorganização societária da Companhia, até a conclusão do respectivo processo. As pessoas indicadas no parágrafo acima, outrossim, deverão assegurar que aqueles com quem mantenham relação comercial, profissional ou de confiança não negociem valores mobiliários quando tiverem acesso a informações relevantes não divulgadas

As vedações para negociação com valores mobiliários devem ser observadas até a divulgação da informação relevante ao público investidor. No entanto, tais vedações serão mantidas, mesmo após a divulgação da informação relevante, na hipótese em que eventuais negociações com valores mobiliários emitidos pela Companhia possam interferir, em prejuízo da Companhia ou de seus acionistas, com o ato ou fato associado à informação relevante.

Ademais, as pessoas que tenham acesso a referidas informações relevantes deverão abster-se de realizar quaisquer negociações com valores mobiliários no período de 15 dias que anteceder a divulgação das informações trimestrais (ITR) e anuais (DFP) da Companhia. Entretanto, é permitida a aquisição de ações de emissão da Companhia pelo Acionista Controlador, administradores e/ou pessoas vinculadas no período citado acima, se realizada em conformidade com plano de investimento previamente aprovado pela Companhia.

Política de distribuição de dividendos da Companhia nos últimos 5 exercícios sociais

A Lei das Sociedades por Ações, de modo geral, exige que o estatuto social de cada companhia determine um percentual mínimo de valores disponíveis para distribuição aos seus acionistas em cada exercício social, sob o título de dividendo obrigatório. O valor do dividendo obrigatório é calculado por meio da aplicação de um determinado percentual sobre o respectivo lucro líquido ajustado de cada companhia, sendo certo que na hipótese de o estatuto social não estipular o percentual aplicável, este será de 50,0%.

Nos termos do Estatuto Social da Companhia, é obrigatória a distribuição aos acionistas de dividendo não inferior a 30,0% do lucro líquido da Companhia, ajustado nos termos da legislação societária. Além disso, o Conselho de Administração da Companhia poderá deliberar sobre a distribuição de dividendos em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre não supere o montante das reservas de capital. O Conselho de Administração poderá, também, declarar dividendos intermediários à conta de lucros acumulados de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral, conforme o caso. Adicionalmente, a Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos seus acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, conforme disposições legais aplicáveis. Os valores pagos pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputados ao valor dos dividendos obrigatórios, inclusive os dividendos das ações preferenciais.

No último trimestre de 2005, o Conselho de Administração, em complementação ao previsto no Estatuto Social da Companhia, aprovou a adoção de uma política indicativa de distribuição de dividendos, a qual prevê o empenho da Diretoria Executiva em efetuar distribuições semestrais de dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em montante não inferior a 55% do lucro líquido ajustado.

Não obstante o acima disposto, a Companhia poderá distribuir dividendos, inclusive juros sobre o capital próprio, em valores inferiores a 55% do lucro líquido ajustado, quando exigido pela legislação aplicável ou em decorrência das condições financeiras da Companhia, inclusive, mas não se limitando às hipóteses em que seja recomendável a preservação da liquidez da Companhia ou o fortalecimento de sua posição financeira, conforme julgamento do Conselho de Administração da Companhia. A Companhia poderá, ainda, a qualquer tempo, revisar, alterar ou revogar, a política indicativa de distribuição de dividendos acima referida, mediante deliberação do Conselho de Administração.

Por fim, o Estatuto Social da Companhia não prevê a concessão de direitos específicos aos acionistas na hipótese de falta de pagamento de dividendos, motivo pelo qual nestes casos caberá a aplicação da legislação pertinente. Além disso, o Estatuto Social estabelece que prescreve em 3 anos a ação para pleitear dividendos, os quais, se não reclamados oportunamente pelo acionista, reverterão em benefício da Companhia.

Pagamento de dividendos

A Lei das Sociedades por Ações e o Estatuto Social da Companhia exigem a realização assembléia geral ordinária de acionistas até dia 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras matérias, os acionistas devem decidir a respeito da distribuição dos dividendos anuais. Todos os detentores de ações, na data de declaração dos dividendos, têm direito ao recebimento de dividendos.

Histórico de pagamento de dividendos

O quadro abaixo demonstra os valores dos dividendos declarados nos 5 últimos exercícios sociais:

	2007	2006	2005	2004	2003
			(R$ milhões)		
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios					
Lucro líquido do exercício	1.046	979	920	775	517
Constituição da reserva legal (5%)	(53)	(49)	(46)	(39)	(26)
Base de cálculo	993	930	874	736	491
Dividendos mínimos obrigatórios (30% a partir de 2005)	**298**	**279**	**262**	**184**	**123**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos					
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	151	183	232	217	199
Dividendos intercalares	360	324	141	-	-
Saldo dos dividendos propostos	457	393	461	335	257
Subtotal	968	900	834	552	456
IRRF dos juros sobre o capital próprio	25	30	40	38	35
Total	**993**	**930**	**874**	**590**	**491**
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1 mil ações até 2004 e por ação em 2005 e 2006 (em R$ 1,00):					
Preferenciais classe A	-	**-**	**-**	0,920260	0,773822
Preferenciais classe B	-	**-**	**-**	0,845321	0,698884
Ordinárias	1,521804	1,425048	1,339106	0,845321	0,698884

Acordo de Acionistas

Não havia, em 31 de março de 2008, qualquer acordo firmado entre acionistas da Companhia.

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Informações Gerais

Na data deste Prospecto, os seguintes valores mobiliários de emissão da Companhia estavam em circulação: ações, ADR, debêntures e notas promissórias comerciais.

Ações

As ações da Companhia são registradas para negociação na BOVESPA, sendo, desde 16 de novembro de 2005, integrantes do segmento Novo Mercado. Para promover a liquidez das ações da Companhia e atender aos requisitos do Novo Mercado, a Companhia realizou em dezembro de 2005 uma oferta secundária de 71.000.000 de ações, representativas de aproximadamente 10,88% do capital total da Companhia. Das 71.000.000 de ações objeto da oferta, 50.000.000 eram de titularidade do Acionista Controlador, SESA, 16.000.000 de titularidade do BNDESPAR, e 5.000.000 foram ofertadas pela SESA com base no artigo 14, parágrafo 2º da Instrução CVM n.º 400/03. A realização da oferta secundária foi aprovada pelos sócios da SESA em reunião realizada em 14 de novembro de 2005 e pela Diretoria da BNDESPAR, por meio da decisão n.º Dir. 095/2005 – BNDESPAR, de 27 de outubro de 2005, tendo sido registrada na CVM em 8 de dezembro de 2005 sob n.º CVM/SRE/SEC/2005/017.

O Acionista Controlador da Companhia detêm 68,71% do total das ações ordinárias de emissão da Companhia.

Estão indicadas no quadro abaixo, os valores médios mensais de fechamento, em reais, das ações da Companhia negociadas na BOVESPA nos 13 meses que antecedem o mês de maio de 2008 e em referido mês:

2007									
Dez	**Nov**	**Out**	**Set**	**Ago**	**Jul**	**Jun**	**Mai**	**Abr**	**Mar**
22,25	22,50	24,32	22,24	20,95	22,88	21,43	19,65	17,81	16,97

2008				
Mai	**Abr**	**Mar**	**Fev**	**Jan**
23,72	22,37	20,76	20,88	20,72

American Depositary Receipts

Em virtude da operação de cisão parcial da Eletrobrás, ocorrida em janeiro de 1998, os acionistas da Eletrobrás passaram a deter ações da Eletroger. Da mesma forma, os detentores de ADR de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a deter ADR representados por ações da Eletroger.

Em abril de 1998, a Eletroger incorporou a Gerasul (antiga denominação da Companhia), passando a utilizar a denominação social até então utilizada pela incorporada. Para maiores informações sobre as reestruturações societárias ocorridas no âmbito do processo de privatização da Eletrosul, vide "Histórico" na seção "Atividades da Companhia".

Em virtude das reorganizações societárias descritas acima, os ADR de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a ser lastreados em ações de emissão da Companhia. Em 31 de março de 2008, cada ADR representava 5 ações ordinárias de emissão da Companhia.

Na data deste Prospecto, existiam 473.765 ADR lastreados em ações ordinárias da Companhia em circulação no mercado norte-americano.

Debêntures

Em 11 de maio de 2005, a CVM concedeu o registro da emissão de 20.000 debêntures simples pela Companhia, com valor nominal unitário de R$ 10 mil, perfazendo o montante total de R$ 200 milhões. Tais debêntures foram emitidas em 2 séries, sendo que a 1ª série possui vencimento em 2 de maio de 2011, com a atualização pelo IGPM e remuneração a ser paga anualmente e que contempla juros remuneratórios a uma taxa fixa ao ano de 9,29% incidente sobre o valor nominal unitário atualizado. Já as debêntures da 2ª série possuem vencimento em 2 de maio de 2010, com uma remuneração a ser paga semestralmente e que contempla juros equivalentes à acumulação de 103,9% da Taxa DI. A 1ª e a 2ª séries foram registradas na CVM sob os n.º CVM/SER/DEB/2005/024 e CVM/SER/DEB/2005/025, respectivamente.

Em maio de 2007, o Conselho de Administração autorizou a realização do primeiro programa de distribuição pública de debêntures, no valor de R$ 1,5 bilhão, registrada na CVM em 19 de junho de 2007, sob n.º CVM/SRE/PRO/2007/003 e a concomitante distribuição pública de debêntures simples da segunda emissão da Companhia registrada na CVM em 19 de junho de 2007, sob n.º CVM/SRE/DEB/2007/013, no âmbito de referido primeiro programa, no valor de R$ 350,0 milhões, correspondente a 35 mil debêntures. O prazo de vigência é de 7 anos para as debêntures da 1ª série e 5 anos para as debêntures da 2ª série, contados a partir da data de emissão, com vencimento final em 15 de maio de 2014 e 15 de maio de 2012, respectivamente. A despeito de o Conselho de Administração ter aprovado a emissão de 2 séries, em procedimento de "*bookbuilding*" realizado em 12 de junho de 2007, a Companhia optou por emitir apenas as debêntures da 1ª série, atualizadas pelo IPCA, com juros remuneratórios de 7,0% a.a., pagos anualmente. Os recursos obtidos destinaram-se à aquisição da totalidade das ações de emissão da CESS. Os principais adquirentes das debêntures foram fundos de investimento e entidades de previdência privada.

Por fim, em razão da incorporação da CEM em 28 de março de 2008, a Companhia assumiu os direitos e obrigações decorrentes da 1ª emissão pública de debêntures da CEM. Referida oferta consistiu na emissão, em série única, de 18.000 debêntures nominativas e não conversíveis em ações, da espécie subordinada, com valor nominal unitário de R$ 10 mil, perfazendo o montante total de R$ 180 milhões, com vencimento em 1 de abril de 2013. A 1ª emissão pública de debêntures da CEM foi registrada na CVM em 4 de março de 1999, sob n.º CVM/SRE/DEB/1999/029.

Notas Promissórias Comerciais

Em 20 maio de 2008, a Companhia emitiu 40 notas promissórias comerciais da 3ª emissão da Companhia, em série única, no valor total de R$ 400,0 milhões, com prazo de 360 de dias, e juros remuneratórios equivalentes a 103,50% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, over extra grupo, denominada "Taxa DI Over Extra Grupo", expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis calculada e divulgada diariamente pela CETIP, cuja distribuição pública foi registrada na CVM em 15 de maio de 2008, sob n.º CVM/SRE/RNP/2008/012. As notas promissórias comerciais foram emitidas fisicamente e ficarão depositadas no Banco Bradesco S.A., instituição habilitada à prestação de serviços de custódia, e admitidas à negociação no mercado de balcão organizado, junto ao Sistema de Nota Promissória, operacionalizado pela CETIP.

Ofertas públicas de aquisição de ações e/ou outros valores mobiliários de emissão da Companhia efetuadas por terceiros

Nenhuma oferta pública de aquisição de ações e/ou outros valores mobiliários de emissão da Companhia foram realizadas por terceiros nos últimos 3 exercícios sociais, bem como no período encerrado em 31 de março de 2008 e até a data deste Prospecto.

OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS

Contratos celebrados com partes relacionadas

A Companhia possui contratos celebrados com suas Controladas e com sua controladora indireta, a Suez Tractebel, conforme a seguir especificados.

Neste sentido, considerando que a Companhia atua no setor elétrico, insta obsersar que, nos termos da legislação aplicável ao referido setor, os negócios jurídicos realizados entre agentes concessionários, permissionários e autorizados e partes a eles relacionadas devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL, sendo que o descumprimento dessa exigência pode ensejar a aplicação de penalidades.

Itasa

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE Ita

Celebrado em 11 de setembro de 1998, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16 de outubro de 2030. Os valores envolvidos em tal contrato são reajustados anualmente pelo índice IGPM.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

Celebrado em 15 de janeiro de 2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia produzidos na UHE Itá de propriedade da Itasa. O contrato vigerá até 16 de outubro de 2030, sendo reajustado anualmente pela variação do dólar acrescido da taxa correspondente ao índice da inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

Celebrado em 15 de janeiro de 2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia produzidos na UHE Itá de propriedade da Itasa. O contrato vigerá até 16 de outubro de 2030, reajustado anualmente pelo IGPM.

Lages Bioenergética

Contrato de Prestação de Serviços

Celebrado em 2 de janeiro de 2003, com vigência por prazo indeterminado, possui como objeto a prestação de serviços de administração operacional, em virtude de a Lages Bioenergética não possuir quadro próprio de empregados. O valor do contrato é reajustado anualmente pelo IGPM.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

Celebrado em 15 de março de 2004, com o objetivo de regular a compra, pela Lages Bioenergética, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia. O contrato tem prazo de vigência até 31 de março de 2017.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages

Celebrado em 1 de abril de 2004, com término em 31 de março de 2012, por meio do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções da Unidade de Co-geração Lages. O valor do contrato é reajustado anualmente com base na variação da remuneração definida em acordo coletivo de trabalho dos empregados da Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora

Contrato de Prestação de Serviço

Celebrado em 1 de novembro de 2004, com vigência por prazo indeterminado, tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da Tractebel Energia Comercializadora. O valor do contrato é reajustado no menor período legalmente permitido (atualmente, período anual), pela variação do IGPM.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE-08.243-CVE

Celebrado entre a Companhia e a Tractebel Comercializadora, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia Comercializadora de 349.754,832 MWh de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1 de março de 2008 e 31 de março de 2008. O saldo devedor de referido contrato em 31 de março de 2008 era de R$ 30,0 milhões.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE-05.151A-CVE

Celebrado entre a Companhia e a Tractebel Energia Comercializadora, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia Comercializadora de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1 de março de 2008 e 1 de março de 2015. O saldo devedor de referido contrato em 31 de março de 2008 era de R$ 662,0 milhões.

Contrato de Compra e Venda de Energia TBLE 05.151 b – CVE

Celebrado entre a Companhia e a Tractebel Energia Comercializadora, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia Comercializadora de 190 MW médios de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência entre 1 de janeiro de 2009 e 31 de dezembro de 2016. Tendo em vista o início de suprimento do referido contrato, em 31 de março de 2008 não havia saldo devedor.

CESS

Contrato de Prestação de Serviço

Com vigência por prazo indeterminado, tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da CESS. O valor contratual é reajustado anualmente pela variação do IGPM.

Suez-Tractebel S.A. (controladora indireta)

Contrato de Prestação de Serviços

Celebrado em 17 de abril de 2007, regula a prestação de serviços da Suez-Tractebel S.A. à Companhia, os quais abrangem a consultoria: (i) gerencial, (ii) em *marketing*, (iii) em assuntos operacionais, (iv) financeira, contábil e de procedimentos de controle, (v) jurídica, e (vi) em desenvolvimento de projetos, conforme especificados no "Anexo - Serviços" de referido contrato. Não estão incluídos no objeto do contrato os serviços que (i) impliquem em transferência de tecnologia; ou (ii) caracterizem qualquer tipo de licenciamento para metodologias específicas ou para uso de nomes, marcas registradas ou nomes comerciais.

A contratação foi aprovada por unanimidade pelos acionistas minoritários da Companhia, na Assembléia Geral Extraordinária de 17 de abril de 2007, tendo o Acionista Controlador renunciado ao seu direito de voto. O prazo do contrato é de 36 meses, condicionada a sua revalidação, pelos acionistas minoritários, a cada período de 12 meses, em assembléia a ser convocada para este fim. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de EUR 1.500.000, devendo os honorários ser submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia. O contrato foi revalidado na 22ª Assembléia Geral Extraordinária de 8 de abril de 2008, por maioria de votos e nas mesmas condições aprovadas anteriormente.

Valores reconhecidos nas contas patrimoniais e de resultados consolidadas da Companhia

Os quadros abaixo apresentam os valores reconhecidos nas contas patrimoniais e de resultado consolidadas da Companhia resultantes de transações com suas Controladas e controladoras nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2005, 2006 e 2007, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2007 e 2008:

	31 de dezembro de 2007 (R$ milhões)					
	SESA [a]	**CEM**	**Itasa**	**Lages**	**TBLC[b]**	**Total**
Ativo						
Contas a receber	-	-	2	1	53	56
Dividendos a receber de controladas	-	61	4	5	21	91
Passivo						
Fornecedores	-	33	10	-	6	49
Dividendos e juros sobre o capital próprio	366	-	-	-	-	366

	31 de dezembro de 2007 (R$ milhões)					
	SUEZ[c]	**CEM**	**Itasa**	**Lages**	**TBLC[b]**	**Total**
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	6	323	329
Serviços						
Administração	-	1	-	-	-	1
Operação e manutenção	-	2	10	1	-	13
Custo de Energia Elétrica						
Compra energia	-	277	116	-	-	393
Despesas Operacionais						
Gerais e Administrativas	2	-	-	-	-	2
Financeiro						
Resultado de Participações Societárias	-	95	12	8	64	179

[a] *Suez Energy South America Participações*

[b] *Tractebel Energia Comercializadora;*

[c] *Suez-Tractebel S.A.*

	31 de dezembro de 2006 (R$ milhões)					
	SESA (*)	**CEM**	**Itasa**	**LAGES**	**TBLC (**)**	**Total**
Ativo						
Contas a receber	1	-	1	1	15	18
Dividendos a receber de controladas	-	84	3	16	-	103
Passivo						
Fornecedores	-	32	10	-	-	42
Dividendos e juros sobre o capital próprio	328	-	-	-	-	328
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	6	136	142
Receitas de serviços						
Administração	-	1	-	-	-	1
Operação e manutenção	-	2	10	1	-	13
Custo de Energia Elétrica e Serviços						
Compra de energia	-	268	115	-	-	383

(*) Suez Energy South America Participações

(**) Tractebel Energia Comercializadora

	31 de dezembro de 2005 (R$ milhões)					
	SESA (*)	**CEM**	**ITASA**	**LAGES**	**TBLC (**)**	**Total**
Ativo						
Contas a receber	1	-	7	1	13	22
Passivo						
Fornecedores	-	31	10	-	-	41
Dividendos e juros sobre o capital próprio	340	-	-	-	-	340
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	6	58	64
Receitas de serviços						
Administração	-	1	-	-	-	1
Operação e manutenção	-	2	10	1	-	13
Custo de Energia Elétrica e Serviços						
Compra de energia	-	249	121	-	-	370

(*) Suez Energy South America Participações

(**) Tractebel Energia Comercializadora

	31 de março de 2007 (R$ milhões)					
	SESA (*)	**CEM**	**Itasa**	**LAGES**	**TBLC (**)**	**Total**
Ativo						
Contas a receber	-	-	1	1	24	26
Dividendos a receber	-	84	3	16	-	103
Passivo						
Fornecedores	-	31	11	-	-	42
Dividendos e juros sobre o capital próprio	328	-	-	-	-	328
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	2	55	57
Receitas de serviços	-	-	-	-	-	-
Operação e manutenção	-	-	3	-	-	3
Custo de Energia Elétrica e Serviços						
Compra energia	-	67	29	-	-	96
Resultado de Participações societárias	-	21	6	2	23	52

(*) Suez Energy South America Participações
(**) Tractebel Energia Comercializadora

	31 de março de 2008 (R$ milhões)				
	SESA (a)	**Itasa**	**Lages**	**TBLC(b)**	**Total**
Ativo					
Contas a receber	-	2	1	45	48
Dividendos a receber de controladas	-	3	5	-	8
Passivo					
Fornecedores	-	10	-	2	12
Dividendos e juros sobre o capital próprio	366	-	-	-	366

	31 de março de 2008 (R$ milhões)				
	CEM	**Itasa**	**Lages**	**TBLC(b)**	**Total**
Resultado					
Receita operacional					
Suprimento de Energia	-	-	1	107	108
Serviços					
Operação e manutenção	-	3	-	-	3
Custo de Energia Elétrica					
Compra energia	47	29	-	-	76
Resultado de Participações Societárias	10	4	1	16	31

(a) Suez Energy South America Participações; (b) Tractebel Energia Comercializadora

Garantias a Terceiros

A Companhia é parte em contratos em que figura como terceiro garantidor de obrigações assumidas por suas Controladas, conforme descrito abaixo.

Itasa

A Companhia e os demais acionistas da Itasa são intervenientes nos contratos firmados entre a Itasa e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. Os acionistas prestaram garantia representada pela caução da totalidade das ações de emissão da Itasa de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida, em 31 de março de 2008, totalizava R$ 420.201.847,51, dos quais R$ 204.848.400,66 eram de responsabilidade da Companhia e que equivalem a 48,75%, participação da Companhia na Itasa, a qual se estava devidamente consolidada em seu balanço.

A Itasa, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu em garantia, ao BNDES e aos Agentes Financeiros: a) penhor de direitos emergentes da concessão para a exploração da UHE Itá; b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com seus acionistas; c) conta reserva num montante equivalente a 3 meses da dívida do BNDES, substituída por fiança bancária, e 3 meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da Itasa ao BNDES e aos Agentes Financiadores.

Lages Bioenergética

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Lages Bioenergética e o BRDE, em 25 de julho de 2003, tendo cedido, em garantia, suas quotas de participação no capital social da controlada até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida, em 31 de março de 2008, totalizava R$ 30.187.592,73, sendo esta de integral responsabilidade da Companhia, já que a Lages Bioenergética é sua subsidiária integral.

A Lages Bioenergética, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato acima citado, cedeu em garantia: a) os direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Companhia; b) os direitos de indenização decorrentes dos contratos de compra e venda de vapor e compra e venda de biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e Battistella Indústria e Comércio Ltda.; c) os direitos emergentes da autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente; e d) a obrigação de manter aberta uma conta reserva com um montante depositado equivalente a, em média, 4 meses do serviço da dívida.

CESS

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse contrato com o BNDES n.º 10/247.241-5 celebrado em 19 de março de 2007 entre a CESS e os agentes repassadores (Unibanco, Banco Bradesco S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Santander Banespa S.A. e Banco Votorantim S.A., sendo o Unibanco, o agente líder) no valor de R$ 380.105.900,00. O contrato foi aditado em 12 de setembro de 2007. O crédito é destinado à implantação da UHE São Salvador, bem como a construção das linhas de transmissão e de sub-transmissão necessárias à sua conexão ao SIN.

Em garantia das obrigações decorrentes do contrato supra, foram oferecidas as seguintes garantias: a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão n.º 17/2002 para a exploração da UHE São Salvador; b) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS; c) obrigação de manter aberta uma conta reserva com um montante depositado equivalente a 3 meses do serviço da dívida, acrescido do valor de 3 meses de pagamento do contrato de operação e manutenção do projeto; d) penhor sobre a totalidade das ações de emissão da beneficiária, CESS, detidas pela Companhia; e) Fiança Corporativa emitida pela Companhia, obrigando-se na qualidade de devedora solidária e principal pagadora de todas as obrigações decorrentes do contrato de financiamento, com renúncia expressa aos benefícios dos artigos 366; 827 e 838 do Código Civil; f) seguro contra riscos de engenharia para a fase de construção; e g) seguro contra riscos operacionais para a fase de operação.

A Companhia, por meio da celebração do "Primeiro Aditivo ao Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse contrato com o BNDES n.º 06.2.1124.1", em 12 de setembro de 2007, passou a integrar referido contrato como interveniente fiadora.

O Contrato de Abertura de Crédito para Financiamento Mediante Repasse com o BNDES n.º 06.2.1124.1, no valor de R$ 190.052.950,00, foi celebrado em 19 de março de 2007 pela CESS com o BNDES. O crédito é destinado à implantação da UHE São Salvador, bem como a construção das linhas de transmissão e de sub-transmissão necessárias à sua conexão ao Sistema Integrado Nacional – SIN. Atuam como agentes repassadores em referido contrato Unibanco, Banco Bradesco S.A., Banco Itaú BBA S.A., Banco Santander Banespa S.A. e Banco Votorantim S.A., sendo o Unibanco, o agente líder.

Em garantia às obrigações decorrentes do contrato supra, foram oferecidas as seguintes garantias: c) penhor de direito emergentes da concessão; b) penhor de ações; c) penhor de dividendos ou de juros sobre o capital próprio; e d) seguro de riscos operacionais.

Em 31 de março de 2008, a dívida oriunda desses contratos era de R$ 416.270.000,00.

3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração
- Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2008, respectivo parecer dos Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DO EXERCÍCIO DE 2005

E

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DOS

EXERCÍCIOS DE 2005 E DE 2004

TRACTEBEL ENERGIA S. A.

DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

U. O. CONTABILIDADE – DCO

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Relatório da Administração - 2005

Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes Demonstrações Financeiras, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2005. As informações estão apresentadas em base consolidada e de acordo com os princípios e práticas contábeis adotadas no Brasil.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

A sólida atuação da Tractebel Energia dentro do novo modelo de gestão do setor elétrico marcou o ano de 2005. Tendo como base o sério comprometimento com os desempenhos econômico-financeiro, operacional e institucional, a Companhia apresentou um lucro líquido de R$ 920 milhões, crescimento de 18,7% em relação a 2004. Foram destinados aos acionistas, a título de dividendos e juros sobre capital próprio, valores equivalentes a 95% do lucro líquido anual. O patrimônio líquido alcançou R$ 2.686 milhões em 31 de dezembro de 2005.

Foi um ano de bons resultados também no desempenho operacional. A Tractebel Energia obteve uma excelente performance do parque produtivo, alcançando o patamar de 97,2% de disponibilidade em suas usinas, desconsiderando-se as paradas programadas. A produção acumulada nos 12 meses de 2005 totalizou 29.801 GWh, o que representou 7,5% da energia requerida pelo sistema elétrico nacional, e atendeu a 45% do consumo dos estados da Região Sul. Esse índice mantém a média dos últimos cinco anos.

Após a implementação do novo modelo regulatório para o setor elétrico, a Tractebel Energia participou dos leilões de energia realizados durante o ano: vendeu 200 MW médios no leilão de energia nova e 531 MW médios nos pregões de energia existente, em contratos que prevêem início da entrega em 2008 e 2009. Segundo os dados referentes à energia assegurada e contratos em vigor de compra e venda, o balanço energético da Tractebel Energia mostra que a Companhia está com a atual capacidade quase totalmente contratada até 2008.

Ao concluir a reestruturação da área comercial, a Tractebel Energia investiu consideravelmente no relacionamento com os clientes livres. A estratégia da Companhia é aumentar a participação do segmento industrial em sua carteira de contratos. Para tanto, adotou uma política ativa de fidelização, que possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor. A participação dos consumidores industriais na receita da Companhia, que era praticamente nula em 2000, atingiu 21% em 2005, quando sua carteira era composta por mais de 100 clientes livres.

Para aumentar a liquidez das ações da Companhia, foi feito um grupamento de ações seguido da conversão da totalidade das ações preferenciais de seu capital em ordinárias. Em novembro, as ações da Tractebel Energia passaram a ser listadas no Novo Mercado, garantindo o mais alto nível de governança corporativa da BOVESPA. Além disso, a controladora SUEZ Energy South America Participações Ltda. vendeu parte da sua participação em ações, passando a deter 68,7% do capital total e ampliando a base de acionistas. O mercado de capitais passou a ser um importante parceiro para garantir o futuro crescimento da Companhia. Nesse sentido, a Companhia decidiu ampliar e tornar mais transparente o relacionamento com seus acionistas.

A Administração também implementou ações que tiveram como foco o público interno, a comunidade das regiões em que a Companhia está presente e o meio ambiente. Entre os projetos sociais, merece destaque o de Revitalização Econômica e Social de Vila Vermelho, comunidade do entorno da Usina Hidrelétrica de Cana Brava (GO), que recebeu importante investimento em infra-estrutura, cursos de capacitação profissional e de promoção social. O cumprimento das obrigações da legislação ambiental resultou na obtenção da licença de instalação da usina de São Salvador, em Tocantins. Também foram revalidados os

certificados de ISO 9001 (qualidade) e ISO 14001 (normas ambientais) para sete usinas, além de dar seqüência ao processo de certificação das demais. Com foco e estratégia, a Tractebel Energia busca cada vez mais a rentabilidade e a sustentabilidade da produção de energia no Brasil.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Presidente da Tractebel Energia

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

Destaques de 2005

- **Produtividade**

A Tractebel Energia gerou 29.801 GWh em 2005, na proporção de 24.721 GWh gerados em usinas hidrelétricas e 5.080 GWh em termelétricas, mantendo-se no patamar dos últimos cinco anos.

- **Rentabilidade**

A Companhia ampliou seu lucro líquido em 18,7% em relação a 2004, alcançando R$ 920 milhões em 2005. Foram destinados aos acionistas, a título de dividendos e juros sobre capital próprio, valores equivalentes a 95% do lucro líquido anual. O EBITDA cresceu 11,6% no exercício, alcançando R$ 1,418 bilhão. A Companhia participou dos leilões promovidos pela agência reguladora do setor, tanto de energia existente, como de energia nova e incrementou sua carteira de clientes livres.

- **Qualidade**

Investindo no planejamento das manutenções do seu parque, a Tractebel Energia conseguiu um índice de 97,2% de disponibilidade de energia em suas 13 usinas, desconsiderando-se as paradas programadas. Quando consideradas todas as paradas, a disponibilidade global foi de 90,8%, sendo 93,0% na geração hidrelétrica e 80,5% na termelétrica.

- **Investimentos**

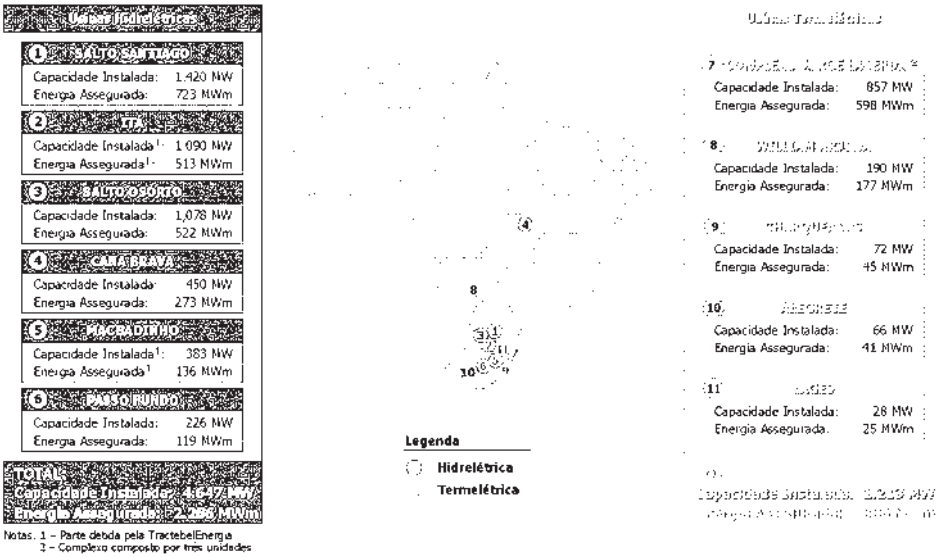
O programa de manutenção e revitalização das usinas recebeu investimentos de R$ 44 milhões em 2005, modernizando o parque gerador para atender às novas necessidades do mercado energético.

PERFIL CORPORATIVO

A Tractebel Energia faz parte do Grupo SUEZ, de origem francesa e belga, que atua em mais de cem países no setor de eletricidade e gás. Trata-se do maior grupo prestador de serviços de energia da Europa, onde também mantém a liderança na gestão de resíduos. É ainda a primeira empresa do mundo em tratamento de água.

Sediada em Florianópolis (SC), a Tractebel Energia é a maior geradora privada de energia elétrica do Brasil, com 13 usinas, sendo 6 hidrelétricas e 7 termelétricas, que respondem por cerca de 8% da energia gerada no País. Do total desse parque gerador, a Tractebel Energia detém integralmente o controle de onze usinas, e duas (hidrelétricas de Itá e Machadinho) são exploradas por meio de consórcios com outras empresas.

A capacidade instalada total de geração das treze usinas alcança 6.977 MW, dos quais 5.764 MW provenientes de geração hidrelétrica e 1.213 MW de geração térmica. A participação da Tractebel Energia nesta capacidade é de 5.860 MW (4.647 MW hidrelétrica e 1.213 MW térmica).

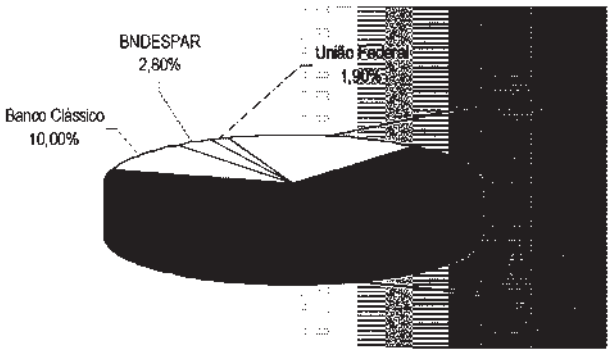


Capital Social

Em Assembléias Gerais Extraordinárias realizadas em 27/06/05 e 17/08/05, a Tractebel Energia aprovou a unificação de todas as classes de ações do seu capital social em um só tipo de ação ordinária, mediante a troca e conversão de cada ação preferencial existente (das classes A e B) por uma ação ordinária. Em 19/09/05, o processo de conversão foi concluído, alcançando os objetivos pretendidos de equalizar os direitos conferidos para as ações de emissão da Companhia, adaptar a estrutura acionária aos melhores procedimentos de governança corporativa e conferir maiores condições de liquidez para as suas ações.

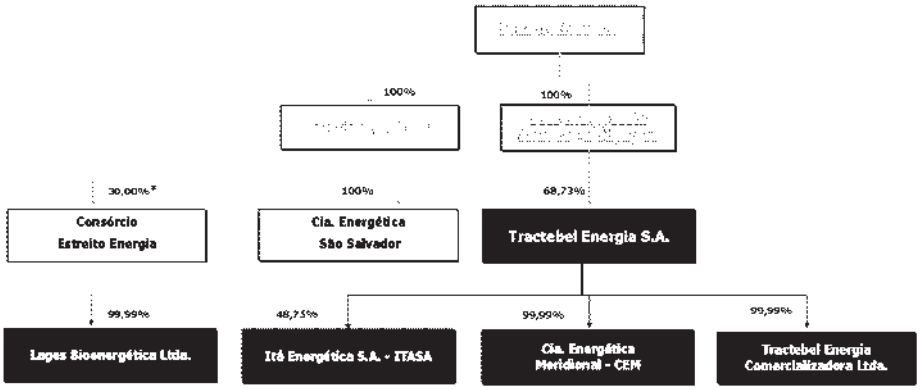
Em 31/12/05, o capital social da Companhia era de R$ 2.445,8 milhões, representado, após o grupamento e conversão referidos anteriormente, por 652.742.192 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

Composição societária



A Tractebel Energia detém participação em quatro subsidiárias, das quais três são integrais (Companhia Energética Meridional - CEM, Lages Bioenergética Ltda. e Tractebel Energia Comercializadora Ltda.) e uma, a Itá Energética S.A. - ITASA, da qual a Companhia detém 48,75% do capital social votante e total.

Organograma societário



(*) Em fevereiro de 2006, a Suez Energy South America Participações adquiriu participação adicional neste projeto, elevando a sua participação no consórcio para 40,07%.

Lages Bioenergética Ltda.: constituída em 2002, esta controlada atua como produtora independente de energia, através da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages (SC). Trata-se de uma usina de co-geração, com um turbogerador a vapor de 28 MW, que produz energia utilizando resíduos de madeira (biomassa) como combustível. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de vigência até outubro de 2032.

Itá Energética S.A. - ITASA: detém a concessão para a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria, por meio de consórcio com a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e Companhia de Cimento Itambé. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, entre os municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS) e possui

capacidade instalada de 1.450 MW, proveniente de cinco grupos geradores de 290 MW. O prazo de concessão para construção e exploração está vigente até outubro de 2030.

Cia. Energética Meridional - CEM: detém a concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência até agosto de 2033.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.: constituída em outubro de 2000, com o objetivo social de comercializar energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Em dezembro de 2005, a Tractebel Energia Comercializadora possuía contratos com 32 clientes, representando volume de venda de 360 MW médios.

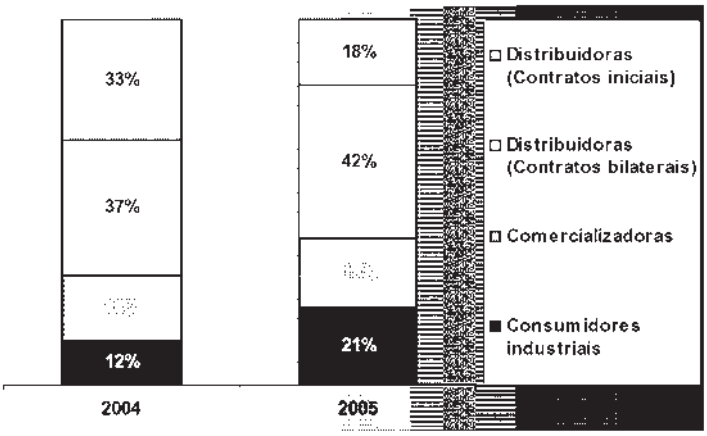
Clientes

A Tractebel Energia apresenta uma carteira diversificada de clientes, atendendo concessionárias distribuidoras de energia e consumidores livres (comercializadoras e indústrias), por meio de contratos flexíveis em relação ao volume e tempo de duração. Dentre os clientes industriais atendidos pela Companhia, destacam-se empresas que atuam nos setores de papel e celulose, fertilizantes, gases industriais, petroquímico, automobilístico e alimentício.

É estratégia da Companhia aumentar a participação do segmento industrial em sua carteira de contratos: para tanto adota uma política ativa de fidelização de clientes que possibilita a adequação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor. Com isso, a Companhia alcança padrão diferenciado de relacionamento com esses clientes ao mesmo tempo em que atua na otimização da energia disponível de suas usinas para venda.

A participação dos consumidores industriais na receita da Companhia, que era praticamente nula em 2000, atingiu 12% em 2004 e 21% em 2005, quando sua carteira registrava mais de 100 clientes livres.

Participação dos clientes na receita



CONJUNTURA MACRO-ECONÔMICA

O ano de 2005 foi marcado pela pouca tensão econômica no mercado internacional e pela valorização cambial da moeda nacional. Mesmo com os níveis elevados dos preços do barril de petróleo, da evolução inflacionária dos Estados Unidos e da mudança na política de juros na zona do euro, a balança comercial brasileira manteve variação positiva, registrando saldo recorde de US$ 44,7 bilhões, 32,8% maior que o de 2004.

O setor público, por sua vez, fechou o período com um superávit primário de 4,97% do PIB, acima da meta de 4,25%. Em contrapartida, a atividade econômica ficou aquém do esperado, movimento ratificado pelo baixo crescimento do PIB, de apenas 2,6%.

Ao manter sua política de troca de títulos cambiais por títulos da dívida interna e de compra de dólares no mercado futuro, o governo conseguiu reduzir sua dívida líquida em dólar de R$ 124 bilhões, em 2003, para R$ 16 bilhões. Mas a dívida interna aumentou sensivelmente, de R$ 623 bilhões para R$ 980 bilhões, em três anos. Já a dívida junto ao FMI, de R$ 15,5 bilhões, foi quitada antecipadamente em dezembro, dois anos antes do vencimento.

Outros indicadores foram negativos: inflação de 5,69% a.a. (IPCA), quando a meta era de 5,1% a.a.; taxa básica de juros (Selic) encerrou o ano ainda em 18% a.a., com redução inexpressiva em relação a janeiro, quando era de 18,25% a.a. e dívida líquida do setor público, que manteve proporção equivalente a 51% do PIB.

O consumo de energia elétrica no País cresceu 4,8% em 2005, totalizando 335.411 GWh. O crescimento por segmento consumidor foi o seguinte: residencial (5,4%), comercial (7,2%), industrial (2,4%) e outros (7,3%). O consumo industrial representou 45% do mercado nacional, enquanto o mercado residencial respondeu por 25%. O consumo médio por residência foi de 140 kWh por mês, ainda abaixo da média registrada antes do racionamento de 2001/2002, que era de 180 kWh por mês.

DESEMPENHO OPERACIONAL

Em 2005 a Tractebel Energia gerou 29.801 GWh, o que representou 7,5% da energia requerida pelo sistema elétrico nacional, e atendeu a 45% do consumo dos estados da Região Sul. Esse índice mantém a média dos últimos cinco anos. Do total produzido, 79,3% foram gerados em usinas hidrelétricas e 20,7% em termelétricas. Nos últimos oito anos a capacidade instalada da Companhia cresceu 58%, passando de 3.719 MW para 5.860 MW, um incremento bem acima do crescimento de todo o parque instalado no Brasil, que no mesmo período foi de 32%.

Em 2005, foram investidos R$ 44 milhões no programa anual de manutenção e revitalização das usinas. Foram modernizados os geradores hidráulicos da usina de Salto Osório e os geradores térmicos da usina de Jorge Lacerda B; o sistema digital de telemedição foi ampliado e novas unidades remotas para a supervisão das usinas foram instaladas.

Disponibilidade

Um dos maiores desafios da geração de energia elétrica é maximizar a capacidade produtiva de suas usinas para atender às demandas contratuais. Em 2005, o objetivo empresarial de manter uma disponibilidade geral, desconsideradas as paradas programadas, acima de 96% foi superado: a Tractebel Energia alcançou 97,2% de disponibilidade no período.

Para manter esse alto índice de disponibilidade, um cronograma de manutenção é realizado de modo a interferir o mínimo possível na programação produtiva, garantindo a confiabilidade do sistema. Com isso cumpre-se a missão da Tractebel Energia, que é fornecer energia com qualidade no momento adequado e atender às solicitações ambientais.

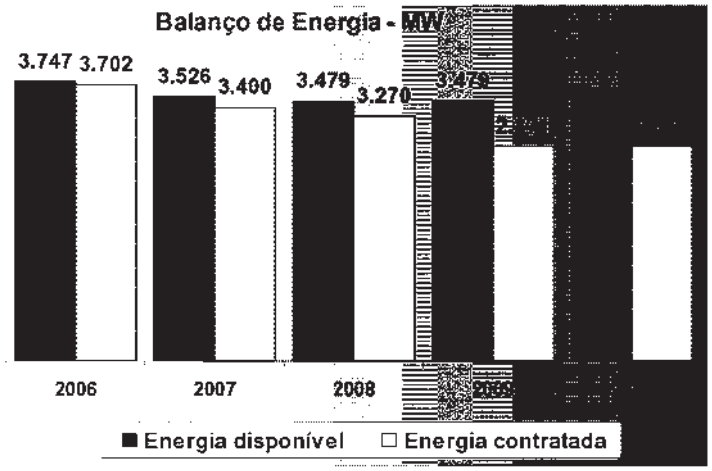
Produção

Em 2005, a produção total de energia elétrica alcançou 29.801 GWh, mantendo volume praticamente estável em relação ao ano anterior. A geração hidrelétrica alcançou 24.721 GWh e a termelétrica, 5.080 GWh. Durante o ano, as grandes afluências verificadas nos reservatórios das usinas hidrelétricas da Região Sudeste e o aumento da capacidade de intercâmbio elétrico do Sudeste com o Sul determinaram, por parte do Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS, um despacho ligeiramente menor das usinas da Região Sul.

Neste contexto, a geração da Tractebel Energia representou 7,5% da energia requerida pelo SIN - Sistema Integrado Nacional e correspondeu a 45% do consumo dos estados da Região Sul.

Balanço de Energia

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor em dezembro de 2005, o balanço de energia da Tractebel Energia mostra que a Companhia está com a capacidade atual quase totalmente contratada até 2008.



Pesquisa e desenvolvimento

Pelo contrato de concessão, a ANEEL estabelece que as geradoras de energia elétrica devem investir anualmente parte de sua receita operacional líquida em projetos de Pesquisa & Desenvolvimento (P&D) visando melhorias no setor energético. Apesar de ser a ANEEL quem define o volume de recursos a serem investidos, é a Tractebel Energia quem decide voluntariamente quais os projetos que pretende desenvolver, nos quais procura assegurar a qualidade dos temas analisados junto a diversas instituições, tais como universidades, fundações e centros de pesquisa.

Entre 1999 e 2005 a Companhia aplicou mais de R$ 23 milhões em 112 projetos de pesquisa e desenvolvimento. Entre esses projetos destacam-se os de aproveitamento das cinzas de carvão geradas pelas termelétricas na construção de casas populares, a descoberta de novas espécies de peixes no reservatório da usina hidrelétrica de Passo Fundo, o desenvolvimento de tecnologias de soldagem, de aumento da eficiência térmica e de aproveitamento do resíduo da indústria madeireira para a geração de energia elétrica.

Em 2005, a ANEEL aprovou 18 projetos de pesquisa e desenvolvimento da Tractebel Energia, que somaram R$ 2,1 milhões, sendo que 35% desse montante foi aplicado na área de meio ambiente e o restante nas áreas de geração térmica, operação e planejamento. Valor idêntico foi depositado no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, do Ministério da Ciência e Tecnologia e R$ 1,0 milhão foi depositado para o Ministério das Minas e Energia. Ao todo, foram investidos R$ 5,4 milhões na área de pesquisa e desenvolvimento.

Os projetos de meio ambiente voltados à ictiofauna, qualidade da água, corredores ecológicos, concentração de ozônio e biomassa para geração de energia elétrica e vapor receberam investimento de cerca de R$ 768 mil no período.

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Receita Operacional Bruta

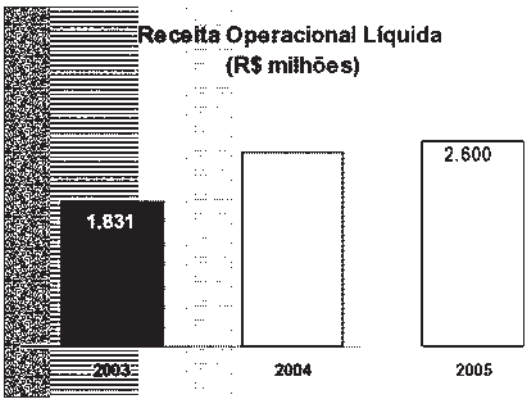
A receita bruta consolidada alcançou R$ 2.904,2 milhões em 2005, representando um crescimento de 9,1% em relação a 2004. A receita de suprimento de energia atingiu R$ 2.097,5 milhões e a receita de fornecimento de energia (energia vendida para clientes livres) foi R$ 479,5 milhões com crescimento de 5,6% e 28,7%, respectivamente, ante o exercício de 2004, demonstrando a importância do desenvolvimento do portfólio de clientes livres.

O desempenho das receitas operacionais deve-se à combinação dos seguintes aspectos:

- o volume de energia vendida durante o exercício, que alcançou 29.823 GWh, com aumento de 1,3% em relação aos 29.440 GWh vendidos em 2004;
- a energia elétrica liberada dos contratos iniciais, por força da regulamentação setorial, foi recontratada livremente com distribuidoras, comercializadoras e consumidores industriais a preços superiores aos anteriormente contratados. O resultado foi um portfólio de contratação com preços crescentes. Dessa forma, o preço médio dos contratos da Tractebel Energia, em 2005, alcançou aproximadamente R$ 85/MWh, patamar 16,4% superior ao preço médio da energia vendida através de contratos no ano anterior, que foi de R$ 73/MWh;
- reajustes aplicados sobre os preços da energia elétrica vendida através dos contratos iniciais e de contratos bilaterais com base na variação do IGP-M (Índice Geral dos Preços de Mercado).

Receita Líquida

A receita líquida de 2005 totalizou R$ 2.599,8 milhões, significando expansão de 5,3% em relação a 2004. As deduções sobre a receita bruta, que referem-se substancialmente a tributos incidentes sobre as vendas, aumentaram 61,1% entre os exercícios comparados, elevando-se de R$ 185,6 milhões para R$ 298,8 milhões. Este incremento deve-se, basicamente, à majoração das alíquotas do PIS e da COFINS, de 3,65% para 9,25%, e ao aumento das vendas intra-estaduais a consumidores finais, sobre as quais há a incidência de ICMS.



Custos e Despesas Operacionais

O total dos custos e despesas operacionais foi de R$ 1.390,2 milhões em 2005, com queda de 2,3% sobre 2004. Esta variação decorre dos seguintes componentes:

- **Energia elétrica comprada para revenda**: a queda de R$ 302,9 milhões para R$ 136,9 milhões entre os exercícios comparados reflete, principalmente: (i) a redução das compras para atendimento às exportações; (ii) a queda da energia comprada da CIEN, devido a redução da garantia física imposta pela ANEEL para essa unidade produtora; (iii) a menor exposição da Companhia no mercado de curto prazo (CCEE), pelo acréscimo de disponibilidade própria de energia; e (iv) a amortização total em 2004, do custo adicional de energia relativo ao período do racionamento.

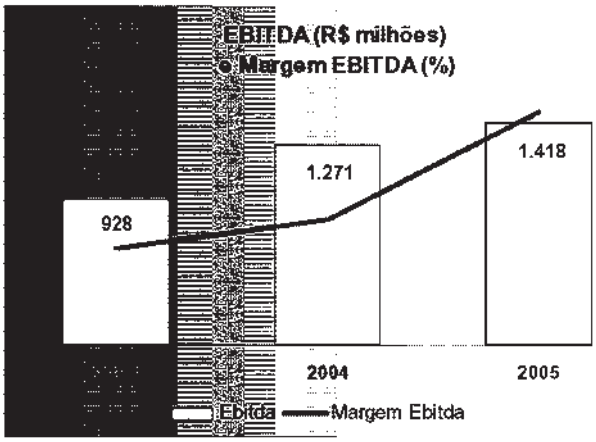
- **Custo com combustíveis para produção de energia elétrica**: o aumento de 0,8% nos custos com combustíveis reflete a combinação entre o aumento nos preços contratados e o menor consumo de carvão mineral em 2005, devido à redução de geração de energia destinada à exportação.
- **Encargos de uso da rede elétrica**: estes gastos registraram crescimento de 20,4% em decorrência do aumento do volume de vendas através de contratos bilaterais em substituição aos contratos iniciais, sobre os quais não incidiam encargos de transmissão, bem como do reajuste que incidiu sobre as tarifas desse serviço.
- **Pessoal, material e serviços de terceiros**: os valores registrados nestas contas mostraram crescimento de 13,0% entre os exercícios, refletindo, além dos reajustes contratuais e salariais, acréscimo adicional decorrente de manutenção extraordinária ocorrida na Usina de Jorge Lacerda B.
- **Depreciação**: a redução verificada nesta rubrica, de R$ 223,5 milhões para R$ 208,1 milhões, relaciona-se ao fato de que os valores de 2004 contemplam provisão para depreciação acelerada referente às unidades 4 e 5 da Usina Termelétrica William Arjona, no valor de R$ 13,9 milhões.
- **Constituição e reversão de provisões operacionais**: foram constituídas em 2005, provisões operacionais líquidas no montante de R$ 96,6 milhões que se referem basicamente: (i) à provisão para benefício pós-emprego aumentada em função da alteração de hipóteses econômicas atuariais; (ii) à provisão para manutenções programadas por conta de reavaliações no programa de manutenção e (iii) à provisão para contingências cíveis devido a questionamento pela Companhia de descumprimento de cláusulas contratuais por parte de fornecedor de energia. Deste montante, são considerados não recorrentes, valores da ordem de R$ 65,5 milhões.

Resultado Operacional (EBIT)

O resultado operacional (EBIT) em 2005 atingiu R$ 1.209,7 milhões, denotando expansão de 4,1% em relação ao exercício de 2004.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA de 2005 alcançou R$ 1.417,8 milhões, representando aumento da margem EBITDA de 51,5% para 54,5%. Cabe destacar que, sem o efeito das provisões operacionais não recorrentes no valor de R$ 65,5 milhões, o EBITDA ajustado de 2005 seria de R$ 1.483,3 milhões, equivalente à margem EBITDA de 57,1%.



Resultado Financeiro

A despesa financeira líquida mostrou redução de R$ 176,6 milhões, em 2004, para R$ 102,4 milhões em 2005. Esta variação deve-se, principalmente, aos seguintes aspectos:

- aumento de R$ 36,8 milhões na receita de aplicações financeiras, decorrente de um maior volume de recursos disponíveis para aplicação no ano de 2005;
- redução de R$ 26,6 milhões nos encargos provenientes de dívidas que resultou, principalmente, do pré-pagamento, em maio de 2005, do financiamento com o Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID), no valor de R$ 328,6 milhões;
- ganho de R$ 107,8 milhões proveniente de variações monetárias líquidas que se deve, substancialmente, à valorização do Real frente à cesta de moedas que compõe a dívida (de 11%) e também à atualização monetária de crédito de impostos compensados e de contas a receber de clientes em decorrência de acordo comercial;
- perda com operações de *swap* (*swap* de taxa de câmbio/juros) de R$ 102,1 milhões, resultante da valorização do Real frente à cesta de moedas do endividamento, que neutralizou parcialmente o ganho cambial sobre as dívidas em moeda estrangeira.

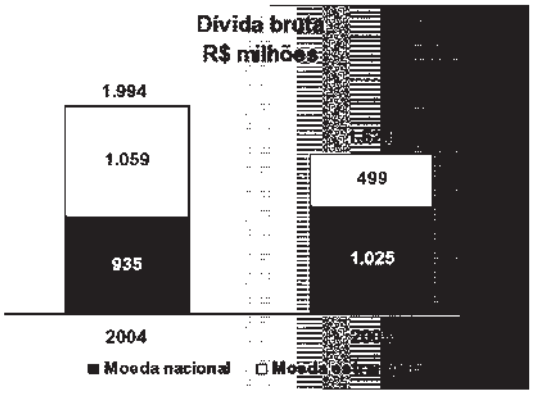
Dívida

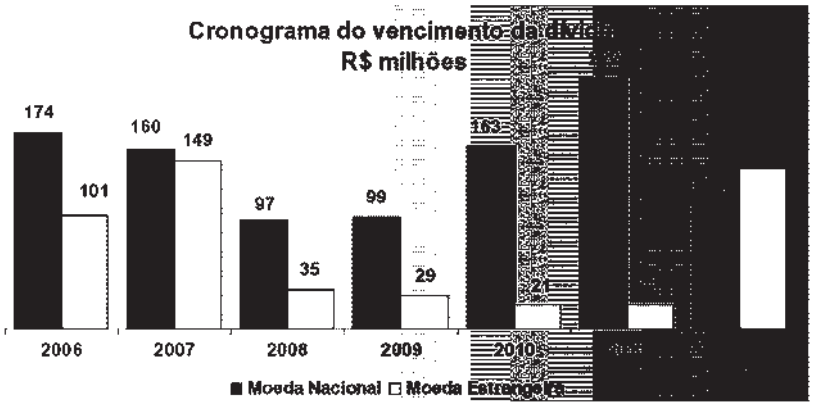
A dívida bruta consolidada, incluindo encargos, totalizava R$ 1.523,8 milhões em 31 de dezembro de 2005, o que representou uma queda de 23,6% comparativamente ao ano anterior. Essa redução é fruto da valorização do Real frente à cesta de moedas que compõem a dívida, das amortizações realizadas ao longo do exercício e da operação de pré-pagamento do já mencionado financiamento junto ao BID, esta última tendo influenciado também a redução da exposição da dívida à moeda estrangeira na comparação com dezembro de 2004.

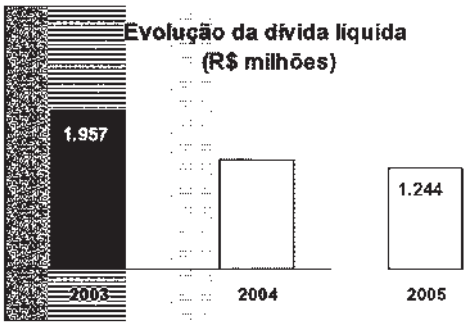
Do total da dívida em 31 de dezembro de 2005, aproximadamente 33% estavam expostos à moeda estrangeira (53% em 31 de dezembro de 2004), dos quais, cerca de 37% estavam protegidos da variação cambial através de instrumentos de *hedge*. Abaixo, a posição detalhada dos empréstimos, financiamentos e debêntures:

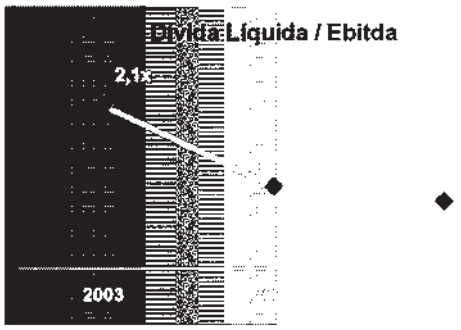
Posição dos empréstimos, financiamentos e debêntures

	31/12/2005		
Em R$ milhões	**Curto Prazo**	**Longo Prazo**	**Total**
Moeda Nacional			
Eletrobrás	81	175	256
Instituições Financeiras	62	338	400
Debêntures	31	338	369
Soma	**174**	**851**	**1.025**
% Moeda Nacional	63%	68%	67%
Moeda Estrangeira			
Secret. Do Tesouro Nacional	88	264	352
Instituições Financeiras	13	134	147
Soma	**101**	**398**	**499**
% Moeda Estrangeira	37%	32%	33%
Total	**275**	**1.249**	**1.524**


Dívida bruta
R$ milhões
1.994
1.059
935
2004
499
1.025
Moeda nacional


Cronograma do vencimento da dívida
R$ milhões
174
101
160
149
97
35
99
29
163
2006
2007
2008
2009
2010
Moeda Nacional
Moeda Estrangeira


Evolução da dívida líquida
(R$ milhões)
1.957
1.244
2003
2004
2005


Dívida Líquida / Ebitda
2,1x
2003

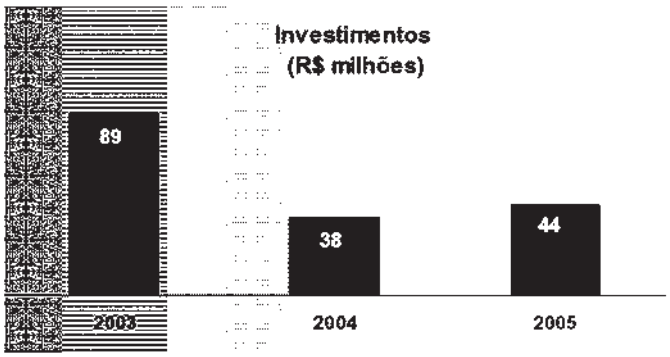
Lucro Líquido

O lucro líquido de 2005 atingiu R$ 920,1 milhões, valor 18,7% superior ao do ano de 2004. Cabe ressaltar a contribuição positiva do crescimento da receita operacional - fruto da combinação de crescimento das vendas para clientes livres e preços médios da energia contratada - e da redução dos custos de compra de energia elétrica no ano, além do efeito negativo do aumento dos impostos incidentes sobre a venda.



INVESTIMENTOS

Em 2005, foram investidos R$ 44 milhões, em sua maior parte destinados ao programa anual de manutenção e revitalização das usinas. Os geradores hidráulicos da usina de Salto Osório e os geradores térmicos da usina de Jorge Lacerda B passaram por modernização. Além disso, o sistema digital de telemedição foi ampliado e novas unidades remotas para a supervisão das usinas foram instaladas. O investimento na revitalização do parque gerador rendeu disponibilidade de 97,2% da produção no ano, situando-se acima da meta estabelecida.



GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Tractebel Energia considera que 2005 foi o ano da governança corporativa. Isso porque o modelo de gestão escolhido avançou em ações que redundaram em um relacionamento mais transparente com os investidores e no aumento da liquidez das ações da Companhia.

Uma dessas iniciativas foi a conversão de suas ações preferenciais em ordinárias e a padronização dos direitos e obrigações a todos os acionistas. Além disso, a controladora SUEZ Energy South America Participações Ltda. vendeu parte da sua participação no capital, ampliando a base de acionistas e, consequentemente, favorecendo a liquidez das ações.

Com isso, criou condições para que o mercado de capitais se torne um importante parceiro para garantir o futuro crescimento da Companhia, capacitando-a a aproveitar oportunidades de mercado.

Atualmente, o Conselho da Administração da Tractebel Energia possui sete membros, com presidente e vice-presidente escolhidos pelos acionistas em Assembléia Geral Ordinária. A Diretoria Executiva da Companhia, com sete membros, é composta após análise curricular feita pelo Conselho de Administração. Os mandatos são de três anos e é permitida a reeleição.

A partir de 2006, dentro do processo de avanços na governança corporativa, pelo menos 20% dos conselheiros deverão ser acionistas independentes, que deverão ser definidos a partir da próxima Assembléia Ordinária.

Ainda a destacar, o prosseguimento da adequação da estrutura de controle interno às regras da Lei Sarbannes-Oxley, que ampliará a transparência das divulgações financeiras da Companhia.

Adesão ao Novo Mercado

Em 2005 a Companhia aderiu ao Novo Mercado da BOVESPA, segmento de listagem destinado às empresas que se comprometem, de forma voluntária, com a adoção de práticas e regras de governança corporativas adicionais às exigidas pela legislação.

As regras consolidadas no Regulamento de Listagem no Novo Mercado ampliam os direitos dos acionistas, melhoram a qualidade das informações prestadas pelas Companhias e, ao determinar a resolução dos conflitos por meio de uma Câmara de Arbitragem, oferecem aos investidores a segurança de uma alternativa mais ágil e especializada.

No último trimestre do ano, a Tractebel Energia aprovou a reforma do seu Estatuto Social, visando adequá-lo às regras e procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo. Aprovou ainda, uma nova política de dividendos que compreende:

- elevação do dividendo mínimo obrigatório estabelecido no Estatuto Social da Companhia de 25% (vinte e cinco por cento) para 30% (trinta por cento) do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei 6.404/76;
- intenção de declarar e pagar dividendos e/ou juros sobre o capital próprio não inferior a 55% do lucro líquido ajustado. O valor dessas distribuições dependerá de vários fatores, tais como condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, condições macroeconômicas e estratégias de crescimento;
- distribuição de dividendos em períodos semestrais.

MERCADO DE CAPITAIS

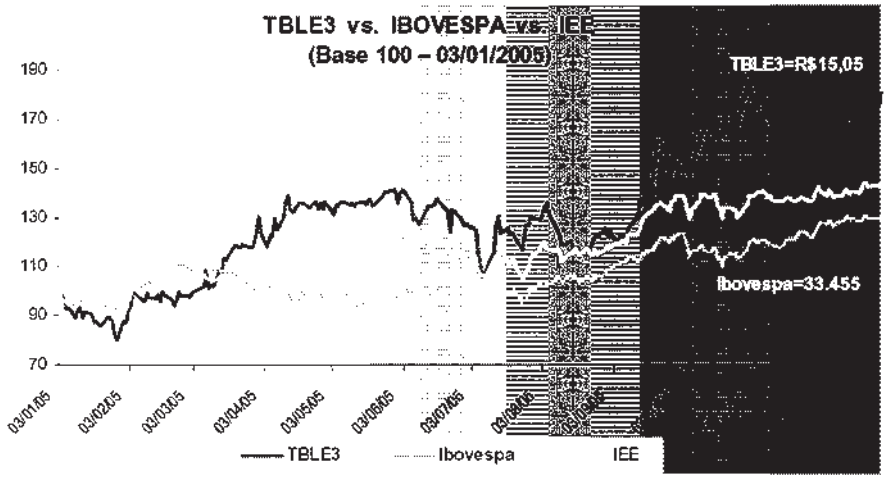
Listada na Bolsa de Valores de São Paulo desde maio de 1998, a Tractebel Energia S.A. ingressou no Novo Mercado da BOVESPA em 16 de novembro de 2005. A Tractebel Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (**IGC**), o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (**ITAG**), que reúne as Companhias que oferecem ao acionista minoritário uma proteção maior, no caso de alienação do controle, além do Índice de Sustentabilidade Empresarial da BOVESPA (**ISE**), que reúne empresas com reconhecido comprometimento com a sustentabilidade.

As ações ordinárias da Tractebel Energia são negociadas na BOVESPA sob código TBLE3; além disso, a Companhia possui *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível I negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC) sob código TBLEY, sob a relação de 1 ADR 5 ações ordinárias.

Performance das Ações TBLE3

Em 2005, as ações ordinárias da Tractebel Energia (TBLE3) apresentaram ganho acumulado de 70,1%, comparado com uma valorização de 27,7% do Ibovespa índice que reflete o desempenho de 57 papéis de maior liquidez no mercado - e de 42,9% do Índice de Energia Elétrica (IEE).

No ano, as ações registraram presença em 100% dos pregões e o volume médio diário de negociação registrado foi de R$ 2.550 mil, com acentuado crescimento a partir de novembro, quando foram completadas as ações da Companhia para formalizar a adesão ao Novo Mercado da BOVESPA, incluindo a operação de oferta secundária de ações que ampliou o *free-float* para 31,3%. No encerramento do ano, os papéis estavam cotados a R$ 15,05/ação, representando um valor de mercado da Companhia equivalente a R$ 9.824 milhões.



COLABORADORES

O mapeamento de competências dos colaboradores e o programa de sucessão preparam a Companhia para atuar no futuro próximo.

No fechamento do ano de 2005, a Tractebel Energia contava com 893 empregados, 44 a mais que no fechamento do ano anterior. Esse público, estratégico para a Companhia e foco de uma política de valorização e desenvolvimento profissional, recebeu especial atenção a partir de programas internos. Durante o ano, cada empregado recebeu em média 100,7 horas de treinamento, abrangendo educação formal (MBA, pós-graduação e graduação), cursos técnicos, de idiomas e treinamentos comportamentais.

O desenvolvimento dos empregados é parte do processo de gestão de carreira e sucessão da Companhia. Um terço do quadro de empregados possui formação universitária, sendo 132 formados em engenharia, 54 em administração, 29 em contabilidade, 22 em economia, 15 em direito, 10 em pedagogia e 59 em outros cursos.

A idade média dos empregados é de 40,2 anos e o tempo médio de empresa de 14,7 anos. Em 2005, foi implementada uma mudança do plano de previdência privada do modelo de benefício definido para contribuição definida, com migração de mais de 96% dos empregados. Com isso, é possível agora controlar riscos futuros para a Companhia com o plano de previdência de seus empregados.

SERVIÇOS DE AUDITORIA

Os auditores independentes da Companhia e de suas controladas não prestam outros serviços, além dos serviços de auditoria contábil.

AGRADECIMENTOS

A Administração da Tractebel Energia agradece aos seus colaboradores, acionistas, clientes, fornecedores, instituições financeiras, entidades governamentais e órgãos reguladores e todos aqueles que contribuíram para o desempenho da Companhia em 2005.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
CIRCULANTE				
Numerário disponível	9.466	4.648	12.179	7.710
Títulos e valores mobiliários	195.153	514.982	296.958	634.277
Consumidores, concessionárias e permissionárias	287.162	270.813	304.975	280.647
Dividendos a receber de controladas	78.860	8.113	-	-
Adiantamentos a fornecedores	3.268	9.511	3.341	8.849
Créditos da conta consumo de combustível CCC/CDE	30.553	35.538	30.553	35.538
Alienações, serviços em curso e dispêndios a reembolsar	9.993	8.764	9.999	8.050
Tributos e contribuições sociais a recuperar	11.486	71.193	16.719	74.707
Cauções e depósitos vinculados	36.401	60	36.401	60
Ativo fiscal diferido	81.097	94.344	82.344	98.173
Almoxarifado	22.515	13.061	23.512	13.610
Despesas pagas antecipadamente	10.048	4.262	10.721	5.800
Outros	36.726	25.739	36.609	25.993
	812.728	**1.061.028**	**864.311**	**1.193.414**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Concessionárias e permissionárias	10.617	14.920	10.617	14.920
Devedores diversos	27.697	16.572	27.697	16.572
Títulos e valores mobiliários	-	35.550	-	35.550
Tributos e contribuições sociais a recuperar	7.136	4.720	10.296	8.684
Cauções e depósitos vinculados	-	-	26.119	53.536
Depósitos judiciais	64.822	26.048	71.405	26.050
Alienação de bens e direitos	60.220	29.303	60.220	29.303
Ativo fiscal diferido	186.877	181.132	192.309	186.643
Outros	1.315	483	1.315	483
	358.684	**308.728**	**399.978**	**371.741**
PERMANENTE				
Investimentos	887.117	684.639	43.619	50.365
Imobilizado	2.929.087	3.078.158	4.353.468	4.536.430
Diferido	-	-	43.985	53.202
	3.816.204	**3.762.797**	**4.441.072**	**4.639.997**
TOTAL DO ATIVO	**4.987.616**	**5.132.553**	**5.705.361**	**6.205.152**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

PASSIVO

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
CIRCULANTE				
Fornecedores	140.718	139.589	122.125	117.286
Dividendos e juros sobre o capital próprio	495.487	553.045	495.487	553.045
Empréstimos e financiamentos	185.684	189.382	233.416	265.410
Encargos de empréstimos e financiamentos	8.451	6.813	9.927	12.302
Debêntures	-	-	16.611	18.599
Encargos de debêntures	10.286	-	14.479	4.761
Tributos e contribuições sociais correntes	35.362	66.449	46.427	74.897
Tributos e contribuições sociais parcelados	1.010	979	1.010	979
Obrigações estimadas	49.084	36.466	49.243	36.540
Provisão para contingências	41.595	-	42.326	731
Benefícios pós-emprego	81.020	51.619	81.020	51.619
Passivo fiscal diferido	-	39.616	-	39.616
Operações com derivativos	46.181	18.984	65.876	28.002
Outros	32.814	26.552	37.220	29.470
	1.127.692	**1.129.494**	**1.215.167**	**1.233.257**
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO				
Empréstimos e financiamentos	601.949	886.901	911.138	1.539.409
Debêntures	198.348	-	338.196	153.619
Tributos e contribuições sociais parcelados	6.230	7.016	6.230	7.016
Obrigações estimadas	22.543	15.259	22.869	17.333
Provisões para contingências	102.606	108.419	105.383	108.637
Concessões a pagar	-	-	178.130	160.417
Benefícios pós-emprego	205.755	198.508	205.755	198.508
Passivo fiscal diferido	36.532	-	36.532	-
	1.173.963	**1.216.103**	**1.804.233**	**2.184.939**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	148.500	249.495	148.500	249.495
	2.685.961	**2.786.956**	**2.685.961**	**2.786.956**
TOTAL DO PASSIVO	**4.987.616**	**5.132.553**	**5.705.361**	**6.205.152**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
RECEITAS OPERACIONAIS BRUTAS				
Fornecimento de energia elétrica	338.985	304.198	479.493	372.743
Suprimento de energia elétrica	2.066.598	1.966.691	2.097.482	1.986.055
Subvenção combustível – CCC/CDE	311.481	286.194	311.481	286.194
Serviço prestado	13.884	12.139	5.429	4.687
Venda de cinzas	7.568	10.393	7.568	10.393
Outras receitas	1.017	839	2.755	1.738
	2.739.533	**2.580.454**	**2.904.208**	**2.661.810**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
Impostos e contribuições sobre a receita	(266.703)	(178.676)	(298.830)	(185.550)
Venda de cinzas líquidas de impostos – CCC/CDE	(5.531)	(6.329)	(5.531)	(6.329)
	(272.234)	**(185.005)**	**(304.361)**	**(191.879)**
RECEITAS LÍQUIDAS DE VENDAS E SERVIÇOS	**2.467.299**	**2.395.449**	**2.599.847**	**2.469.931**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS				
Energia elétrica comprada para revenda	(407.697)	(579.341)	(136.861)	(302.956)
Custo de produção de energia elétrica	(820.952)	(715.323)	(889.590)	(790.329)
Custo dos serviços prestados	(9.328)	(8.561)	(9.328)	(8.561)
	(1.237.977)	**(1.303.225)**	**(1.035.779)**	**(1.101.846)**
LUCRO BRUTO	**1.229.322**	**1.092.224**	**1.564.068**	**1.368.085**
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas	(118.295)	(105.076)	(164.796)	(133.412)
Despesas gerais e administrativas	(158.393)	(173.717)	(189.599)	(187.301)
	(276.688)	**(278.793)**	**(354.395)**	**(320.713)**
Resultado do serviço	**952.634**	**813.431**	**1.209.673**	**1.047.372**
Resultado de participações societárias				
Equivalência patrimonial	116.885	82.394	-	-
Amortização de ágio	(6.746)	(6.746)	(6.746)	(6.746)
	110.139	**75.648**	**(6.746)**	**(6.746)**
Receitas (despesas) financeiras				
Renda de aplicações financeiras	68.238	33.671	88.901	52.106
Encargos de dívidas	(90.589)	(90.293)	(161.567)	(188.150)
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	(15.960)	(13.431)
Provisão para perdas em aplicações financeiras	-	(11.896)	-	(17.427)
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros	(104.537)	(19.554)	(130.253)	(28.157)
Variações monetárias líquidas	124.746	35.251	137.433	29.626
Outras	(16.068)	(5.772)	(20.986)	(11.123)
	(18.210)	**(58.593)**	**(102.432)**	**(176.556)**
RESULTADO OPERACIONAL	**1.044.563**	**830.486**	**1.100.495**	**864.070**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**3.557**	**(3.017)**	**3.557**	**(3.035)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**1.048.120**	**827.469**	**1.104.052**	**861.035**
Contribuição social	(59.475)	(44.175)	(74.435)	(53.215)
Imposto de renda	(68.549)	(8.102)	(109.521)	(32.628)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**920.096**	**775.192**	**920.096**	**775.192**
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM 2005 E POR LOTE DE MIL AÇÕES EM 2004	**1,4096**	**1,1876**	**1,4096**	**1,1876**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

CNPJ Nº 02.474.103/0001-19

Companhia Aberta

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2003	**2.445.766**	**91.695**	**64.335**	**-**	**2.601.796**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	775.192	**775.192**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	38.760	(38.760)	-
- reserva de retenção de lucros	-	-	146.400	(146.400)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio PNA R$ 0,978858, PNB R$ 0,903920 e ON R$ 0,903920, todas por lote de mil ações	-	-	-	(590.032)	**(590.032)**
SALDOS EM 31.12.2004	**2.445.766**	**91.695**	**249.495**	**-**	**2.786.956**
Dividendos intermediários	-	-	(147.000)	-	**(147.000)**
Lucro líquido do exercício	-		-	920.096	**920.096**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-		46.005	(46.005)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio ON R$ 1,339106 por ação	-	-	-	(874.091)	**(874.091)**
SALDOS EM 31.12.2005	**2.445.766**	**91.695**	**148.500**	**-**	**2.685.961**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta
DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido do exercício	920.096	775.192	920.096	775.192
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido:				
Depreciação e amortização	158.608	175.057	208.108	223.487
Juros de dívidas longo prazo	6.949	4.229	27.235	21.645
Juros de garantias depositadas de longo prazo	(10.384)	(10.160)	(10.384)	(10.160)
Variação monetária de longo prazo	(102.059)	(31.205)	(112.838)	(32.618)
Resultado de equivalência patrimonial	(116.885)	(82.394)	-	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Provisão de longo prazo, líquida	78.241	72.656	77.793	74.214
Imposto de renda e CSLL diferidos	11.546	30.550	11.745	25.844
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(3.557)	3.017	(3.510)	3.168
	949.301	**943.688**	**1.124.991**	**1.087.518**
De terceiros				
Debêntures	200.000	-	200.000	-
Dividendos intermediários	30.000	-	-	-
Dividendos propostos a receber de controladas	78.860	8.113	-	-
Resgates de cauções e depósitos vinculados	-	-	30.083	-
Vendas de bens e direitos	31.539	29.190	31.539	29.190
Realizáveis a longo prazo transferidos para o circulante	40.884	37.587	45.151	63.333
Financiamento de longo prazo	-	-	-	13.771
Outras	-	1.131	-	2.060
	381.283	**76.021**	**306.773**	**108.354**
TOTAL DAS ORIGENS	**1.330.584**	**1.019.709**	**1.431.764**	**1.195.872**
APLICAÇÕES				
Aumento no realizável a longo prazo	70.324	92.351	78.904	110.867
Investimentos	201.200	1.224	-	250
Aquisição de imobilizado e aplicação no diferido	37.519	29.926	43.916	38.053
Parcelamento de conta a receber de energia elétrica - MAE	17.623	-	17.623	-
Reversão de dividendos para reserva de retenção de lucros	-	52.778	-	-
Dividendos intermediários	147.000	-	147.000	-
Dividendos propostos	874.091	590.032	874.091	590.032
Pré-pagamentos de financiamentos	-	-	275.247	-
Exigíveis a longo prazo transferidos para o circulante	229.325	266.361	305.996	367.153
TOTAL DAS APLICAÇÕES	**1.577.082**	**1.032.672**	**1.742.777**	**1.106.355**
(REDUÇÃO) AUMENTO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**(246.498)**	**(12.963)**	**(311.013)**	**89.517**
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	812.728	1.061.028	864.311	1.193.414
No início do período	1.061.028	900.542	1.193.414	925.049
	(248.300)	**160.486**	**(329.103)**	**268.365**
Passivo Circulante				
No fim do período	1.127.692	1.129.494	1.215.167	1.233.257
No início do período	1.129.494	956.045	1.233.257	1.054.409
	(1.802)	**173.449**	**(18.090)**	**178.848**
(REDUÇÃO) AUMENTO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**(246.498)**	**(12.963)**	**(311.013)**	**89.517**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta
DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação adicional)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	920.096	775.192	920.096	775.192
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	158.608	175.057	208.108	223.487
Resultado de equivalência patrimonial	(116.885)	(82.394)	-	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Variação monetária líquida	(22.964)	(25.789)	(35.551)	(29.465)
Constituição de provisão operacional líquida	68.584	53.252	68.151	54.806
Imposto de renda e CSLL diferidos	4.419	21.282	7.078	20.373
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(3.557)	3.017	(3.552)	3.167
	1.015.047	**926.363**	**1.171.076**	**1.054.306**
Redução (aumento) nos ativos				
Consumidores e concessionárias	5.640	(2.338)	(22.334)	(18.659)
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	-	(8.347)	-	(8.347)
Créditos da conta consumo de combustível - CCC/CDE	4.985	(11.772)	4.985	(11.772)
Tributos e contribuições sociais a recuperar	50.517	(31.799)	49.696	(36.687)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	(33.844)	6.140	(43.481)	(11.832)
Almoxarifado	(9.454)	286	(9.902)	(184)
Devedores diversos	(7.179)	(16.572)	(7.179)	(16.572)
Despesas antecipadas	(6.618)	5.044	(5.886)	4.502
Outros	(4.536)	(2.804)	(4.295)	(3.534)
	(489)	**(62.162)**	**(38.396)**	**(103.085)**
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	1.129	31.351	24.656	41.855
Empréstimos, financiamentos e debêntures	3.296	(10.361)	8.956	8.123
Tributos e contribuições sociais	(459)	(6.976)	2.158	(2.748)
Obrigações estimadas	4.902	(12.544)	4.951	(12.506)
Provisão para contingências	3.761	(6.859)	4.998	(6.695)
Benefícios pós-emprego	6.203	6.026	6.203	6.026
Concessão ANEEL	-	-	14.482	13.180
Outros	6.926	8.302	17.645	13.779
	25.758	**8.939**	**84.049**	**61.014**
Recursos líquidos provenientes das atividades operacionais	**1.040.316**	**873.140**	**1.216.729**	**1.012.235**
Atividades de investimento				
Aplicação no imobilizado e diferido	(37.519)	(29.926)	(43.916)	(38.053)
Aplicações em investimentos	(201.200)	(1.224)	-	(250)
Dividendos recebidos de controladas	38.113	-	-	-
Recursos líquidos utilizados nas atividades de investimentos	**(200.606)**	**(31.150)**	**(43.916)**	**(38.303)**
Atividades de financiamento				
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(244.689)	(182.549)	(625.714)	(271.154)
Financiamentos e debêntures	200.000	-	200.000	13.771
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	(1.110.032)	(441.203)	(1.110.032)	(441.203)
Resgate de cauções e depósitos vinculados	-	-	30.083	19.596
Recursos líquidos utilizados nas atividades de financiamentos	**(1.154.721)**	**(623.752)**	**(1.505.663)**	**(678.990)**
Total dos efeitos no caixa	**(315.011)**	**218.238**	**(332.850)**	**294.942**
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	519.630	301.392	641.987	347.045
Saldo final	204.619	519.630	309.137	641.987
	(315.011)	**218.238**	**(332.850)**	**294.942**
Pagamentos efetuados no exercício				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	87.293	101.778	153.620	192.582
Imposto de renda e contribuição social	81.397	55.349	127.910	86.461
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	35.464	32.860	41.400	35.318
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio creditados	501.091	590.032	501.091	590.032
Dividendos propostos a receber de controladas	78.860	8.113	-	-

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação adicional)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas, serviços e outras	2.428.052	2.294.260	2.592.727	2.375.616
Reversão provisão p/créditos de liquid.duvidosa	9.071	12.133	9.126	12.095
Subvenção de combustível CCC/CDE	311.481	286.194	311.481	286.194
Resultado não operacional	3.557	(3.017)	3.557	(3.035)
	2.752.161	2.589.570	2.916.891	2.670.870
(-) Insumos				
Materiais	(20.851)	(16.840)	(22.853)	(17.931)
Serviços de terceiros	(65.701)	(59.293)	(75.330)	(66.568)
Combustível p/produção energia CCC/CDE	(311.131)	(275.502)	(311.131)	(275.502)
Combustível p/produção energia sem subvenção	(101.570)	(134.666)	(104.694)	(136.933)
Energia elétrica comprada para revenda	(407.697)	(579.341)	(136.861)	(302.956)
Seguros	(7.224)	(8.434)	(9.239)	(10.752)
Encargos de uso da rede elétrica	(116.395)	(106.636)	(162.431)	(134.899)
Outros	(143.694)	(74.616)	(143.827)	(85.598)
	(1.174.263)	(1.255.328)	(966.366)	(1.031.139)
VALOR ADICIONADO BRUTO	**1.577.898**	**1.334.242**	**1.950.525**	**1.639.731**
Depreciação e amortização	(158.608)	(175.057)	(208.108)	(223.487)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**1.419.290**	**1.159.185**	**1.742.417**	**1.416.244**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	117.363	59.881	139.086	78.173
Resultado da equivalência patrimonial	116.885	82.394	-	-
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**1.653.538**	**1.301.460**	**1.881.503**	**1.494.417**

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2005	%	2004	%	2005	%	2004	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	75.062	4,54	68.987	5,30	76.990	4,09	70.433	4,71
Benefícios	23.281	1,41	17.982	1,38	23.488	1,25	18.155	1,22
Participação nos resultados	10.000	0,60	6.500	0,50	10.000	0,53	6.500	0,43
	108.343	**6,55**	**93.469**	**7,18**	**110.478**	**5,87**	**95.088**	**6,36**
Do capital de								
Encargos e var.monet.	102.589	6,20	87.258	6,70	218.161	11,60	185.654	12,42
Aluguéis	5.090	0,31	4.458	0,34	5.660	0,30	5.112	0,35
Outras desp. financ.	25.598	1,55	27.245	2,10	30.497	1,62	63.660	4,26
	133.277	**8,06**	**118.961**	**9,14**	**254.318**	**13,52**	**254.426**	**17,03**
Do governo								
Impostos, taxas e contribuições	293.867	17,77	200.188	15,38	326.438	17,35	208.940	13,98
Encargos setoriais	69.931	4,23	61.373	4,71	86.217	4,58	74.928	5,01
IR e CSLL	128.024	7,74	52.277	4,02	183.956	9,78	85.843	5,75
	491.822	**29,74**	**313.838**	**24,11**	**596.611**	**31,71**	**369.711**	**24,74**
Do capital próprio								
Reserva legal	46.005	2,78	38.760	2,98	46.005	2,44	38.760	2,59
Dividendos e juros s/ capital próprio	874.091	52,87	590.032	45,34	874.091	46,46	590.032	39,48
Lucro retido	-	-	146.400	11,25	-	-	146.400	9,80
	920.096	**55,65**	**775.192**	**59,57**	**920.096**	**48,90**	**775.192**	**51,87**
	1.653.538	**100,00**	**1.301.460**	**100,00**	**1.881.503**	**100,00**	**1.494.417**	**100,00**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2005 E 2004

RELAÇÃO DAS NOTAS EXPLICATIVAS

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL
NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS
NOTA 4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS
NOTA 5 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A RECUPERAR
NOTA 6 – ATIVO FISCAL DIFERIDO
NOTA 7 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO
NOTA 8 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS
NOTA 9 – INVESTIMENTOS
NOTA 10 – ATIVO IMOBILIZADO
NOTA 11 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA
NOTA 12 – FORNECEDORES
NOTA 13 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS
NOTA 14 – DEBÊNTURES
NOTA 15 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS
NOTA 16 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS
NOTA 17 – CONCESSÕES A PAGAR
NOTA 18 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO
NOTA 19 - PASSIVO FISCAL DIFERIDO
NOTA 20 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO
NOTA 21 – DIVIDENDOS PROPOSTOS
NOTA 22 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA
NOTA 23 – ARRENDAMENTO MERCANTIL
NOTA 24 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS
NOTA 25 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS
NOTA 26 – GARANTIAS A TERCEIROS
NOTA 27 – SEGUROS
NOTA 28 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO
NOTA 29 – SERVIÇOS DE AUDITORIA

NOTA 1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis – SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Sua capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá e Cana Brava e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.860 MW, dos quais 79,30% em usinas hidrelétricas e 20,70% em termelétricas, compostos pelo seguinte parque gerador em operação: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e Unidade de Cogeração Lages (SC).

A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo os contratos para compra de longo prazo firmados com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA e com a Companhia de Interconexão Energética – CIEN, é de 5.968 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 10-d.

O controle acionário da Companhia pertence à Suez Energy South America Participações Ltda. (atual denominação da Tractebel EGI South America Ltda.), empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Société Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França.

A Companhia é controladora da Companhia Energética Meridional – CEM, detendo 99,99% das ações representativas de seu capital social, a qual é detentora da concessão da usina hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás. A Companhia detém, também, o controle compartilhado, com a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, da empresa Itá Energética S.A. – ITASA, da qual possui 48,75% do capital votante. A ITASA é uma SPE – Sociedade de Propósito Específico constituída para construir e explorar, em parceria, através de consórcio, a usina hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Detém, ainda, 99,99% das quotas de capital da Lages Bioenergética Ltda., a qual detém autorização para explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC). As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 9-b.

Em 16.11.2005, as ações da Companhia foram admitidas à negociação do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA. As regras impostas pelo Novo Mercado visam conceder mais transparência com relação à atividade e situação financeira das Companhias e a adoção de práticas de governança corporativa, bem como, garantir maiores direitos aos acionistas minoritários.

NOTA 2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Todos os valores apresentados (textos e tabelas) nas demonstrações financeiras e nas Notas Explicativas estão expressos em Reais mil, exceto onde indicado de maneira diferente.

A Companhia está apresentando, adicionalmente às demonstrações financeiras, as demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado, respectivamente.

Objetivando propiciar maior clareza na apresentação dos detalhamentos de saldos patrimoniais em Notas Explicativas, as contas ativas e passivas não existentes nas controladas estão sendo apresentadas exclusivamente sob o título "Controladora", cujos valores são idênticos aos saldos consolidados.

As demonstrações financeiras da controladora e consolidadas estão em consonância com os princípios e práticas contábeis adotadas no País. As principais práticas contábeis adotadas pela Companhia para a elaboração das demonstrações financeiras estão descritas a seguir:

Reconhecimento dos efeitos inflacionários

Estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249, de 26.12.1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31.12.1995.

Critérios gerais de avaliação

a) Ativos circulante e realizável a longo prazo

Os títulos e valores mobiliários são registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados através de constituição de provisão;

a provisão para créditos de liquidação duvidosa está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. As demais contas a receber possuem garantias ou ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão (ver Nota 4);

o imposto de renda e a contribuição social diferidos (ativo fiscal diferido) são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e são reconhecidos com base em prejuízos fiscais e diferenças temporárias. A segregação entre circulante e realizável a longo prazo obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem;

os materiais em estoque estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado;

os ativos indexados são atualizados até a data do balanço.

b) Permanente

Os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado;

o imobilizado é registrado ao custo de aquisição ou construção. A depreciação é calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais constantes da tabela anexa à Resolução ANEEL nº 002, de 24.12.1997, e nº 044, de 17.03.1999, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos, conforme determina a Portaria DNAEE nº 815, de 30.11.1994. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas, em consonância com os citados atos normativos, estão demonstradas na Nota 10-a;

os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado;

até 31.12.1998 foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico. A partir de 01 de janeiro de 1999, a Companhia descontinuou esta prática e a partir de 01 de janeiro de 2002 a mesma deixou de ser praticada no setor elétrico brasileiro, em função de alteração das normas da ANEEL que disciplinavam esta matéria.

c) Passivos circulante e exigível a longo prazo

Os benefícios futuros a empregados (benefícios pós-emprego) são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas, e complementados pelos valores projetados atuarialmente (ver Nota 18);

os empréstimos, financiamentos, debêntures e os encargos decorrentes de ambos, apropriados até a data do balanço, são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 13 e Nota 14) e as demais obrigações são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

d) Resultado do período

As receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

e) Arrendamento mercantil

As operações de arrendamento mercantil existentes na Companhia não possuem valores relevantes e são reconhecidas diretamente no resultado, com base nas contraprestações contratuais (ver Nota 23).

Demonstrações financeiras consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado (ver Nota 9-b).

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 9-b), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações financeiras consolidadas.

NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Circulante				
Certificado de Depósito Bancário – CDB	12.608	340.032	55.780	440.035
Letras do Tesouro Nacional – LTN	173.816	-	174.890	-
Letras Financeiras do Tesouro – LFT	69	129.145	69	167.666
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais	37.148	33.925	83.137	33.925
Notas do Banco Central – NBC - E	19.749	23.776	31.731	23.776
Notas do Tesouro Nacional – NTN	-	-	5.059	-
Certificado de Depósito Interbancário – CDI	-	-	60	-
Ajuste negativo de operações de *swaps*	-	-	-	(13.698)
(-) Garantia de operações de *swaps* no Fundo de Investimentos Exclusivo	(36.341)	-	(36.341)	-
	207.049	**526.878**	**314.385**	**651.704**
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(11.896)	(11.896)	(17.427)	(17.427)
	195.153	**514.982**	**296.958**	**634.277**
Longo Prazo				
Certificado de Depósito Bancário – CDB	-	35.550	-	35.550
	-	**35.550**	-	**35.550**

Os títulos e valores mobiliários estão registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até 31.12.2005, cujos valores contábeis não excedem aos preços médios de mercado, podendo ser negociados independentemente de seus vencimentos, sem prejuízo dos rendimentos.

A Companhia possui Fundo de Investimentos Exclusivo composto por LTN, operações compromissadas e operações de *swaps* realizadas no mercado de balcão, em que o Fundo fica ativo em moeda estrangeira (Dólar, Euro e Libra) e passivo em CDI. As aplicações neste Fundo estão segregadas nas demonstrações financeiras de acordo com as suas naturezas. O saldo do Fundo inclui o valor de R$ 36.341, relativo a garantia contratual para as operações de *swaps* existentes no Fundo, o qual somente poderá ser resgatado quando do vencimento do último contrato de *swap*, em dezembro de 2006, e está apresentado no ativo circulante, na rubrica "Cauções e depósitos vinculados".

A provisão para perdas em aplicações financeiras refere-se a aplicações em CDB que a Companhia e sua Controlada Companhia Energética Meridional - CEM possuem no Banco Santos, o qual teve a falência decretada em 2005.

NOTA 4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				
	2005				2004
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	28.321	310	239	28.870	29.928
Concessionárias	178.041	71	-	178.112	167.246
Comercializadoras	67.753	-	-	67.753	41.165
Exportação	1.200	-	740	1.940	740
Transações no âmbito do CCEE/MAE	120.285	-	11.947	132.232	162.550
	395.600	**381**	**12.926**	**408.907**	**401.629**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(109.845)	-	(11.900)	(121.745)	(130.816)
	285.755	**381**	**1.026**	**287.162**	**270.813**
Longo prazo					
Transações no âmbito do CCEE/MAE	10.617	-	-	10.617	14.920
	10.617	**-**	**-**	**10.617**	**14.920**

	Consolidado				
	2005				2004
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	54.092	640	239	54.971	35.286
Concessionárias	180.580	71	-	180.651	170.250
Comercializadoras	54.787	-	-	54.787	40.524
Exportação	1.200	-	740	1.940	740
Transações no âmbito do CCEE/MAE	121.181	-	13.944	135.125	165.472
	411.840	**711**	**14.923**	**427.474**	**412.272**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.470)	-	(12.029)	(122.499)	(131.625)
	301.370	**711**	**2.894**	**304.975**	**280.647**
Longo prazo					
Transações no âmbito do CCEE/MAE	10.617	-	-	10.617	14.920
	10.617	**-**	**-**	**10.617**	**14.920**

A energia elétrica fornecida a clientes enquadrados na categoria "Consumidores livres" tem suas respectivas faturas com vencimento no mês subseqüente ao do fornecimento, assim como os clientes enquadrados nas categorias "Concessionárias" e "Comercializadoras", que podem ter também, suas faturas parceladas em até três vezes, vencendo-as no mês seguinte e no segundo mês subseqüente ao do suprimento.

Os valores vencidos há mais de 90 dias relativos a transações no âmbito do CCEE/MAE referem-se a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A provisão para devedores duvidosos sobre os valores vincendos foi constituída em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do MAE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Despacho ANEEL nº 288, de 16.05.2002. No presente exercício, houve desistência por parte de autores da ação impetrada, o que permitiu a CCEE ajustar os valores pendentes, resultando, para a Companhia, uma reversão de provisão no valor de R$ 9.071.

NOTA 5 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A RECUPERAR

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Circulante				
ICMS	40.354	35.582	41.459	36.168
Imposto de renda	5.538	46.473	7.857	48.321
Contribuição social	2.806	11.654	3.092	12.015
COFINS	1.923	7.532	3.174	8.178
Outros	616	2.929	888	3.002
	51.237	**104.170**	**56.470**	**107.684**
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	(39.751)	(32.977)	(39.751)	(32.977)
	11.486	**71.193**	**16.719**	**74.707**
Longo prazo				
ICMS	2.692	3.036	5.852	6.837
COFINS	3.652	1.383	3.652	1.517
Outros	792	301	792	330
	7.136	**4.720**	**10.296**	**8.684**

A provisão para perdas na realização de crédito acumulado de ICMS decorrente da aquisição de gás natural para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total dos créditos, tendo em vista que a venda de energia elétrica ocorre com diferimento de ICMS, nas operações internas, e com não-incidência de ICMS nas operações interestaduais.

NOTA 6 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Controladora				
	2005				2004
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	303.131	-	27.282	27.282	54.555
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	136.668	34.167	-	34.167	33.433
Benefícios pós-emprego	194.557	48.639	17.510	66.149	51.316
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	121.745	30.436	10.957	41.393	44.477
Provisão para contingências	144.201	36.050	12.978	49.028	36.862
Provisão para depreciação acelerada UTE William Arjona	31.872	7.968	2.868	10.836	11.972
Provisão para perdas com créditos de ICMS	39.751	9.938	3.578	13.516	11.212
Provisão para grandes manutenções	46.193	11.548	4.158	15.706	10.396
Provisão para perdas em aplicações financeiras	11.896	2.974	1.071	4.045	4.045
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	15.000	3.750	1.350	5.100	3.570
Provisão honorários advocatícios	630	158	57	215	206
Provisão aquisição energia elétrica	-	-	-	-	499
Base negativa da contribuição social	5.960	-	537	537	12.933
		185.628	**82.346**	**267.974**	**275.476**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		40.079	41.018	81.097	94.344
Realizável a longo prazo		145.549	41.328	186.877	181.132
		185.628	**82.346**	**267.974**	**275.476**

Natureza dos créditos	Consolidado				
	2005				2004
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	303.131	-	27.282	27.282	54.555
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	136.668	34.167	-	34.167	33.433
Benefícios pós-emprego	194.557	48.639	17.510	66.149	51.316
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.499	30.625	11.024	41.649	44.752
Provisão para contingências	146.472	36.618	13.182	49.800	37.844
Provisão para depreciação acelerada UTE William Arjona	31.872	7.968	2.868	10.836	11.972
Provisão para perdas com créditos de ICMS	39.751	9.938	3.578	13.516	11.212
Provisão para grandes manutenções	46.403	11.601	4.176	15.777	10.442
Provisão para perdas em aplicações financeiras	17.427	4.357	1.569	5.926	5.926
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	15.000	3.750	1.350	5.100	3.570
Provisão honorários advocatícios	630	158	57	215	206
Provisão aquisição energia elétrica	-	-	-	-	499
Prejuízo fiscal	10.767	2.692	-	2.692	4.501
Base negativa da contribuição social	17.156	-	1.544	1.544	14.588
		190.513	**84.140**	**274.653**	**284.816**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		40.996	41.348	82.344	98.173
Realizável a longo prazo		149.517	42.792	192.309	186.643
		190.513	**84.140**	**274.653**	**284.816**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. No que se refere ao ativo fiscal diferido decorrente de prejuízo fiscal e da base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de sua base, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subseqüentes.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia indicam que os ativos fiscais diferidos existentes serão totalmente recuperados por lucros tributáveis futuros. Referidos estudos técnicos estão em consonância com a Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

O horizonte de realização desses ativos e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	Controladora								
Natureza dos ativos	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**Próximos 2 anos**	**Próximos 3 anos**	**Após 2015**	**Total**
Ativo fiscal diferido, registrado									
Provisão para perdas Jacuí	27.282	-	-	-	-	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	3.417	3.417	3.417	3.417	3.417	6.834	10.248	-	34.167
Demais diferenças temporárias	49.861	25.890	13.209	19.830	31.850	60.961	4.387	-	205.988
Base negativa da contribuição social	537	-	-	-	-	-	-	-	537
	81.097	**29.307**	**16.626**	**23.247**	**35.267**	**67.795**	**14.635**	-	**267.974**
Ativo fiscal diferido, não registrado									
Ativo fiscal diferido - Jacuí	75.783	-	-	-	-	-	-	-	75.783
Ativo fiscal diferido - RIC	-	-	-	-	-	-	-	24.702	24.702
	75.783	-	-	-	-	-	-	**24.702**	**100.485**
	156.880	**29.307**	**16.626**	**23.247**	**35.267**	**67.795**	**14.635**	**24.702**	**368.459**

	Consolidado								
Natureza dos ativos	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**Próximos 2 anos**	**Próximos 3 anos**	**Após 2015**	**Total**
Ativo fiscal diferido, registrado									
Provisão para perdas Jacuí	27.282	-	-	-	-	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	3.417	3.417	3.417	3.417	3.417	6.834	10.248	-	34.167
Demais diferenças temporárias	50.125	26.047	13.314	21.816	32.062	61.217	4.387	-	208.968
Prejuízo fiscal	723	1.336	633	-	-	-	-	-	2.692
Base negativa da contribuição social	797	481	266	-	-	-	-	-	1.544
	82.344	**31.281**	**17.630**	**25.233**	**35.479**	**68.051**	**14.635**	-	**274.653**
Ativo fiscal diferido, não registrado									
Ativo fiscal diferido - Jacuí	75.783	-	-	-	-	-	-	-	75.783
Ativo fiscal diferido - RIC	-	-	-	-	-	-	-	24.702	24.702
	75.783	-	-	-	-	-	-	**24.702**	**100.485**
	158.127	**31.281**	**17.630**	**25.233**	**35.479**	**68.051**	**14.635**	**24.702**	**375.138**

Conforme mencionado na Nota 10-e, a Companhia, em junho de 2004, transferiu 33,33% do empreendimento Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no projeto Jacuí, correspondente a 66,66%, ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela ELEJA, e de venda, pela Companhia. Em julho de 2005 a ELEJA adquiriu da Companhia participação adicional de 33,33% do projeto Jacuí, passando a ser titular de 66,66% do mesmo, mediante o exercício da primeira das suas opções de compra previstas no contrato. Em decorrência deste fato, houve reversão de parte da provisão para perdas econômicas, no ano de 2005 no montante de R$ 303.040.

A realização do saldo da provisão para perdas econômicas da UTE Jacuí, no ano de 2006, está baseada no pressuposto do exercício das opções de compra pela ELEJA ou venda pela Tractebel, naquele ano, da participação remanescente de 33,34% do projeto Jacuí. O valor do ativo fiscal diferido, já reconhecido contabilmente, refere-se à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido e foi registrado em 1997. A Administração da Companhia está aguardando definições quanto ao exercício das opções de compra e venda para reconhecer o Imposto de Renda sobre a reversão da provisão, no valor de R$ 75.783.

A realização da RIC ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, no valor de R$ 24.702 (R$ 28.843 em 31.12.2004), em observância à Instrução CVM nº 371/02.

NOTA 7 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2005		2004	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**1.048.120**	**1.048.120**	**827.469**	**827.469**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	-	6.746	-	6.746
Gratificação e 13º de dirigentes	-	1.614	-	999
Doações	1.049	1.049	514	514
Outras despesas indedutíveis	36	36	913	913
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(116.885)	(116.885)	(82.394)	(82.394)
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	(303.040)	-	(365.581)
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(87.809)	-	(98.492)
Reversão de juros sobre o capital próprio	(271.700)	(271.700)	(255.000)	(255.000)
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**660.620**	**278.131**	**491.502**	**35.174**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(59.456)**	**(69.533)**	**(44.235)**	**(8.794)**
Incentivos fiscais	-	934	-	499
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	24	-	24
Outros	(19)	26	60	169
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(59.475)**	**(68.549)**	**(44.175)**	**(8.102)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(28.942)	(94.663)	(10.910)	(20.085)
Diferido	(30.533)	26.114	(33.265)	11.983
	(59.475)	**(68.549)**	**(44.175)**	**(8.102)**

	Consolidado			
	2005		2004	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**1.104.052**	**1.104.052**	**861.035**	**861.035**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	-	6.746	-	6.746
Gratificação e 13º de dirigentes	-	2.151	-	1.273
Doações	1.319	1.319	1.379	1.379
Outras despesas indedutíveis	38	38	921	952
Exclusões				
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	(303.040)	-	(365.581)
Remuneração das Imobilizações em Curso RIC	-	(87.809)	-	(98.492)
Reversão de juros sobre o capital próprio	(271.700)	(271.700)	(255.000)	(255.000)
Ajuste de controlada tributada pelo lucro presumido	(6.861)	(8.323)	(3.433)	(4.424)
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**826.848**	**443.434**	**604.902**	**147.888**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(74.416)**	**(110.859)**	**(54.441)**	**(36.973)**
Incentivos fiscais	-	1.204	-	879
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	108	-	94
Reconhecimento de ativos fiscais diferidos de períodos anteriores	-	-	1.166	3.203
Outros	(19)	26	60	169
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(74.435)**	**(109.521)**	**(53.215)**	**(32.628)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(43.201)	(133.677)	(20.201)	(45.269)
Diferido	(31.234)	24.156	(33.014)	12.641
	(74.435)	**(109.521)**	**(53.215)**	**(32.628)**

NOTA 8 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Em 04.06.2004, a Companhia transferiu 33,33% do projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. ELEJA, por R$ 29.000, e em 29.07.2005 a ELEJA adquiriu participação adicional de 33,33% do referido empreendimento, por R$ 31.181, mediante exercício da primeira opção de compra, prevista no contrato firmado em 04.06.2004, passando a ser titular de 66,66% do mesmo.

De acordo com as condições contratuais os valores acima mencionados estão sendo atualizados pelo IGP-DI e perfazem, em 31.12.2005, o montante de R$ 60.220 (R$ 29.303 em 31.12.2004).

NOTA 9 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Participações societárias permanentes avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Itá Energética S.A. ITASA				
Equivalência patrimonial	270.006	255.327	-	-
Dividendos propostos	(3.860)	(1.576)	-	-
Ágio	10.299	12.587	10.299	12.587
	276.445	**266.338**	**10.299**	**12.587**
Companhia Energética Meridional CEM				
Equivalência patrimonial	627.009	295.785	-	-
Dividendos intermediários	(30.000)	-	-	-
Dividendos propostos / revertidos	(65.000)	52.778	-	-
Ágio	31.204	35.662	31.204	35.662
	563.213	**384.225**	**31.204**	**35.662**
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.				
Equivalência patrimonial	**13.082**	**1.423**	**-**	**-**
Lages Bioenergética Ltda.				
Equivalência patrimonial	42.255	37.067	-	-
Dividendos propostos	(10.000)	(6.537)	-	-
	32.255	**30.530**	**-**	**-**
Delta Energética S. A.				
Equivalência patrimonial	**6**	**7**	**-**	**-**
	885.001	**682.523**	**41.503**	**48.249**
Participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição				
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica				
Quota de participação	**3**	**3**	**3**	**3**
	885.004	**682.526**	**41.506**	**48.252**
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	**1.742**	**1.742**	**1.742**	**1.742**
Outros investimentos	**371**	**371**	**371**	**371**
	887.117	**684.639**	**43.619**	**50.365**

b) Participações societárias permanentes

b.1 – Itá Energética S.A. – ITASA (controlada em conjunto)

As ações representativas do capital social da ITASA são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A ITASA tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria, através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica ANEEL. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, entre os Municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS) e possui capacidade instalada de 1.450 MW, proveniente de 5 grupos geradores de 290 MW, e 720 MW médios de energia assegurada.

Nos termos do Contrato de Consórcio, a ITASA tem direito a 60,5% de 668 MW médios, que correspondem à Energia Assegurada da UHE Itá.

As informações pertinentes à participação na controlada em conjunto estão demonstradas a seguir:

	2005	2004
Quantidade de ações ordinárias do capital social	520.219.172	520.219.172
Quantidade de ações ordinárias de propriedade da Tractebel Energia	253.606.840	253.606.840
Participação %	48,75	48,75
Capital social	426.300	426.300
Patrimônio líquido	545.941	520.516
Resultado do exercício	33.344	13.613
Investimento:		
Equivalência patrimonial	266.146	255.327
Ágio	10.299	12.587
Resultado de equivalência patrimonial	16.255	6.636

O ágio na aquisição do investimento tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com as premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para o período de concessão de 35 anos, admitindo-se uma renovação da concessão ao seu término, conforme faculta o respectivo Contrato de Concessão.

A avaliação considerou a relação de *debt/equity* de 50/50 para a implementação do projeto Itá, utilizando-se taxas de desconto de 11,0% para capital de terceiros e de 11,5% para capital próprio. O ágio amortizado no exercício foi de R$ 2.288 (R$ 2.288 em 2004).

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	**2005**	**2004**
Circulante	66.067	54.885
Realizável a longo prazo	9.521	13.942
Permanente	1.064.089	1.105.752
	1.139.677	**1.174.579**
PASSIVO		
Circulante	104.004	108.855
Exigível a longo prazo	489.732	545.208
Patrimônio líquido	545.941	520.516
	1.139.677	**1.174.579**

RESULTADO	**2005**	**2004**
Receitas operacionais brutas	233.129	322.630
Deduções da receita operacional	(21.564)	(28.546)
Receitas líquidas de vendas	**211.565**	**294.084**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda	(1.336)	(93.870)
Custo de produção de energia elétrica	(52.657)	(52.862)
	(53.993)	**(146.732)**
LUCRO BRUTO	**157.572**	**147.352**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(19.859)	(22.469)
Despesas gerais e administrativas	(19.138)	(19.309)
	(38.997)	**(41.778)**
Resultado do serviço	**118.575**	**105.574**
Despesas financeiras líquidas	**(67.975)**	**(98.440)**
RESULTADO OPERACIONAL	**50.600**	**7.134**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**-**	**(1)**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**50.600**	**7.133**
Imposto de renda e contribuição social	(17.256)	6.480
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**33.344**	**13.613**

b.2 – Companhia Energética Meridional – CEM (controlada)

A CEM detém a concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW e 273,4 MW médios de energia assegurada. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência de 35 anos, a partir de 27.08.1998.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2005			2004
	Ações		Total	Total
	Ordinárias	Preferenciais		
Quantidade de ações do capital social	118.849.336	225.678.665	344.528.001	225.170.692
Quantidade de ações de propriedade da Tractebel Energia	118.849.332	225.678.665	344.527.997	225.170.688
Participação %	99,99	100,00	99,99	99,99
Capital social			424.222	224.222
Patrimônio líquido			532.009	348.563
Resultado do exercício			78.446	68.785
Investimento:				
Equivalência patrimonial			532.009	295.785
Ágio			31.204	35.662
Resultado de equivalência patrimonial			78.446	68.785

O ágio na aquisição do controle acionário tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.

A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina, ajustado a valor presente com taxa de desconto de 14% a.a..

A avaliação levou em consideração a relação *debt/equity* de 70/30 para a construção da usina. O ágio amortizado no exercício foi de R$ 4.458 (R$ 4.458 em 2004).

b.3 – Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (controlada)

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2005	2004
Quotas que compõem o capital social	2.200.000	1.000.000
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	2.199.999	999.999
Participação %	99,99	99,99
Capital social	2.200	1.000
Patrimônio líquido	13.082	1.423
Resultado do exercício	10.459	439
Investimento:		
Equivalência patrimonial	13.082	1.423
Resultado de equivalência patrimonial	10.459	439

b.4 – Lages Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lages detém a autorização da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages – SC, com um turbogerador a vapor de 28 MW, utilizando resíduos de madeira como combustível. A unidade de cogeração possui um sistema de transmissão de interesse restrito, composto de uma subestação com transformador de 31.250 kVA – 13,8/138 kV e de uma linha de transmissão de 138 kV, em circuito simples, de aproximadamente 5 km de extensão. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002. A operação comercial da central geradora foi liberada a partir do dia 23.12.2003.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2005	2004
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	30.529.984
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	30.529.983	30.529.983
Participação %	99,99	99,99
Capital social	30.530	30.530
Patrimônio líquido	32.255	30.530
Resultado do exercício	11.725	6.537
Investimento:		
Equivalência patrimonial	32.255	30.530
Resultado de equivalência patrimonial	11.725	6.537

b.5 – Delta Energética S. A. (controlada)

A Companhia detém 9.999 das 10.000 ações que compõem o capital social da Delta. Esta controlada foi constituída em 31.10.2001, sob a denominação de Delta Participações S.A. e em 26.04.2004 teve a sua denominação social alterada para Delta Energética S.A. A controlada não exerceu atividades até o presente momento.

NOTA 10 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Consolidado					
	2005				2004	
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Empresa
Imobilizações em Serviço						
Intangível						
Direito de exploração UHE Cana Brava	3,2	88.664	(9.796)	78.868	81.714	CEM
Tangível						
Geração Hidráulica						
UHE Salto Santiago	2,5	638.934	(475.276)	163.658	178.776	Controladora
UHE Salto Osório	2,8	297.694	(228.447)	69.247	64.633	Controladora
UHE Passo Fundo	2,5	123.116	(89.849)	33.267	36.399	Controladora
UHE Itá (em consórcio)	2,3	1.781.117	(220.321)	1.560.796	1.600.748	Controladora/ ITASA
UHE Machadinho (em consórcio)	2,4	179.937	(15.794)	164.143	167.420	Controladora
UHE Cana Brava	2,5	871.345	(72.083)	799.262	818.620	CEM
		3.892.143	(1.101.770)	2.790.373	2.866.596	
Geração Térmica						
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.457.592	(1.186.116)	1.271.476	1.356.336	Controladora
UTE Charqueadas	4,4	54.717	(48.140)	6.577	7.999	Controladora
UTE Alegrete	4,1	8.101	(7.234)	867	932	Controladora
UTE William Arjona	4,3	174.498	(66.997)	107.501	112.530	Controladora
Unidade de Cogeração Lages	4,3	68.049	(5.077)	62.972	55.519	Lages
		2.762.957	(1.313.564)	1.449.393	1.533.316	
Sistema de Comunicação	6,1	1.102	(985)	117	669	Consolidado
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	36.354	(18.979)	17.375	14.287	Consolidado
		6.781.220	(2.445.094)	4.336.126	4.496.582	
Imobilizações em Curso						
Geração Hidráulica						
UHE Itá (custos retardatários)		4.972	-	4.972	5.471	Controladora/ ITASA
UHE Machadinho (custos retardatários)		92	-	92	-	Controladora
UHE Cana Brava (obra de adição)		1.068	-	1.068	1.602	CEM
UHE S. Santiago (obra de adição)		1.907	-	1.907	890	Controladora
UHE S. Osório (obra de adição)		12.538	-	12.538	16.504	Controladora
Outros		614	-	614	194	Controladora
		21.191	-	21.191	24.661	
Geração Térmica						
UTE Jacuí		26.791	-	26.791	52.320	Controladora
UTE J. Lacerda (obra de adição)		14.693	-	14.693	7.680	Controladora
UTE Charqueadas (obra de adição)		1.825	-	1.825	421	Controladora
Unidade de cogeração Lages		4.101	-	4.101	9.646	Lages
Outros		91	-	91	15	Controladora
		47.501	-	47.501	70.082	
Equipamentos Gerais e Outros		5.339	-	5.339	1.794	Controladora
		74.031	-	74.031	96.537	
Total das imobilizações		6.855.251	(2.445.094)	4.410.157	4.593.119	
Obrigações especiais		(56.689)	-	(56.689)	(56.689)	Controladora/ Lages
		6.798.562	(2.445.094)	4.353.468	4.536.430	

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora		
	Em serviço	**Em Curso**	**Total**
Saldo em 31.12.2003	**3.202.847**	**112.591**	**3.315.438**
Aquisições	-	29.926	29.926
Encargos financeiros e ajustes de obrigações vinculadas a obras	-	(3.116)	(3.116)
Transferências	27.810	(27.810)	-
Depreciação	(175.974)	-	(175.974)
Baixas	(172)	(31.380)	(31.552)
Saldo em 31.12.2004	**3.054.511**	**80.211**	**3.134.722**
Aquisições	-	37.519	37.519
Transferências	27.524	(27.524)	-
Depreciação	(158.608)	-	(158.608)
Baixas	(1.723)	(26.259)	(27.982)
	2.921.704	**63.947**	**2.985.651**
Obrigações Especiais	(56.564)	-	(56.564)
Saldo em 31.12.2005	**2.865.140**	**63.947**	**2.929.087**

	Consolidado		
	Em serviço	**Em Curso**	**Total**
Saldo em 31.12.2003	**4.624.997**	**180.687**	**4.805.684**
Aquisições	-	38.053	38.053
Encargos financeiros de dívidas, líquidos	-	(48)	(48)
Encargos financeiros e ajustes de obrigações vinculadas a obras	-	(3.116)	(3.116)
Transferências	87.516	(87.516)	-
Depreciação	(215.716)	-	(215.716)
Baixas	(215)	(31.523)	(31.738)
Saldo em 31.12.2004	**4.496.582**	**96.537**	**4.593.119**
Aquisições	-	43.916	43.916
Transferências	40.165	(40.165)	-
Depreciação	(198.890)	-	(198.890)
Baixas	(1.731)	(26.257)	(27.988)
	4.336.126	**74.031**	**4.410.157**
Obrigações Especiais	(56.689)	-	(56.689)
Saldo em 31.12.2005	**4.279.437**	**74.031**	**4.353.468**

c) Obrigações especiais

Referem-se a obrigações vinculadas ao serviço público de energia elétrica e representam os valores aplicados nos empreendimentos sob concessão, com recursos da União e de doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador. A quitação dessas obrigações dar-se-á no vencimento das respectivas concessões, estabelecido pelo Poder Concedente. A composição destas obrigações é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2005	**2004**	**2005**	**2004**
Doações e subvenções destinadas a investimentos	47.937	47.937	48.062	48.062
Reversão e amortização	2.230	2.230	2.230	2.230
Participação da União	3.758	3.758	3.758	3.758
Outras	2.639	2.639	2.639	2.639
	56.564	**56.564**	**56.689**	**56.689**

d) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Jacuí	ELEJA	350	07.02.2002	07.02.2032
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. ITASA (ver Nota 9-b.1).

A concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho, do qual a Companhia é a líder e detém participação de 16,94%.

e) Usina Termelétrica Jacuí

Em junho de 2004, após conduzir um processo competitivo entre potenciais terceiros interessados no projeto Jacuí, a Companhia transferiu 33,33% do empreendimento à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA, por R$ 29.000. A ELEJA é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do projeto Jacuí. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no projeto Jacuí, correspondente a 66,66%, ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela ELEJA, e de venda, pela Companhia. Em julho de 2005 a ELEJA adquiriu da Companhia participação adicional de 33,33% do projeto Jacuí, por R$ 31.181, passando a ser titular de 66,66% do mesmo, mediante o exercício da primeira das suas opções de compra previstas no contrato. Em 2006, tanto a Companhia como a ELEJA poderão exercer suas opções de venda e compra, reciprocamente, da participação remanescente da Companhia no projeto Jacuí, hipótese em que a ELEJA passaria a ser detentora de 100% do projeto Jacuí. Nos termos do contrato, a ELEJA assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto Jacuí. Em 2005, a autorização para a implantação e exploração da UTE Jacuí foi transferida da Companhia para a ELEJA, conforme aprovação da ANEEL.

Os valores associados aos ativos baixados pela Companhia, em decorrência dos fatos acima informados, são os seguintes:

	2005	2004
Custo bruto	400.696	479.294
Remuneração das imobilizações em curso - RIC	(71.242)	(84.891)
Sub-total	329.454	394.403
Reversão de provisão	(303.040)	(365.581)
Valor contábil líquido	**26.414**	**28.822**

f) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

g) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a Usina Termelétrica Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete RS, de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

NOTA 11 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da usina termelétrica William Arjona, com potência total de 70 MW, utilizam gás natural para geração de energia elétrica e foram implantadas com o objetivo específico de atender a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, sob a regência do Contrato de Suprimento de Energia Elétrica firmado em 10.01.2002, com vigência até 31.12.2004.

A Administração da Companhia vinha considerando a possibilidade de desativar tais unidades geradoras no final do contrato com a CBEE. Em linha com esta possibilidade, a Companhia amortizou o valor econômico destes ativos no período de sua utilização, atingindo um valor residual, em 31.12.2004, de R$ 68.485, que era compatível com o valor estimado de alienação. O valor amortizado no período de 2002 a 2004 foi de R$ 35.214.

Em 26 de outubro de 2004 a Administração da Companhia comunicou à Assessoria do Ministério de Minas e Energia que, após o término do contrato com a CBEE, as referidas unidades geradoras serão mantidas e estarão à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir de 1º de janeiro de 2005, nas mesmas condições das unidades 1, 2 e 3.

Desta forma, o processo de depreciação das referidas unidades não foi interrompido. Concomitantemente com a depreciação, a Companhia está revertendo a amortização acelerada reconhecida ao longo do contrato com a CBEE.

NOTA 12 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Energia elétrica	42.837	65.704	14.075	32.598
Encargos de uso da rede elétrica	33.254	19.849	37.122	23.074
Combustíveis fósseis / biomassa	46.966	37.445	47.146	37.445
Materiais e serviços	17.661	16.591	23.782	24.169
	140.718	**139.589**	**122.125**	**117.286**

NOTA 13 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição:

	Controladora					
	2005			2004		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	88.090	263.997	352.087	104.561	414.074	518.635
Instituições financeiras	12.481	134.154	146.635	14.251	183.892	198.143
	100.571	398.151	498.722	118.812	597.966	716.778
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	81.178	174.443	255.621	66.406	247.802	314.208
Instituições financeiras	12.386	29.355	41.741	10.977	41.133	52.110
	93.564	203.798	297.362	77.383	288.935	366.318
	194.135	601.949	796.084	196.195	886.901	1.083.096

	Consolidado					
	2005			2004		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	88.090	263.997	352.087	104.561	414.074	518.635
Instituições financeiras	12.481	134.154	146.635	48.857	491.788	540.645
	100.571	398.151	498.722	153.418	905.862	1.059.280
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	81.178	174.443	255.621	66.406	247.802	314.208
Instituições financeiras	61.594	338.544	400.138	57.888	385.745	443.633
	142.772	512.987	655.759	124.294	633.547	757.841
	243.343	911.138	1.154.481	277.712	1.539.409	1.817.121

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos:

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Saldo em 31.12.2003	**188.892**	**1.128.340**	**1.317.232**	**258.497**	**1.859.455**	**2.117.952**
Ingressos	-	-	-	-	13.771	13.771
Transferências	196.526	(196.526)	-	275.964	(275.964)	-
Encargos gerados	101.577	-	101.577	173.497	5.498	178.995
Variações monetárias geradas	(6.473)	(34.753)	(41.226)	(8.737)	(53.191)	(61.928)
Remuneração de garantias depositadas	-	(10.160)	(10.160)	-	(10.160)	(10.160)
Amortizações	(284.327)	-	(284.327)	(421.509)	-	(421.509)
Saldo em 31.12.2004	**196.195**	**886.901**	**1.083.096**	**277.712**	**1.539.409**	**1.817.121**
Transferências	182.815	(182.815)	-	516.381	(516.381)	-
Encargos gerados	84.564	-	84.564	130.848	5.031	135.879
Variações monetárias geradas	(21.583)	(91.753)	(113.336)	(23.390)	(106.537)	(129.927)
Remuneração de garantias depositadas	-	(10.384)	(10.384)	-	(10.384)	(10.384)
Amortizações	(247.856)	-	(247.856)	(658.208)	-	(658.208)
Saldo em 31.12.2005	**194.135**	**601.949**	**796.084**	**243.343**	**911.138**	**1.154.481**

e) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais:

	Controladora					
	2005			2004		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano - USD	142.985	334.686	42,04	166.735	442.580	40,86
Euro - EUR	50.446	139.687	17,55	59.507	215.384	19,89
Libra Esterlina - GBP	6.054	24.349	3,06	11.474	58.814	5,43
		498.722	**62,65**		**716.778**	**66,18**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)	-	255.622	32,11	-	314.208	29,01
Não indexado	-	41.740	5,24	-	52.110	4,81
		297.362	**37,35**		**366.318**	**33,82**
		796.084	**100,00**		**1.083.096**	**100,00**

	Consolidado					
	2005			2004		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano - USD	142.985	334.686	28,99	295.767	785.082	43,20
Euro - EUR	50.446	139.687	12,10	59.507	215.384	11,85
Libra Esterlina - GBP	6.054	24.349	2,11	11.474	58.814	3,24
		498.722	**43,20**		**1.059.280**	**58,29**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)	-	255.622	22,14	-	314.208	17,29
URTJLP	-	358.397	31,04	-	391.523	21,55
Não indexado	-	41.740	3,62	-	52.110	2,87
		655.759	**56,80**		**757.841**	**41,71**
		1.154.481	**100,00**		**1.817.121**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores:

	%	
Moeda – indexador	**2005**	**2004**
Dólar Americano - USD	(11,82)	(8,13)
Libra Esterlina - GBP	(21,53)	(1,09)
Euro - EUR	(23,50)	(0,85)
URTJLP	3,59	3,66

e) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos e encargos a longo prazo:

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2007	149.010	94.428	243.438	149.010	142.199	291.209
2008	34.947	30.222	65.169	34.947	77.993	112.940
2009	28.708	30.974	59.682	28.708	78.745	107.453
2010	21.273	33.848	55.121	21.273	81.619	102.892
2011	21.273	14.326	35.599	21.273	62.096	83.369
De 2012 até 2024	142.940	-	142.940	142.940	70.335	213.275
	398.151	**203.798**	**601.949**	**398.151**	**512.987**	**911.138**

f) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos a taxas fixas e flutuantes, assim distribuídas:

Na controladora

Mercado interno

Taxas fixas de 11,90% a 12,00% a.a. (Em 2004, 11,90% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes: 19,65% a.a. (Em 2004, 18,18% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2004, de 6,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 2,36% a 9,30% a.a. (Em 2004, de 2,77% a 9,29% a.a.)

No consolidado

Mercado interno
Taxas fixas de 11,90% a 12,00% a.a. (Em 2004, de 11,90% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes de 12,00% a 19,65% a.a. (Em 2004, 12,00% a 18,18% a.a.)

Mercado externo
Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2004, de 6,00% a 10,43% a.a.)
Taxas flutuantes de 2,36% a 9,30% a.a. (Em 2004, de 2,77% a 9,29% a.a.)

NOTA 14 – DEBÊNTURES

a) Controladora

Em 11.05.2005, a Comissão de Valores Mobiliários – CVM deferiu o registro de distribuição primária de debêntures simples, mediante subscrição pública, de emissão da Companhia, composta por 20.000 debêntures simples, da forma escritural, não conversíveis em ações da emissora, em duas séries, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária), com valor nominal unitário de R$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo, na data de emissão, 02.05.2005, o montante total de R$ 200.000. A 1ª série, composta por 14.000 debêntures, vencerá em 02.05.2011 e terá amortização integral em uma única parcela, e a 2ª série, composta por 6.000 debêntures, vencerá em 02.05.2010 e terá amortização integral em uma única parcela. As debêntures da 1ª série serão atualizadas pelo IGP-M e farão jus a uma remuneração que contemplará juros remuneratórios apurados mediante a aplicação de uma taxa percentual fixa de 9,29% ao ano, a partir da data de emissão, incidente sobre o Valor Nominal Unitário das debêntures da 1ª série. As debêntures da 2ª série farão jus a uma remuneração equivalente à acumulação de 103,90% da Taxa DI.

A liquidação total da oferta pública das debêntures ocorreu no dia 16.05.2005. Os recursos obtidos por meio da Oferta destinaram-se a aumento de capital na controlada Companhia Energética Meridional – CEM, para propiciar, àquela Companhia, o pré-pagamento dos Contratos de Empréstimos junto ao Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID.

b) Companhia Energética Meridional – CEM

Em 19.05.1999, a controlada assinou com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures, tendo sido subscritas e integralizadas, no período de maio a dezembro de 1999, o montante de 7.773 debêntures, cujo saldo atualizado até 31.12.2005 é de R$ 93.437, sendo R$ 10.919 no passivo circulante e R$ 82.518 no exigível a longo prazo (até 31.12.2004, R$ 98.107, R$ 10.008 no passivo circulante e R$ 88.099 no exigível a longo prazo).

As debêntures são remuneradas com base na TJLP mais 4% a.a., com pagamento dos juros semestralmente, no período de 01.10.1999 até 01.04.2013.

O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

A amortização do valor nominal das debêntures teve início em 01.10.2003 com vencimento final em 01.04.2013, e ocorre semestralmente com base em programação de amortização crescente que varia de 3,0625%, na primeira amortização, a 7,5737% na última parcela, com vencimento em 01.04.2013.

c) Itá Energética S.A. – ITASA

Em 07.03.2001, a controlada em conjunto emitiu duas séries de 8.400 debêntures não conversíveis cada uma, para colocação pública, integralizados em 23.03.2001. O saldo atualizado em 31.12.2005, nas demonstrações financeiras consolidadas, é de R$ 67.215, sendo R$ 9.885 no passivo circulante e R$ 57.330 no exigível a longo prazo (até 31.12.2004, R$ 78.872, R$ 13.352 no passivo circulante e R$ 65.520 no exigível a longo prazo).

Os juros sobre as debêntures são pagos anualmente, sendo os da 1ª série a partir de 01.12.2001 e os da 2ª série a partir de 01.06.2002 e são calculados conforme abaixo:

1ª série:	de 01.12.2001 a 01.12.2003	IGP-M + 11,2% a.a.
	de 02.12.2003 a 01.12.2013	IGP-M + 9,4% a.a.
2ª série:	de 01.06.2002 a 01.06.2004	IGP-M + 11,2% a.a.
	de 02.06.2004 a 01.06.2013	IGP-M + 9,4% a.a.

A amortização do valor nominal das debêntures será efetuada em parcelas anuais, sendo que a da 1ª série terá início em 01.12.2004, com vencimento final em 1º de dezembro de 2013 e a da 2ª série, a partir de 01.06.2004, com vencimento final em 01.06.2013.

d) Vencimentos das debêntures a longo prazo

	Controladora	Consolidado
2007	-	17.807
2008	-	18.769
2009	-	19.827
2010	60.000	80.990
2011	138.348	160.618
De 2012 a 2013	-	40.185
	198.348	**338.196**

NOTA 15 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora			
	2005			2004
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Provisões trabalhistas	9.772	-	9.772	8.542
Provisão para grandes manutenções	24.280	21.913	46.193	30.574
Provisão bônus gerencial e participação nos resultados	15.000	-	15.000	10.500
Outras	32	630	662	2.109
	49.084	**22.543**	**71.627**	**51.725**

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

Buscando mensurar adequadamente os resultados dos exercícios sociais futuros, a Companhia adota o registro de provisões para grandes manutenções do parque gerador, com base em plano executivo para preservação das condições de operação das usinas.

O balanço patrimonial consolidado inclui o valor de R$ 114, referente a provisões trabalhistas reconhecidas nas demonstrações financeiras da ITASA (R$ 74 em 2004) e o valor de R$ 371, referente à provisão para manutenção programada da Usina Hidrelétrica Cana Brava e da Central Geradora Lages Bioenergética (R$ 135 em 2004).

NOTA 16 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia possui notificações fiscais e cíveis que estão sendo impugnadas administrativamente, bem como processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

	Controladora			
	2005		2004	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.073	13.589	19.182	11.824
Periculosidade	748	600	974	491
Horas extras	684	650	698	281
Equiparação salarial e enquadramento funcional	783	237	689	179
Horas *in itinere*	757	173	820	190
Outras	1.992	2.876	2.062	2.408
	22.037	**18.125**	**24.425**	**15.373**
Cíveis				
Fornecedores	63.097	-	31.020	-
Atingidos pela UHE Itá	1.679	-	1.720	-
Danos emergentes e lucros cessantes	642	542	967	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20.317	-	18.419	-
Outras	752	-	2.436	-
	86.487	**542**	**54.562**	**-**
Fiscais				
Contribuição Social	14.720	6.678	11.066	5.034
Imposto de Renda	-	2.447	-	-
PIS/COFINS	-	25.624	-	-
INSS	20.957	11.406	18.366	5.641
	35.677	**46.155**	**29.432**	**10.675**
	144.201	**64.822**	**108.419**	**26.048**
Classificação das provisões para contingências no Balanço				
Circulante	41.595	-	-	-
Longo Prazo	102.606	64.822	108.419	26.048
	144.201	**64.822**	**108.419**	**26.048**

	Consolidado			
	2005		2004	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.073	13.589	19.182	11.824
Periculosidade	748	600	974	491
Horas extras	684	650	698	281
Equiparação salarial e enquadramento funcional	783	237	689	179
Horas *in itinere*	757	173	820	190
Outras	1.992	2.876	2.062	2.408
	22.037	**18.125**	**24.425**	**15.373**
Cíveis				
Fornecedores	64.334	-	31.020	-
Atingidos pela UHE Itá	3.028	-	2.451	-
Danos emergentes e lucros cessantes	642	542	967	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20.317	-	18.419	-
Outras	1.674	-	2.654	2
	89.995	**542**	**55.511**	**2**
Fiscais				
Contribuição Social	14.720	6.678	11.066	5.034
Imposto de Renda	-	2.447	-	-
PIS/COFINS	-	32.207	-	-
INSS	20.957	11.406	18.366	5.641
	35.677	**52.738**	**29.432**	**10.675**
	147.709	**71.405**	**109.368**	**26.050**
Classificação das provisões para contingências no Balanço				
Circulante	42.326	-	731	-
Longo Prazo	105.383	71.405	108.637	26.050
	147.709	**71.405**	**109.368**	**26.050**

Em julho de 2005, a Companhia impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei º 10.833/03. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-lei nº 1.598/1977, o que implica ser a indigitada Instrução Normativa ilegal.

Em conseqüência, a Companhia está recolhendo o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, depositando os valores que entende indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação.

Na opinião dos consultores jurídicos, o risco de perda da demanda judicial é inferior à chance de êxito, razão pela qual a Companhia não está provisionando o valor não recolhido a partir da competência junho de 2005.

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras.

Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	Controladora					
	2005			2004		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Trabalhistas	8.107	9.518	17.625	9.261	11.269	20.530
Cíveis	9.519	18.236	27.755	3.618	16.352	19.970
Fiscais	27.804	4.920	32.724	-	-	-
	45.430	**32.674**	**78.104**	**12.879**	**27.621**	**40.500**

	Consolidado					
	2005			2004		
	Risco possível	Risco remoto	Total	Risco possível	Risco remoto	Total
Trabalhistas	8.107	9.518	17.625	9.261	11.269	20.530
Cíveis	30.903	26.480	57.383	19.090	24.048	43.138
Fiscais	35.464	4.920	40.384	-	-	-
	74.474	**40.918**	**115.392**	**28.351**	**35.317**	**63.668**

Contingência ativa

Em novembro de 2005, o Supremo Tribunal Federal julgou inconstitucional o alargamento da base de cálculo do PIS/COFINS, instituído pela Lei nº 9.718/98.

A Companhia tem processo semelhante aguardando decisão judicial, com provável chance de êxito.

As receitas atingidas pelo alargamento da base de cálculo são, basicamente, a subvenção combustíveis CCC/CDE e receitas financeiras e o valor que a Companhia espera recuperar, atualizados até 31.12.2005, é de R$ 82.054 na Controladora e R$ 83.128 no consolidado, não reconhecidos nas demonstrações financeiras.

NOTA 17 – CONCESSÕES A PAGAR

A controlada Companhia Energética Meridional – CEM pagará à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M:

Ano	Início de pagamento	Histórico		Atualizado	
		Valor anual	Valor total	Valor anual	Valor total
1º	-	1	1	2	2
2º ao 6º	-	-	-	-	-
7º ao 25º	30.08.2004	680	12.920	1.536	29.184
26º ao 35º	30.08.2023	61.280	612.800	138.421	1.384.210
			625.721		**1.413.396**

O fluxo de pagamento acima está previsto na Cláusula Sexta do Contrato de Concessão. Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência nº 04/97 para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da usina Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

O saldo desta obrigação, atualizado até 31.12.2005, é de R$ 179.660, sendo R$ 1.530 no passivo circulante e R$ 178.130 no exigível a longo prazo (até 31.12.2004, R$ 161.889, sendo R$ 1.472 no passivo circulante e R$ 160.417 no exigível a longo prazo).

O total devido a longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

2007	1.530
2008	1.530
2009	1.530
2010	1.530
2011	1.530
De 2012 até 2033	170.480
	178.130

NOTA 18 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os passivos atuariais da Companhia são determinados por atuário independente, com base no Método da Unidade de Crédito Projetada.

Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar

A Companhia, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar, pessoa jurídica de direito privado, de fins não lucrativos, patrocinada pela Companhia na condição de sua Instituidora e por outras Companhias, pertencentes ao Grupo Suez.

Os Planos de Benefícios administrados pela PREVIG são dos tipos *Benefício Definido e Contribuição Definida*. O Plano de *Benefício Definido* encontra-se fechado para novas inserições de empregados.

Plano de Benefício Definido

O Plano de *Benefício Definido* tem regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria e pensão e repartição simples para os auxílios, a seguir especificados:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço;
- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

O benefício inicial de complementação de aposentadoria consiste, basicamente, na diferença entre a média aritmética dos 36 últimos salários reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados, mês a mês, pelos mesmos índices adotados pela Previdência Social, e o valor hipotético do benefício de aposentadoria da Previdência Social, calculado com a aplicação das regras que vigoravam antes da entrada em vigor da Lei nº 9.876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício é reajustada anualmente com base na variação do INPC.

O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados. Adicionalmente, a Companhia contribui com 1,7825% da folha de salários, cujo valor é ajustado mensalmente por um fator determinado em função da oscilação do número de empregados participantes do Plano, para fins de amortização de reservas relativas a tempo de serviço passado por ela reconhecido, reavaliadas atuarialmente, cujo compromisso encerra-se em dezembro de 2023. O valor dessas contribuições no exercício de 2005 foi de R$ 3.595 (R$ 7.300 em 2004).

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2005 foi de R$ 2.110 (R$ 2.450 em 2004).

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de *Benefício Definido* era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social – ELOS, patrocinada pela Companhia e por outra empresa, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da rescisão do Convênio de Adesão, o Plano de Benefícios composto pelos participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da ELETROSUL, bem como pelos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, continua sob a responsabilidade da Companhia.

Enquanto perdurar esta situação, a Companhia é responsável pelo custeio de 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da outra patrocinadora desta fundação). As despesas são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais da ELOS e o valor de responsabilidade da Companhia no exercício de 2005 foi de R$ 1.777 (R$ 1.127 em 2004).

As partes continuam buscando alternativas àquela aprovada pela SPC para regularizar a situação que se apresenta até o momento.

Em 05.04.2004, a Companhia firmou Convênio de Adesão com a PREVIG passando a oferecer o plano de *Contribuição Definida* aos seus empregados e dando início ao processo de migração previsto no seu regulamento. A efetiva inscrição de participantes no plano de *Contribuição Definida* teve início a partir de janeiro em 2005, sendo que o processo de migração encerrou em 31.07.2005, com a migração de aproximadamente 94% dos participantes.

Conforme as instruções contidas na Deliberação nº 371 da Comissão de Valores Mobiliários - CVM, de 13.12.2000, os ganhos e perdas oriundos das reduções e liquidações antecipadas de um plano de *Benefício Definido* devem ser reconhecidos quando de sua ocorrência. Na avaliação atuarial realizada por atuários independentes em 31.07.2005, data da segregação patrimonial entre os dois planos, foram apurados os seguintes impactos decorrentes do processo de migração dos participantes:

	Antes da Redução	Ganho na Redução	Após a Redução	Perda na Transferência	Após a Transferência
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.254.857	(22.883)	1.231.974	(104.487)	1.127.487
Valor justo dos ativos	(754.553)	-	(754.553)	105.052	(649.501)
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(231.686)	4.225	(227.461)	23.916	(203.545)
Passivo atuarial líquido	**268.618**	**(18.658)**	**249.960**	**24.481**	**274.441**

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

	2005	2004
Taxa de desconto (a.a.)	11,25%	12,25%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)	11,50%	12,50%
Crescimento salarial futuro		
- Participante ativo (a.a.)	7,50%	8,00%
- Participante autopatrocinado (a.a.)	5,50%	6,00%
Crescimento dos benefícios da previdência social (a.a.)	5,50%	6,00%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	5,50%	6,00%
Inflação	5,50%	6,00%
Fator de capacidade		
- Salários	100%	100%
- Benefícios	100%	100%

Hipóteses Demográficas

- Tábua de Mortalidade (ativos) - GAM 1983, com ajuste de idade de -1
- Tábua de Mortalidade de Inválidos - IAPB 57
- Tábua de Entrada em Invalidez - TASA27
- Tábua de Rotatividade - T-1 *Experience*
- Idade de Aposentadoria - Primeira data em que completam todas as carências
- % de participantes ativos casados na data da aposentadoria - 90,00%
- Diferença de idade entre participante e cônjuge - Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

- % de participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão - 100%
- Fator de conversão do SB-40 - 140%

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia é a seguinte:

	2005			2004		
	Plano de Aposenta-doria	Gratificação Confiden-cialidade	Total	Plano de Aposenta-doria	Gratificação Confiden-cialidade	Total
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.145.672	-	1.145.672	1.102.860	-	1.102.860
Valor justo dos ativos	(689.903)	-	(689.903)	(695.397)	-	(695.397)
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.359	1.359	-	1.143	1.143
Subtotal	455.769	1.359	457.128	407.463	1.143	408.606
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(170.048)	(305)	(170.353)	(158.295)	(184)	(158.479)
Passivo reconhecido no balanço	**285.721**	**1.054**	**286.775**	**249.168**	**959**	**250.127**

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 7,27 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço, decorrente de "benefícios pós-emprego", está coberta por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo, firmado pela Companhia. A composição do passivo nas demonstrações financeiras é a seguinte:

	2005			2004
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas, incluindo o financiamento de despesas administrativas	17.613	72.430	90.043	97.626
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	16.890	8.109	24.999	41.217
Passivo atuarial não contratado	46.517	125.216	171.733	111.284
Passivo atuarial total	**81.020**	**205.755**	**286.775**	**250.127**

A movimentação do passivo atuarial total, reconhecida no balanço patrimonial do exercício de 2005, está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2003	**243.307**	**794**	**244.101**
Despesas do exercício de 2004	57.062	186	57.248
Contribuições reais da Cia. no ano de 2004	(51.201)	-	(51.201)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2004	-	(21)	(21)
Passivo em 31.12.2004	**249.168**	**959**	**250.127**
Despesas do exercício de 2005	75.128	188	75.316
Contribuições reais da Cia. no ano de 2005	(38.575)	-	(38.575)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2005	-	(93)	(93)
Passivo em 31.12.2005	**285.721**	**1.054**	**286.775**

Os valores a serem reconhecidos no resultado do exercício de 2006, relativamente ao plano de Benefícios e Gratificação de Confidencialidade são os seguintes:

	Plano de aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	817	55	872
Custo dos juros	124.487	130	124.617
Rendimento esperado dos ativos do plano	(75.248)	-	(75.248)
Amortização de perdas atuariais	8.344	14	8.358
Contribuição dos empregados	(266)	-	(266)
Total	**58.134**	**199**	**58.333**

Plano de Contribuição Definida

Além do plano de *Benefício Definido*, a PREVIG passou a administrar outro plano, do tipo *Contribuição Definida*, encerrando o plano inicial para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

No plano de *Contribuição Definida*, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia (887 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas do participante e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O valor da contribuição da Companhia no exercício de 2005 foi de R$ 2.236.

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial de R$ 1.760, paga ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano anterior, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

A Companhia é responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas do Plano de *Contribuição Definida* até 31.12.2006, a partir daí os mesmos serão rateados pelos participantes do plano. O valor dessas despesas no exercício de 2005 foi de R$ 241.

Em reconhecimento à confiança depositada pelos empregados que aderiram ao novo Plano de Benefícios da PREVIG, a Companhia efetuou o pagamento de uma contribuição voluntária ao Plano de *Contribuição Definida*, adicionalmente às contribuições já previstas no regulamento, equivalente ao valor de 50% da remuneração mensal de cada empregado participante, calculada com base no mês de novembro de 2005, o que gerou uma despesa de R$ 2.135.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

NOTA 19 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 36.532 no exigível a longo prazo (R$ 39.616, em 2004, no passivo circulante), calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 107.446 (R$ 116.516 em 2004), correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto no Despacho ANEEL nº. 288, de 16.05.2002, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais. Devido a expectativa de que a solução da contestação não ocorrerá no próximo exercício, em 2005, o passivo fiscal diferido está sendo apresentado no exigível a longo prazo.

NOTA 20 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária. De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

b) Grupamento e conversão de ações

Consoante deliberação ocorrida na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 07.04.2005, as ações representativas do capital social da Companhia foram agrupadas, em 23.05.2005, na proporção de 1.000 (mil) ações para 1 (uma) ação da mesma espécie e classe existentes.

Concomitantemente com essa operação no Brasil, a relação de ações por *ADR – American Depositary Receipt* no mercado americano também foi alterada, passando a ser de 5 (cinco) ações para 1 (um) *ADR*.

O Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada em 07.06.2005, aprovou proposta de conversão da totalidade das ações preferenciais classes "A" e "B" em ações ordinárias, na proporção de uma ação ordinária para cada ação preferencial.

A referida proposta tinha por objetivos essenciais: (i) equalizar os direitos conferidos pelas ações de emissão da Companhia; (ii) adaptar a sua estrutura acionária aos procedimentos mais recomendados de governança corporativa; (iii) conferir maiores condições de liquidez a todas as ações de emissão da Companhia; e (iv) possibilitar o ingresso da Companhia no denominado "Novo Mercado" da Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA.

As Assembléias Gerais Extraordinárias, Especial dos Titulares de ações preferenciais classe "A" e classe "B", foram realizadas no dia 27.06.2005, tendo sido aprovada apenas a conversão da totalidade das ações preferências classe "B" e a posterior consolidação do Estatuto Social. Em 17.08.2005 foi ratificada pela segunda Assembléia Especial dos Titulares de ações preferenciais classe "A" (2ª convocação) a conversão da totalidade das ações preferenciais classe "A" e, também, a posterior consolidação do Estatuto Social.

c) Capital social subscrito e integralizado

Atualmente, a Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2005, é de R$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de dezembro de 2005 é de R$ 4,11 (R$ 4,27 por lote de mil ações em 31.12.2004).

O quadro societário da Companhia, está assim constituído:

Acionistas	% do Capital	
	2005	2004
Suez Energy South America Participações Ltda.	68,73	78,30
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. BNDESPAR	2,80	5,62
União Federal	1,90	1,90
Outros	16,57	4,18
	100,00	100,00

Com o objetivo de aumentar a liquidez das ações negociadas na BOVESPA, o acionista controlador, Suez Energy South America Participações Ltda., vendeu, através de Distribuição Pública Secundária de Ações Ordinárias, 62.500.000 ações, equivalente a 9,57% do Capital Social da Companhia.

A composição das reservas, está assim constituída:

Composição das reservas:	2005	2004
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	91.695	91.695
Reservas de Lucros		
Reserva legal	148.257	102.252
Reserva de retenção de lucros	243	147.243
	148.500	249.495

NOTA 21 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

No decorrer do ano de 2005, o Conselho de Administração da Companhia aprovou créditos de juros sobre o capital próprio, em conformidade com a Lei nº 9.249/95 e Deliberação CVM nº 207/96, com os seguintes valores:

- R$ 110.000, correspondentes a R$ 0,199740 por lote de mil ações Preferenciais Classe A, R$ 0,168516 por lote de mil ações Preferenciais Classe B e Ordinárias, aprovados em 12.05.2005, com o início dos pagamentos em 08.07.2005.
- R$ 122.000, correspondentes a R$ 0,186904 por ação Ordinária, aprovados em 19.10.2005, com o início dos pagamentos em 10.11.2005.
- R$ 39.700, correspondentes a R$ 0,060820 por ação Ordinária, aprovados em 15.12.2005, com o início dos pagamentos em 19.04.2006.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, estão sendo imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2005.

Os juros sobre o capital próprio foram registrados em despesas financeiras e revertidos nessa mesma rubrica e não estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício, em virtude dos mesmos não produzirem efeitos no lucro operacional, mas tão-somente nas linhas do imposto de renda e da contribuição social.

Em 19.10.2005, o Conselho de Administração da Companhia, usando a competência que lhe conferem o artigo 19, inciso XV do Estatuto Social, aprovou a distribuição de dividendos intermediários com base nas reservas de lucros existentes em 31.12.2004, exceto a reserva legal, no valor de R$ 147.000, correspondentes a R$ 0,225204 por ação, os quais foram pagos em 10.11.2005 e, também, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações financeiras levantadas em 30.06.2005, no valor de R$ 141.000, correspondentes a R$ 0,216012 por ação, os quais também foram pagos em 10.11.2005. Essas distribuições estão fundamentadas no caput e no § 2º do artigo 204 da Lei nº 6.404/76.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 30% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no § 1º do artigo 30 do Estatuto Social da Companhia.

	2005	2004
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	920.096	775.192
Constituição da reserva legal (5%)	(46.005)	(38.760)
Base de cálculo	874.091	736.432
Dividendos mínimos obrigatórios (30% em 2005 e 25% em 2004)	**262.227**	**184.108**
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	232.132	216.750
Dividendos intercalares	141.000	-
Saldo dos dividendos propostos	461.391	335.032
Subtotal	834.523	551.782
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	39.568	38.250
Total	**874.091**	**590.032**
Dividendos / juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por ação em 2005 e por lote de mil ações em 2004 **(em R$ 1,00)**.		
Preferenciais classe A	-	0,920260
Preferenciais classe B	-	0,845321
Ordinárias	1,339106	0,845321

O saldo dos dividendos propostos, no valor de R$ 461.391, correspondente a R$ 0,706850 por ação, será pago após a deliberação da Assembléia Geral Ordinária que aprovar as Demonstrações Financeiras.

NOTA 22 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	2005					2004
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	73.943	6.391	5.785	37.400	123.519	111.913
Material	19.568	229	38	1.016	20.851	16.840
Serviço de terceiro	41.085	2.188	1.968	20.460	65.701	59.293
Combustível p/produção energia CCC/CDE	311.131	-	-	-	311.131	275.502
Combustível p/produção energia sem subvenção	101.570	-	-	-	101.570	134.666
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	54.445	-	-	-	54.445	47.049
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	116.395	-	116.395	106.636
Uso de bem público - UBP	3.671	-	-	-	3.671	4.831
Depreciação e amortização	157.394	-	36	1.178	158.608	175.057
Constituição de provisões operacionais, líquida	40.747	-	-	56.393	97.140	11.019
Reversão de provisões p/créditos de liquidação duvidosa, líquida	-	-	(9.071)	-	(9.071)	(12.133)
Seguros	6.530	414	-	280	7.224	8.434
Previdência privada - SB-40	-	-	-	17.442	17.442	23.435
Indenizações trabalhistas	-	-	-	1.199	1.199	2.940
Indenizações a terceiros	32	-	2.920	75	3.027	1.762
Contribuições setoriais	1.978	-	-	2.024	4.002	3.630
Taxa de fiscalização	-	-	-	7.812	7.812	5.863
Contribuições e doações	457	45	-	3.928	4.430	3.828
Outros	8.401	61	224	9.186	17.872	22.112
	820.952	**9.328**	**118.295**	**158.393**	**1.106.968**	**1.002.677**

	Consolidado					
	2005					2004
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	74.233	6.391	5.785	39.558	125.967	113.812
Material	21.379	229	38	1.207	22.853	17.931
Serviço de terceiro	48.123	2.188	2.453	22.566	75.330	66.568
Combustível p/produção energia CCC/CDE	311.131	-	-	-	311.131	275.502
Combustível p/produção energia sem subvenção	104.694	-	-	-	104.694	136.933
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	69.152	-	-	-	69.152	59.182
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	162.431	-	162.431	134.899
Uso de bem público - UBP	3.671	-	-	-	3.671	4.831
Depreciação e amortização	197.660	-	36	10.412	208.108	223.487
Constituição de provisões operacionais, líquida	40.083	-	-	56.499	96.582	10.598
Reversão de provisões p/créditos de liquidação duvidosa, líquida	-	-	(9.126)	-	(9.126)	(12.095)
Seguros	8.348	414	-	477	9.239	10.752
Previdência privada - SB-40	-	-	-	17.442	17.442	23.435
Indenizações trabalhistas	-	-	-	1.199	1.199	2.940
Indenizações a terceiros	32	-	2.920	167	3.119	1.780
Contribuições setoriais	1.978	-	-	2.190	4.168	3.777
Taxa de fiscalização	-	-	-	9.156	9.156	7.138
Contribuições e doações	471	45	-	4.369	4.885	5.092
Outros	8.635	61	259	24.357	33.312	33.041
	889.590	**9.328**	**164.796**	**189.599**	**1.253.313**	**1.119.603**

NOTA 23 – ARRENDAMENTO MERCANTIL

A Companhia utiliza operações de arrendamento mercantil para a renovação de seu parque de informática e de sua frota de veículos.

Os contratos atualmente existentes envolvem os seguintes bens:

a) Equipamento de informática

O prazo de arrendamento é de 36 meses e a aquisição dos bens pela arrendatária está contratualmente assegurada pelo valor unitário de R$ 1,00. Existem, em 31.12.2005, 349 microcomputadores contratados (341 em 31.12.2004), representando cerca de 63% do total.

O saldo das contraprestações a pagar, em 31.12.2005, é de R$ 655, dos quais R$ 395 vencem nos próximos 12 meses e R$ 260, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações efetivamente pagas no exercício de 2005 foi de R$ 535 (R$ 441 em 2004).

b) Frota de veículos

A Companhia tem contrato de arrendamento de 43 veículos, em 31.12.2005. Os contratos tem prazo de 36 meses, estando assegurada, à arrendatária, a aquisição dos bens no término dos contratos pelo valor equivalente a 20% do valor dos bens.

O saldo das contraprestações a pagar, que tiveram início no presente exercício, é de R$ 776, dos quais R$ 553 vencem nos próximos 12 meses e R$ 223, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações efetivamente pagas no exercício de 2005 foi de R$ 967 (R$ 658 em 2004).

NOTA 24 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.

A Companhia tem registrado em seus livros operações de *swap* de taxa de juros no mercado internacional ficando passiva à taxa fixa média de 5,272% a.a. e ativa em Libor US$ seis meses, com início de fluência em 15.10.2001 e término em 16.10.2006, com valor atual de principal de US$ 4.426 mil, equivalente a R$ 10.360 em 31.12.2005, amortizado semestralmente a partir de 15.04.2002.

Em novembro de 2004, aproveitando-se da desvalorização do Dólar frente ao Real, a Companhia implementou uma política de maior proteção do seu passivo em moeda externa, através de operações de *swaps* no mercado de balcão, utilizando como veículo seu Fundo de Investimentos Exclusivo (ver Nota 3), onde a variação cambial de empréstimos e financiamentos foi trocada pela variação do CDI. Os vencimentos das operações de *swaps* são concomitantes com as datas de vencimento do fluxo de compromissos do passivo em moeda externa, considerando-se um período de vinte e quatro meses a partir de novembro de 2004. As operações são registradas na CETIP e têm como contraparte, instituições financeiras de comprovada solidez financeira e patrimonial, respeitando os limites de crédito definidos pela Companhia.

Essas operações estão apresentadas nas demonstrações financeiras nas rubricas "Operações com derivativos", no passivo circulante, e "Perdas com operações de *swaps* taxa de câmbio/juros", na despesa financeira, conforme a seguir demonstrado:

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Passivo Circulante				
Operações com derivativos	46.181	18.984	65.876	28.002
Despesa Financeira				
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros	104.537	19.554	130.253	28.157

A exposição líquida da Companhia ao fator de risco de mercado taxa de câmbio é a seguir demonstrada:

	Controladora		Consolidado	
	2005	2004	2005	2004
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	498.722	716.778	498.722	1.059.280
Instrumentos de *hedge* - *swaps*	(96.031)	(237.976)	(146.356)	(339.714)
Ativos em moeda estrangeira	(19.749)	(23.776)	(36.790)	(23.776)
Exposição líquida	**382.942**	**455.026**	**315.576**	**695.790**

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo e nos contratos iniciais de compra e venda de energia, firmados com distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

A partir de 2003, com a redução das vendas de energia elétrica vinculadas aos contratos iniciais, conjugado com a entrada em operação de novas usinas, a Companhia deu início à ampliação de sua carteira de clientes, focando clientes industriais, os chamados Consumidores Livres. Para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais foi criada, na Companhia, a área de crédito, cujo escopo do trabalho compreende a análise prévia e o estabelecimento, em conjunto com o Comitê de Crédito, de limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.

Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado na Nota 3, a partir deste exercício a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia, através de sua política de créditos para instituições financeiras.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos e financiamentos foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a Administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	Controladora			
	2005		2004	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	498.722	495.438	716.778	699.768
Empréstimos e encargos em moeda nacional	297.362	283.941	366.318	358.058
	796.084	**779.379**	**1.083.096**	**1.057.826**

Nas controladas, as operações envolvendo instrumentos financeiros não apresentam diferenças relevantes entre os valores médios de mercado e os valores apresentados nas demonstrações financeiras.

NOTA 25 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S. A. – ITASA

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, pela Companhia, celebrado, no âmbito do Consórcio Itá, em 11.09.1998, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do Dólar mais inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.01.2001, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contrato firmado em 09.04.1999, aditado em 15.04.1999 e 09.11.2002, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmado em 05.01.2001, aditado em 06.03.2001 e 09.08.2002, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, nos montantes anuais de 1.125.616 MWh, 2.189.036 MWh e 2.395.903 MWh, a partir dos meses de outubro de 2002, novembro de 2002 e dezembro de 2002, respectivamente. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, celebrado em 05.01.2001, aditado em 09.03.2001 e 01.06.2002, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento.

Lages Bioenergética Ltda.

Contrato firmado em 02.01.2003, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Lages não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15.03.2004, com o objetivo de regular a compra, pela controlada, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência de 01.04.2004 a 31.03.2017.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, celebrado em 01.04.2004, com término em 31.03.2012, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento. O valor contratual é reajustado anualmente com base na variação da remuneração definida em Acordo Coletivo de Trabalho dos empregados da Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Contrato firmado em 01.11.2004, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da controlada. O valor contratual é reajustado no menor período legalmente permitido (atualmente, período anual), pela variação do IGP-M.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	Controladora							
	2005							2004
	Suez Energy South America Partic. Ltda	CEM	ITASA	LAGES	Tractebel Energia Comerc. Ltda	CESS	Total	Total
Ativo								
Contas a receber	664	131	6.556	902	13.129	318	**21.694**	**16.531**
Passivo								
Fornecedores	-	30.578	9.831	1	-	-	**40.410**	**42.312**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	340.307	-	-	-	-	-	**340.307**	**432.054**
Resultado								
Receita operacional								
Suprimento de Energia	-	-	-	5.959	58.371	-	**64.330**	**12.100**
Receitas de serviços								
Administração	-	594	-	93	26	395	**1.108**	**794**
Operação e manutenção	-	1.690	9.620	1.362	-	-	**12.672**	**11.254**
Custo de Energia Elétrica e Serviços								
Compra energia	-	249.310	121.256	-	-	-	**370.566**	**414.801**
Outros	-	-	-	10	-	-	**10**	**7**
Financeiro								
Receita	-	-	14	-	-	-	**14**	**3.291**

NOTA 26 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida, o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida apresentada nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia, em 31.12.2005 é de R$ 273.526 (R$ 303.736 em 31.12.2004).

A ITASA, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes dos contratos acima citados, deu as seguintes garantias ao BNDES e aos Agentes Financeiros: a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; e b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com suas investidoras.

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES, o primeiro em 19.05.1999, e aditado em 25.05.1999, e o segundo em 05.04.2000. Como interveniente, a Companhia assumiu as obrigações em relação aos contratos:

garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: a) de extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e b) celebração de acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão;

ceder ao BNDES quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia deu ao BNDES, em caução, a totalidade das ações de sua propriedade, representativas do capital social da CEM, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2005 totaliza R$ 200.926 (R$ 558.525 em 31.12.2004).

A CEM cedeu os recebíveis decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em garantia de pagamento de seus empréstimos e financiamentos.

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, em 25.07.2003, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 31.12.2005 totaliza R$ 44.597 (R$ 48.743 em 31.12.2004).

A Lages Bioenergética, para assegurar o pagamento das obrigações decorrentes do contrato acima citado, cedeu em garantia os recebíveis decorrentes da comercialização da energia elétrica proveniente da Unidade de Cogeração.

NOTA 27 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.515.233 mil, equivalentes a R$ 8.228.106 mil em 31.12.2005, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 98.503 mil, equivalentes a R$ 230.566 mil em 31.12.2005. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000 mil, equivalentes a R$ 351.105 mil em 31.12.2005, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, está incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 320.000 mil, equivalentes a R$ 749.024 mil em 31.12.2005, e lucro cessante de US$ 8.105 mil, equivalentes a R$ 18.971 mil em 31.12.2005.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 117.035 mil em 31.12.2005. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de Riscos Operacionais com cobertura de US$ 25.000 mil equivalentes a R$ 58.518 mil em 31.12.2005, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 117.035 mil em 31.12.2005.

Além destes seguros estratégicos, a Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de Conselheiros, Diretores e Administradores (D&O) extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus Diretores e Empregados.

NOTA 28 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Além dos contratos com sociedades controladas citados na Nota 25, a Companhia possui direitos e compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

Em conformidade com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, estabelecendo que o acesso e uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica sejam contratados separadamente da compra e venda de energia propriamente dita, a Companhia, em 20 de agosto de 1998, assinou o Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência a partir de 1º de setembro de 1998, até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

Para atender os contratos de venda da energia elétrica liberada dos Contratos Iniciais e da energia elétrica oriunda das usinas que entraram em operação comercial a partir de 01.01.2002, a Companhia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, empresas transmissoras e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, com vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro, através dos quais assumiu 75% dos custos de transmissão, ficando os 25% restantes sob a responsabilidade das concessionárias distribuidoras. Os custos, para a Companhia, totalizaram R$ 110.280 em 2005 (R$ 100.964 em 2004).

c) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

Em 31.12.2005, os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica da Companhia foram extintos, conforme redução de 25% ao ano, ocorrida a partir de 2003. Com isso, a energia liberada desse Contratos foram contratadas através da venda a Consumidores Industriais, Comercializadoras e Distribuidoras.

Contratante	Período da Contratação	Energia Contratada (MWh)
RGE	01.01.2006 a 31.12.2014	33.324.510
CELESC	01.01.2006 a 31.12.2007	262.760
	01.01.2006 a 31.12.2008	18.542.585
Companhia Paulista de Força e Luz	01.01.2006 a 31.12.2010	8.456.168
Companhia Piratininga de Força e Luz	01.01.2006 a 31.12.2010	4.931.584
Light	01.01.2006 a 31.12.2007	665.658
Comercializadoras	01.01.2006 a 31.12.2007	5.854.802
	01.01.2006 a 31.12.2010	15.749.276
	01.01.2006 a 31.12.2016	10.525.045
Consumidores Industriais	01.01.2006 a 31.12.2007	7.932.943
	01.01.2006 a 31.12.2010	4.081.552
	01.01.2006 a 31.12.2012	2.786.208
Distribuidoras		
1º Leilão de Energia existente (2004)	01.01.2007 a 31.12.2014	701.280
2º Leilão de Energia existente (2005)	01.01.2008 a 31.12.2015	10.512.000
4º Leilão de Energia existente (2005)	01.01.2009 a 31.12.2016	26.709.648
Leilão de Energia Nova (2005)	01.01.2010 a 31.12.2039	52.560.000

d) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Intereconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL.

No mês de março de 2005, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguaiana e das Interconexões de Garabi (CIEN), onde foi constatada a indisponibilidade de efetiva geração e transporte de energia elétrica pelos agentes fiscalizados, nos montantes contratados. Em decorrência deste fato, o Ministério de Minas e Energia expediu a Portaria nº 153, de 30.03.2005, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 155/05 estabelecendo os critérios a serem utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia para a UTE Uruguaiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos foi reduzido o valor da garantia física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato, de 300 MW para, aproximadamente, 72 MW. Em razão do modo como o contrato está registrado na CCEE, esta redução deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na legislação setorial, por insuficiência de lastro físico, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que a levou a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente de outro agente.

Por força do ocorrido, a Companhia entende que ficou caracterizado inadimplemento contratual por parte da CIEN, e que multas e ressarcimentos previstos no contrato tornaram-se devidos à Companhia. Assim, baseada em dispositivos contratuais que determinam que os valores constantes das faturas emitidas pela CIEN já devem ser líquidos de todos os montantes por elas devidos à Companhia a título de multas e ressarcimentos (o que não vem sendo feito pela CIEN com relação a nenhuma das faturas por ela emitidas sob o contrato desde a redução de sua garantia física), a Companhia não vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inábeis.

c) Compra de gás natural

Em 10 de novembro de 2000, a Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de 5 anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS.

f) Revitalização dos geradores da Usina Hidrelétrica Salto Osório

Em 19 de dezembro de 2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hydro Inepar do Brasil S.A., com vigência de quatro anos, para a reforma geral das seis unidades geradoras da UHE Salto Osório.

NOTA 29 – SERVIÇOS DE AUDITORIA

Os auditores independentes da Companhia e de suas controladas não prestam outros serviços além dos serviços de auditoria contábil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciscus Maria Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Beeuwsaert
Conselheiro

Nicolas Alain Marie Tissot
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Contador CRC RJ 072259/O-5

BDO Trevisan

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA

Aos administradores e acionistas
Tractebel Energia S.A.

1. Examinamos os balanços patrimoniais da Tractebel Energia S.A. individual (controladora) e consolidado, levantados em 31 de dezembro de 2005 e de 2004, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis da controlada em conjunto Itá Energética S.A. relativas aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2005 e de 2004, foram examinadas por outros auditores independentes e a nossa opinião, no que diz respeito aos valores do investimento e do resultado decorrentes dessa controlada, está baseada no parecer desses auditores.

2. Nossos exames foram conduzidos em conformidade com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e informações contábeis divulgados; e c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, baseados em nossos exames e no parecer de outros auditores independentes, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2005 e de 2004, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitirmos parecer sobre as demonstrações contábeis referidas no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. As demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2005 e de 2004, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais não sendo parte integrante das demonstrações contábeis básicas. Essas demonstrações foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos no segundo parágrafo e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas em todos os seus aspectos relevantes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Florianópolis, 20 de janeiro de 2006.

Paulo Ricardo Pinto Alaniz
Sócio-contador
CRC RS – 42460/S - SC
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5 "S" SC

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Carla Carvalho de Carvalho e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2005 e a proposta de destinação de lucro, e com base no parecer dos auditores independentes BDO Trevisan Auditores Independentes emitido em 20/01/06, declaram que as demonstrações financeiras representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2005, estando em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Florianópolis, 09 de março de 2006

Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Secretária

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DO EXERCÍCIO DE 2006

E

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

DOS

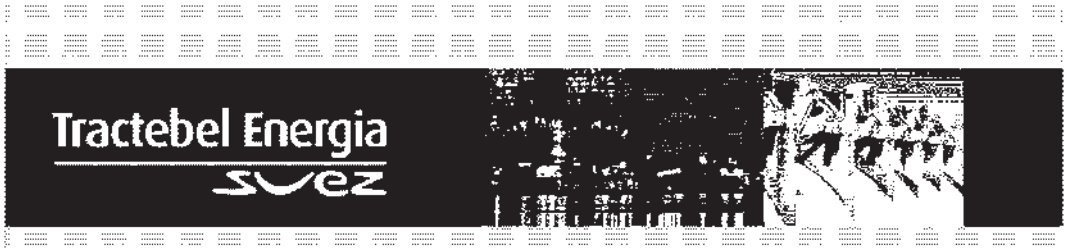
EXERCÍCIOS DE 2006 E DE 2005

TRACTEBEL ENERGIA S. A.

DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

U. O. CONTABILIDADE – DCO

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)



Relatório da Administração – 2006

Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia ("Tractebel" ou "a Companhia") tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes demonstrações contábeis, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006. As informações estão apresentadas em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

O desempenho da Tractebel Energia em 2006 demonstra que o ano foi positivo sob todas as perspectivas, sejam elas econômicas, financeiras, operacionais ou institucionais. Foram várias as conquistas que obtivemos durante o exercício, todas fortemente marcadas pelo alinhamento de nossas ações a uma gestão pautada pelos preceitos do desenvolvimento sustentável de longo prazo do negócio. Entendemos que seja de fundamental importância a geração de valor aos nossos acionistas, sempre preservando o relacionamento ético, transparente e justo com os demais interessados nas atividades da Companhia, como os nossos clientes, fornecedores, empregados, as entidades governamentais e as comunidades onde estamos inseridos.

Nossa visão de negócios é sustentada em valores que compartilhamos com nosso controlador, o grupo franco-belga SUEZ, de profissionalismo, cooperação, espírito de equipe, criação de valor, respeito pelo meio ambiente e ética, e, como mostram nossos resultados e os destaques que essa publicação apresentará detalhadamente, acreditamos estar no caminho certo.

Uma das maiores conquistas do ano foi a certificação da totalidade de nossas 13 usinas nas normas ISO NBR 9001 e 14001 – somos a única dentre as principais empresas do setor a atingir tal resultado. Adicionalmente, a Unidade de Co-geração Lages obteve o registro no Comitê de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL) da Organização das Nações Unidas (ONU), conquistando o direito de comercializar créditos de carbono no mercado internacional, por meio do programa de Redução Certificada de Emissões.

A gestão baseada no tripé da sustentabilidade – econômico, social e ambiental - é o foco de nossa administração. Todo nosso planejamento, de médio e longo prazo, considera essas dimensões no processo de tomada de decisão e no estabelecimento de metas e objetivos anuais, tanto para a Companhia, como para cada uma de nossas controladas.

A adesão ao Novo Mercado, realizada no final de 2005, é outro indicador de nosso comprometimento com a ética, a responsabilidade e a transparência – aspectos intangíveis que, acreditamos, o mercado tem reconhecido e valorizado de forma tangível.

O primeiro ano de atuação no Novo Mercado foi marcado por uma aproximação ainda maior da Companhia junto a seus investidores. Essa postura teve reflexo sobre o desempenho positivo de nossas ações, e resultou em sua permanência no Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGC), no Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG) e no Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bovespa (ISE). Adicionalmente, fomos agraciados com o prêmio de "Maior Evolução em Relações com Investidores" concedido pela *Investor Relations Magazine.*

Sob os aspectos econômico e financeiro, estamos preparados para manter nossa posição de maior geradora privada de energia elétrica do País. Caminhamos nessa direção, atentos a todas as oportunidades de crescimento, seja através de aquisições de ativos ou do desenvolvimento de novos empreendimentos, buscando maiores volumes de vendas nos leilões de energia elétrica e no atendimento ao setor industrial.

Nossa situação financeira é favorável e confortável, com baixo nível de alavancagem e uma forte e estável geração de caixa. Em 2006, nosso EBITDA - lucro antes dos juros, impostos, depreciações e amortizações - foi de R$ 1.595 milhões e o lucro líquido atingiu R$ 979 milhões, um crescimento de 9,9% e 6,4%, respectivamente, em relação a 2005.

As perspectivas para o futuro continuam favoráveis, e estamos preparados para assumir as responsabilidades que novas oportunidades poderão exigir e prontos para o crescimento. Entre os desafios de 2007, podemos vislumbrar os investimentos necessários ao desenvolvimento da Usina Hidrelétrica São Salvador, no Estado de Tocantins, que teve as obras iniciadas em 2006, agregando 241 MW em nossa capacidade instalada. Adicionalmente, no médio prazo teremos investimentos na Usina Hidrelétrica Estreito, localizada entre os Estados de Tocantins e do Maranhão, que agregará à Companhia mais 435 MW de capacidade instalada. Pretendemos ainda, incrementar a diversificação do portfólio de clientes livres, realizar novas vendas de créditos de carbono com base no acordo com o Banco Mundial e investir em melhoramentos na Usina Hidrelétrica Salto Osório e na Usina Termelétrica Jorge Lacerda.

Muito importante também é nossa disposição de ampliar ainda mais os cuidados com o meio ambiente, promovendo ações não apenas de compensação à execução de nossas atividades, mas com o objetivo de criar vantagens significativas em relação à demanda de nossos negócios.

Responsabilidade, ética e sustentabilidade: esses são os conceitos-chave que guiam nosso dia-a-dia. Agradecemos a todos pela confiança, incentivo e dedicação aos negócios da Tractebel Energia e reafirmamos nosso compromisso de continuar nesse caminho, para o bem da Companhia, de seus acionistas, de seus empregados e de todos os demais que interagem com nossas atividades.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

1. PERFIL INSTITUCIONAL

Com sede em Florianópolis (SC) e um escritório de vendas em São Paulo (SP), a Tractebel Energia S.A. possui um parque gerador composto por seis usinas hidrelétricas e sete usinas termelétricas, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás, totalizando 905 empregados diretos. Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, e duas são operadas pela Tractebel Energia por meio de consórcios com outras empresas.

A capacidade instalada das 13 usinas é de 6.977 MW, dos quais 5.764 MW provenientes de geração hidrelétrica e 1.213 MW de geração termelétrica, correspondendo a cerca de 7% da capacidade instalada total do Brasil.

1.1 Controle Acionário

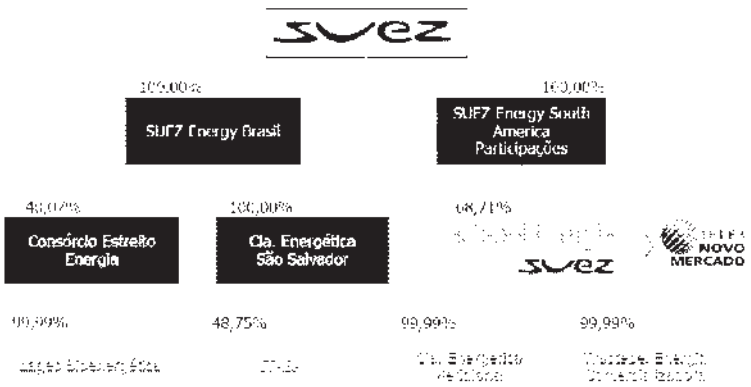
Em 31 de dezembro de 2006, o capital social da Companhia era de R$ 2.446 milhões, representado por 652.742.192 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

Controle Acionário



1.2 Organograma Societário

A Tractebel Energia é controlada pela SUEZ Energy South America Participações Ltda (SESA), subsidiária integral do grupo franco-belga SUEZ, que por sua vez é o maior fornecedor de energia e serviços industriais da Europa e o segundo em gestão de resíduos e em usinas de tratamento de água.



2. CONJUNTURA MACROECONÔMICA

A economia brasileira tem se mantido estável e consistente, em decorrência da continuidade da política econômica adotada pelo governo brasileiro. A inflação esteve sob controle, mantendo-se no patamar de 3,8%, segundo o IGP-M, e 3,1% de acordo com o IPCA.

A taxa Selic apresentou quedas sucessivas, passando de 17,25% no início de 2006 para 13,25% em dezembro. Essa taxa continua alta se comparada aos padrões internacionais, o que resultou no ingresso de divisas estrangeiras no País, causando uma depreciação de 8,1% do dólar frente ao Real no ano, encerrando o período cotado a R$ 2,14.

O superávit comercial foi de US$ 46,1 bilhões, graças ao bom desempenho das exportações, que fecharam o ano superando US$ 137,5 bilhões, o que representa um incremento de 17% em relação a 2005. As importações também registraram alta de 25% em comparação ao ano anterior. Já o superávit primário totalizou 4,3% do Produto Interno Bruto (PIB), valor próximo à meta estabelecida para o ano, de 4,2%

O crescimento da economia em 2006 ficou aquém do esperado pelo mercado, com o PIB crescendo 2,9%, segundo o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). Parte significativa do crescimento deve ser creditado ao consumo interno, cuja expansão foi de 3,7%, impulsionado pelo aumento da renda familiar e do crédito.

3. MERCADO DE ENERGIA

De acordo com o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em 2006 verificou-se a geração de 47,8 GW médios no Brasil. As usinas hidrelétricas foram responsáveis pela geração da maior parte da energia, 92%, a partir de aproximadamente 640 usinas.

Ainda segundo a CCEE, do total de geração registrado no período, 69% foram destinados ao mercado cativo, 21% ao mercado livre – segmento em franca expansão –, 5% à auto-produção e 5% de perdas. Geograficamente, a Região Sudeste respondeu por 54% da demanda no País, seguida das Regiões Sul e Nordeste, cada uma com 17%. Quanto à classe de consumidores, a indústria continuou sendo o maior consumidor, absorvendo 44% da energia.

Também em 2006, houve uma expansão de 3,8% no consumo de energia elétrica no Brasil, contra um crescimento de 2,9% da economia, resultando em um múltiplo de 1,3 entre os dois indicadores, valor em linha com a elasticidade histórica. Para 2007, espera-se um incremento superior ao de 2006, podendo alcançar mais de 5,0%, segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Tal nível de crescimento demanda mais investimentos no setor. Para tanto, o Ministério de Minas e Energia estabeleceu, em 2005, o Plano Decenal de Expansão, que prevê o aumento em até 39 GW da capacidade de geração até 2012, dos quais 30 GW (77%) deverão corresponder à energia hidrelétrica e 9 GW (15%) à energia termelétrica.

O setor é regulado desde 2004 pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico (Lei nº 10.848/2004), que promoveu mudanças significativas. Com o novo modelo, os distribuidores passaram a contratar 100% de sua demanda por meio de leilões organizados pelo governo. A estimativa de consumo nacional é determinada por todos os distribuidores no país, que apresentam as projeções de suas próprias demandas para os próximos anos ao governo. Nesses dois anos de vigência, constatou-se que o modelo é sólido e estável, tornando o mercado atraente para novos investimentos.

4. DESEMPENHO OPERACIONAL

4.1 Geração de Energia

Em 2006, a produção total de energia elétrica da Companhia alcançou 21.351 GWh (2.437 MW médios), dos quais 15.885 GWh (1.813 MW médios) provenientes das hidrelétricas e 5.466 GWh (624 MW médios) das termelétricas.

A geração apresentou redução de 28,4% em relação a 2005, em razão da estiagem ocorrida na Região Sul do Brasil. Esses dados incluem a totalidade da produção das Usinas Itá e Machadinho, nas quais a Tractebel Energia detém 70,0% e 16,9% de participação respectivamente, visto que a Tractebel Energia é responsável pela operação da usina e o seu despacho perante o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).

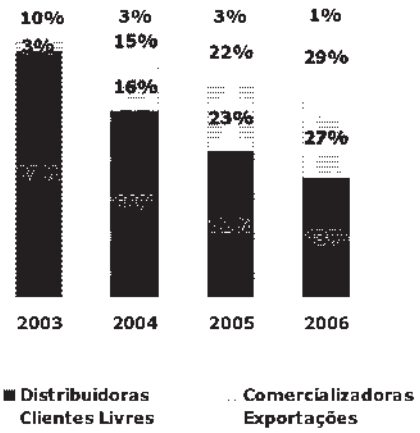
O patamar de disponibilidade, desconsiderando-se as paradas programadas, alcançado em 2006 foi de 98,4%, frente aos 97,2% verificados em 2005. Quando consideradas todas as paradas, a disponibilidade global foi elevada de 90,8% em 2005 para 93,5% em 2006, sendo 95,0% na geração hidrelétrica e 86,4% na termelétrica.

4.2 Base de Clientes

A base de clientes da Tractebel Energia é composta por concessionárias distribuidoras de energia, comercializadoras e consumidores livres (normalmente indústrias). A Companhia estabeleceu como parte de sua estratégia de negócios a diversificação de sua base de clientes, enfocando os consumidores livres. Como resultado, a participação desse segmento no total das vendas físicas da Companhia saltou de 22% em 2005 para 29% em 2006.

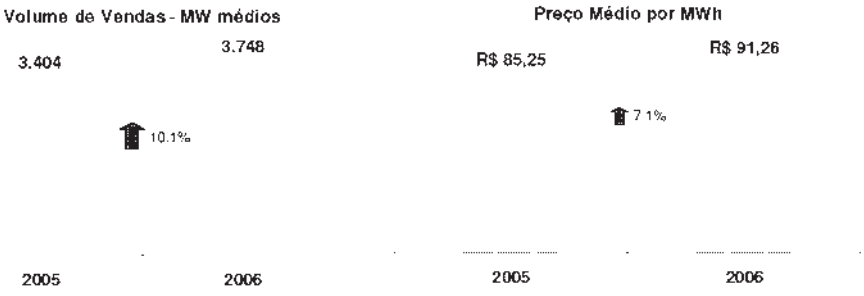
No decorrer do ano a Tractebel Energia adicionou ao seu portfólio de clientes empresas de primeira linha, como Aracruz Celulose, Cargill, John Deere, Kimberly Clark, Malwee Malhas, Michelin, Petroflex, Pirelli, Procter & Gamble, Schincariol, Schulz, Vega do Sul (do grupo Arcelor), Wetzel, Whirlpool, entre outras. Ao final do ano, a Companhia contabilizou mais de 120 unidades industriais de mais de 80 empresas.

Vendas físicas por tipo de cliente



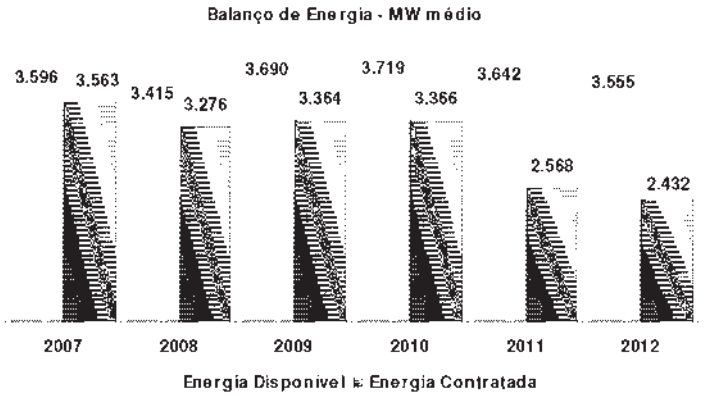
4.3 Volume de Vendas

As vendas físicas aumentaram 10,1%, totalizando 32.836 GWh (3.748 MW médios), contra os 29.823 GWh (3.404 MW médios) do ano anterior. O preço médio dos contratos comercializados atingiu R$ 91,26/MWh, 7,1% superior ao do ano anterior, que foi de R$ 85,25/MWh.



4.4 Balanço de Energia

A Tractebel Energia está com sua disponibilidade de energia, incluindo aquisições de terceiros, quase totalmente contratada até 2008. A Companhia optou por ter parte substancial de sua disponibilidade descontratada a partir de 2009, quando previsões do setor apontam para um potencial aumento de preço.



5. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Principais indicadores

As informações apresentadas a seguir encontram-se em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Indicadores	2005	2006	Variação
Econômicos			
Receita Operacional Bruta	2.593	3.061	18,1%
Receita Operacional Líquida	2.288	2.706	18,2%
EBITDA	1.451	1.595	9,9%
Margem EBITDA	63,4%	59,0%	-4,4 p.p.
Resultado do Serviço – EBIT	1.243	1.387	11,6%
Resultado Financeiro	(136)	(156)	15,1%
Lucro Líquido	920	979	6,4%
Financeiros			
Ativo Total	5.652	5.539	-2,0%
Patrimônio Líquido	2.686	2.765	2,9%
Investimentos	44	69	56,8%
Dívida Líquida Ajustada	1.244	1.025	-17,6%
Ações			
Nº de Ações (mil)	652.742	652.742	0,0%
Lucro Líquido por Ação (R$)	1,41	1,50	6,4%
Preço Médio da Ação – ON (R$)	10,09	16,53	63,8%
Distribuição de Dividendos	874	930	6,4%
Mercado			
Vendas de Energia (GWh)	29.823	32.836	10,1%
Vendas de Energia (MW médios)	3.404	3.748	10,1%
Corpo Funcional			
Empregados	893	905	1,3%

Nota: 1) EBITDA: lucro operacional + despesas financeiras + depreciação e amortização + amortização de ágio

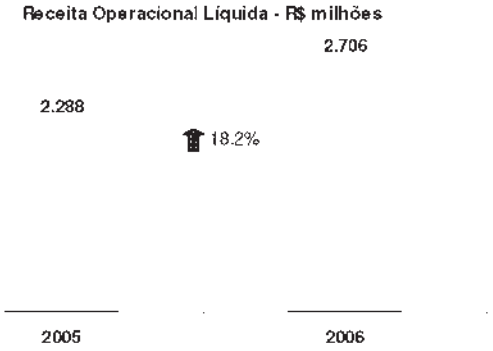
Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Contábeis.

5.1 Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta alcançou R$ 3.061 milhões em 2006, um acréscimo de 18,1% em relação a 2005, que foi de R$ 2.593 milhões. Os principais fatores que contribuíram para a sua evolução foram o incremento do volume de energia vendida, em 10,1%, e o aumento dos preços médios de venda, em 7,1%.

5.2 Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida de 2006 totalizou R$ 2.706 milhões, versus R$ 2.288 milhões no ano anterior, um incremento de 18,2%, variação esta consistente com o aumento da receita operacional bruta.



5.3 Custos e Despesas com Vendas, Gerais e Administrativas

Os custos e as despesas operacionais alcançaram R$ 1.425 milhões no ano de 2006, representando um crescimento de 43,1% sobre o exercício anterior, que foi de R$ 996 milhões. Esta variação decorreu do comportamento dos principais componentes a seguir:

Energia elétrica comprada de terceiros: aumento de R$ 131 milhões em decorrência do maior volume de compromissos contratuais de venda de energia.

Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: crescimento de R$ 274 milhões, devido principalmente: (a) à necessidade de reposição da energia do contrato com a Companhia de Interconexão Energética (CIEN), que se mostrou indisponível após a metade de 2006; (b) ao aumento médio dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD), na CCEE, que resultou no crescimento dos custos de energia de substituição termelétrica; e (c) aos maiores custos do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), em decorrência da produção reduzida, devido à forte estiagem que atingiu a Região Sul do País, onde está localizada a maior parte das usinas hidrelétricas da Tractebel Energia, no ano de 2006.

Encargos de uso da rede elétrica: acréscimo de R$ 40 milhões, em função da substituição dos contratos iniciais, sobre os quais não incidiam encargos de transmissão, por contratos bilaterais, e também devido ao aumento real das tarifas de uso do sistema de transmissão.

Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: redução de R$ 29 milhões, em decorrência do impacto na base de apuração desta contribuição, causada pela redução do despacho das usinas hidrelétricas pelo ONS, devido à já citada estiagem que atingiu a Região Sul.

5.4 Provisões operacionais líquidas

Decréscimo de R$ 61 milhões, em função principalmente de reversão, em 2006, de: (a) provisão para contingência cível, em virtude de remota probabilidade de perda; e (b) pelo fato de, no exercício de 2005, terem sido reconhecidas provisões não recorrentes relativas a benefício pós-emprego, devido à alteração no plano de benefícios, e a manutenções programadas por conta de reavaliações no programa de manutenção.

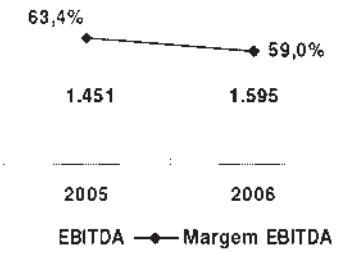
5.5 Ganho em ação judicial

Em 2006, a Companhia obteve ganho em ação judicial, no montante de R$ 89 milhões, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS.

5.6 EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA do exercício de 2006 alcançou R$ 1.595 milhões, um aumento de 9,9% em relação ao ano anterior, e a margem EBITDA foi de 59,0%, enquanto que no ano 2005 foi de 63,4%.

EBITDA (R$ milhões) e Margem EBITDA (%)



5.7 Resultado Financeiro

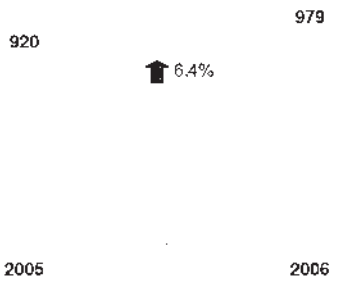
Receitas financeiras: redução de R$ 31 milhões, devido, basicamente, ao decréscimo da renda de aplicações financeiras causada pelo menor volume de recursos disponíveis para aplicação e às menores taxas de juros praticadas pelo mercado.

Despesas financeiras: diminuição de R$ 11 milhões, em decorrência, principalmente, da redução dos juros sobre a dívida, devido à queda da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP) e às amortizações de financiamentos.

5.8 Lucro Líquido

O lucro líquido em 2006 atingiu R$ 979 milhões, 6,4% acima do registrado em 2005, representando um lucro de R$ 1,50 por ação.

Lucro Líquido - R$ milhões

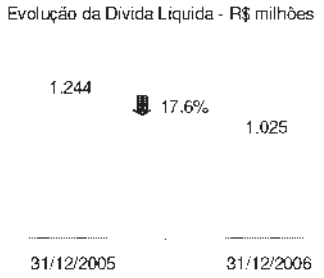


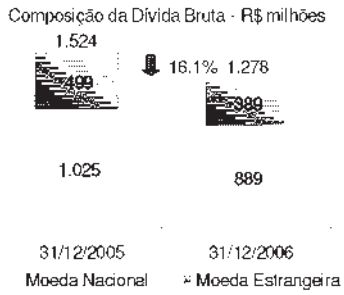
5.9 Dividendos

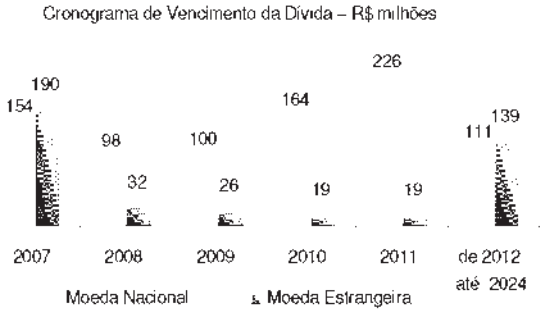
A Administração propõe a distribuição de R$ 930 milhões em proventos, sendo R$ 717 milhões sob forma de dividendos e R$ 213 milhões como juros sobre o capital próprio, o que representa um pagamento de 95% do Lucro Líquido Ajustado do exercício e de aproximadamente R$ 1,43 por ação, superando, dessa forma, a distribuição mínima de 55% do lucro líquido previsto em sua política de dividendos e o valor mínimo de 25%, previsto na Lei 6.404/76.

5.10 Endividamento

Em 31 de dezembro de 2006, a dívida líquida (dívida total menos o caixa e equivalentes e o resultado das operações de *swaps*) da Companhia totalizou R$ 1.025 milhões, redução de 17,6% em relação ao ano anterior. Da mesma forma, a dívida bruta total, representada principalmente por empréstimos, debêntures e financiamentos, somava R$ 1.278 milhões, o que significa queda de 16,2% em relação a 31 de dezembro de 2005. Do total da dívida, 30,4% estavam expostos à moeda estrangeira, dos quais 48,0% estavam protegidos da variação cambial por meio de instrumentos de *hedge*.







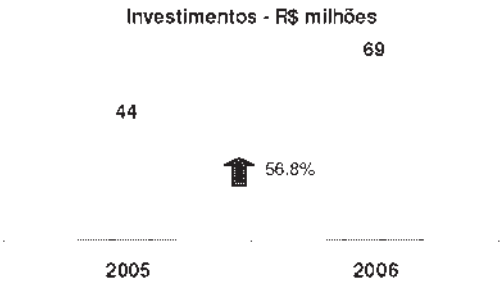
5.11 Ratings

Em 2006, a Standard & Poor's elevou o *rating* de crédito corporativo da Tractebel Energia de brA+ para brAA. Por sua vez, a Fitch Ratings elevou o rating da Companhia de AA- (bra) para AA (bra).

6. INVESTIMENTOS

6.1 Manutenção e Revitalização do Parque Gerador

Para manter os excelentes indicadores de eficiência e desempenho, a Tractebel Energia investiu R$ 69 milhões em projetos de manutenção e revitalização do parque gerador ao longo de 2006, montante 56,8% superior ao de 2005.



6.2 Pesquisa e Desenvolvimento

O Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento consumiu um total de R$ 6 milhões em 2006. Parte desse montante, mais de R$ 2 milhões, foi direcionada para os 19 projetos aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), dos quais cerca de 40% tinham enfoque ambiental.

Do restante, uma parcela superior a R$ 2 milhões foi depositada no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, administrado pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP) do Ministério da Ciência e Tecnologia; enquanto mais de R$ 1 milhão foi destinado ao Ministério de Minas e Energia.

7. PERSPECTIVAS DE NOVOS PROJETOS PARA 2007

No primeiro semestre de 2007, a SESA deverá transferir seu controle sobre o projeto São Salvador à Tractebel Energia, que ficará responsável pela conclusão da construção e por sua operação.

A futura hidrelétrica, localizada no município de São Salvador, no Estado de Tocantins, receberá investimentos de R$ 850 milhões, e representará um aumento de 241 MW na capacidade total da Companhia, equivalendo a 148 MW médios de energia assegurada. O início da produção está previsto para 2011.

O projeto Estreito recebeu, em 2006, licença de instalação do Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e Recursos Naturais (IBAMA). Tal licença cria condições mais seguras para a participação da usina nos leilões de energia nova.

Caso ocorra a venda da energia de Estreito ainda em 2007, o início da construção da hidrelétrica deve ocorrer logo após e a transferência do controle da SESA para a Tractebel será seqüencial. Um dos maiores projetos de geração do Brasil, a Hidrelétrica Estreito, com 1.087 MW de capacidade instalada, acrescentará 435 MW médios de capacidade instalada ao parque gerador da Companhia (parcela da potência total de 1.087 MW que cabe à Tractebel Energia).

A Hidrelétrica Estreito é controlada pelo Consórcio Estreito, formado pela SESA, que detém 40,1%; Companhia Vale do Rio Doce, com 30,0%; Alcoa Alumínio, com 25,5% e Camargo Corrêa Energia, com 4,4%.

8. GOVERNANÇA CORPORATIVA

8.1 Conselho de Administração e Conselho Fiscal

O Conselho de Administração da Tractebel Energia é composto por nove membros, sendo um representante dos empregados e dois conselheiros independentes. O Conselho Fiscal é composto por três membros, um dos quais indicado pelos acionistas minoritários.

8.2 Controles Internos

A Tractebel Energia integra o Novo Mercado da Bovespa, segmento do qual fazem parte empresas que adotam, de forma voluntária, práticas de governança corporativa que superam as exigidas por lei. Adicionalmente, a Companhia segue os regulamentos da lei norte-americana Sarbanes-Oxley, uma vez que está alinhada com as normas de sua controladora indireta, a SUEZ, listada na Bolsa de Valores de Nova York.

8.3 Direitos dos Acionistas

Cada ação ordinária da Companhia confere ao seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária, e o direito de receber dividendos; de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições a acionistas; de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social: de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. De acordo com o regulamento do Novo Mercado, as ações ordinárias podem ser incluídas em oferta pública de ações, em decorrência da alienação do controle da Companhia, recebendo, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle. Além disso, a Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme cláusula compromissória constante do seu Estatuto Social.

9. MERCADO DE CAPITAIS

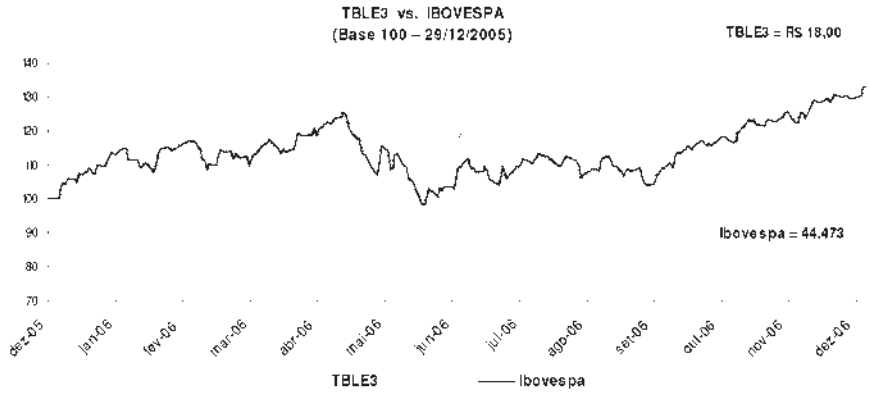
9.1 Ações

As ações da Tractebel Energia fazem parte do Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (IGD), do Índice de Ações com *Tag Along* Diferenciado (ITAG) e do Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bovespa (ISE), e são negociadas na Bovespa sob o código TBLE3. Os *American Depositary Receipts* (ADRs) Nível 1 são negociados no mercado de balcão norte-americano *Over-The-Counter* (OTC), sob o código TBLEY, na relação de 1 ADR = 5 ações ordinárias.

As ações apresentaram valorização de 30% entre 31/12/2005 e 31/12/2006, contra 33% do Ibovespa. No encerramento do período, os papéis estavam cotados a R$ 18,00/ ação, representando um valor de mercado da Companhia equivalente a R$ 11.749 milhões. Comparativamente à média de 2005, as ações valorizaram 63,8%, em 2006, sendo esta média de R$ 16,53 por ação.

Os papéis da Companhia registraram presença em 100% dos pregões da Bovespa em 2006 e o volume médio diário de negociação no período foi de R$ 8,2 milhões.

Desempenho das ações em 2006



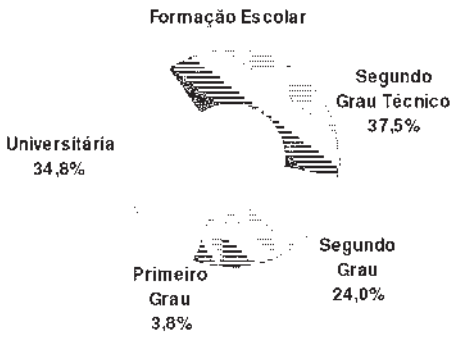
9.2 Relações com Investidores

Refletindo os esforços da Companhia para se aproximar do mercado de capitais, a *Investor Relations Magazine* concedeu à Companhia, em 2006, o prêmio de "Maior Evolução em Relações com Investidores".

A área de Relações com Investidores disponibiliza informações aos acionistas por meio do site corporativo (www.tractebelenergia.com.br), por meio de boletins eletrônicos informativos, relatórios trimestrais e anuais, bem como através de seu departamento de RI (telefone: 48 3221-7221).

10. RECURSOS HUMANOS

A Tractebel Energia contava ao final de 2006 com um contingente de 905 empregados altamente qualificados. Destes, 34,8% têm formação universitária e 37,5% o segundo grau técnico.



A Companhia entende que empregados motivados e bem treinados são fundamentais para o bom desempenho de seus negócios e, para tanto, realiza anualmente pesquisas de clima organizacional, oferece treinamento e capacitação, auxílio à formação educacional em diferentes níveis acadêmicos, bem como programas que possibilitam a evolução funcional e salarial de seus funcionários. Estes também têm acesso ao Plano de Previdência Privada com contribuição definida.

10.1 Saúde e Segurança

A Companhia oferece benefícios assistenciais e médicos, como convênios e o Programa Individual de Saúde, que permite aos empregados monitorarem suas condições físicas, além de estabelecer metas de saúde. Na área de segurança, possui programas de prevenção de acidentes de trabalho, que buscam permanentemente a redução das taxas de freqüência e gravidade.

10.2 Treinamento e Capacitação

Visando o contínuo aperfeiçoamento e desenvolvimento de seus empregados, a Tractebel Energia oferece programas de formação continuada. Em 2006, a média de horas de treinamento por empregado foi de 69 horas/homem.

10.3 Participação nos Resultados

Em 2006, foram distribuídos aos empregados R$ 12 milhões como participação nos lucros do ano de 2005. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada um e levou em consideração, além do resultado do lucro líquido e do EBITDA, o desempenho individual e o alcance de metas estabelecidas pelos seus gestores.

11. RESPONSABILIDADE SÓCIO-AMBIENTAL

Em 2006, os esforços da Tractebel Energia em valorizar e manter o meio ambiente foram reconhecidos.

Em junho, o Comitê de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), da Organização das Nações Unidas (ONU), concedeu o registro no MDL para a Unidade de Co-geração Lages pelo uso de resíduos de madeira como combustível. Dessa forma, a usina está habilitada a comercializar 220.000 créditos de Redução Certificada de Emissões por ano.

Em dezembro, a totalidade de suas usinas recebeu as certificações NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001. As unidades certificadas no ano foram: as Hidrelétricas Machadinho e Cana Brava, e as Termelétricas William Arjona, Charqueadas, Alegrete e a Unidade de Co-geração Lages.

11.1 Projetos Sociais

Os projetos sociais da Tractebel Energia são voltados, principalmente, para crianças em desvantagem social, com enfoque em sua educação, e para o meio ambiente das localidades situadas em sua área de atuação. A Companhia apóia projetos educacionais, incentiva instituições que atendem menores de comunidades carentes, promove eventos ambientais e educativos em suas áreas de atuação.

11.2 Gestão Ambiental

A Companhia possui o Código do Meio Ambiente, que prevê o cumprimento das exigências dos órgãos ambientais, bem como programas que monitoram os impactos ambientais nas áreas de influência de suas usinas.

Dentre suas iniciativas está o monitoramento da qualidade das águas e da fauna de peixes (ictiofauna); a recuperação e formação das matas ciliares; o controle das emissões de gases e resíduos das termelétricas; e o estudo e controle do impacto da realocação da comunidade local, fauna e flora quando da instalação das hidrelétricas.

12. AUDITORES INDEPENDENTES

Conforme o disposto no Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, BDO Trevisan Auditores Independentes, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente em 2006.

13. AGRADECIMENTOS

A administração da Tractebel Energia reconhece o esforço e empenho de seus empregados, bem como o apoio e profissionalismo de seus clientes e fornecedores, e agradece a estes e aos seus acionistas, instituições financeiras, entidades governamentais e órgãos reguladores e aos demais que contribuíram para o desempenho da Companhia em 2006.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2006	2005 (Reclassificado)	2006	2005 (Reclassificado)
ATIVO CIRCULANTE					
Numerário disponível		7.454	9.466	23.593	12.179
Aplicações financeiras	4	186.352	195.153	233.247	296.958
Recursos vinculados a pagamento de obrigações		21.643	-	21.643	-
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	314.663	302.792	358.002	320.605
Dividendos a receber de controladas	10	103.021	78.860	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	23.623	11.486	26.707	16.719
Almoxarifado		22.719	22.515	23.623	23.512
Cauções e depósitos vinculados		51.511	47.399	53.947	47.867
Ativo fiscal diferido	7	19.683	81.097	21.351	82.344
Despesas pagas antecipadamente		2.625	10.048	3.022	10.721
Outros		18.041	26.133	26.917	25.627
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		**771.335**	**784.949**	**792.052**	**836.532**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Concessionárias e permissionárias	5	16.063	38.314	16.063	38.314
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	10.342	7.136	13.124	10.296
Cauções e depósitos vinculados		-	-	29.422	26.119
Depósitos judiciais	18	111.204	39.341	131.331	45.924
Alienação de bens e direitos	9	68.565	60.220	68.565	60.220
Ativo fiscal diferido	7	187.282	186.877	188.489	192.309
Outros		2.216	1.315	2.216	1.315
		395.672	**333.203**	**449.210**	**374.497**
Permanente					
Investimentos	10	843.659	887.117	36.873	43.619
Imobilizado	11	2.836.435	2.927.305	4.148.898	4.272.779
Intangível	12	1.256	1.782	77.310	80.689
Diferido		-	-	34.766	43.985
		3.681.350	**3.816.204**	**4.297.847**	**4.441.072**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		**4.077.022**	**4.149.407**	**4.747.057**	**4.815.569**
TOTAL		**4.848.357**	**4.934.356**	**5.539.109**	**5.652.101**

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2006	2005 (Reclassificado)	2006	2005 (Reclassificado)
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	14	235.924	112.939	239.319	94.346
Dividendos e juros sobre o capital próprio	23	478.043	495.487	478.043	495.487
Empréstimos e financiamentos	15	256.152	194.135	306.079	243.343
Debêntures	16	15.004	10.286	37.834	31.090
Tributos e contribuições sociais		33.747	36.372	45.870	47.437
Obrigações estimadas	17	28.542	49.084	28.650	49.243
Operações com derivativos	28	4.526	46.181	4.526	65.876
Obrigações com o programa P&D		31.364	-	35.135	-
Provisão para contingências	18	11.000	41.595	11.206	42.326
Benefícios pós-emprego	20	20.369	81.020	20.369	81.020
Outros		35.581	32.814	39.781	37.220
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		**1.150.252**	**1.099.913**	**1.246.812**	**1.187.388**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Exigível a Longo Prazo					
Empréstimos e financiamentos	15	344.197	601.949	610.251	911.138
Debêntures	16	200.000	198.348	323.344	338.196
Tributos e contribuições sociais parcelados		5.383	6.230	5.383	6.230
Obrigações estimadas	17	653	22.543	653	22.869
Provisões para contingências	18	53.041	77.125	56.289	79.902
Concessões a pagar	19	-	-	201.546	178.130
Benefícios pós-emprego	20	293.725	205.755	293.725	205.755
Passivo fiscal diferido	21	36.535	36.532	36.535	36.532
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		**933.534**	**1.148.482**	**1.527.726**	**1.778.752**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	22	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	22	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	22	227.110	148.500	227.110	148.500
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**2.764.571**	**2.685.961**	**2.764.571**	**2.685.961**
TOTAL		**4.848.357**	**4.934.356**	**5.539.109**	**5.652.101**

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2006	2005 (Reclassificado)	2006	2005 (Reclassificado)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
Fornecimento de energia elétrica		337.579	338.985	743.177	479.493
Suprimento de energia elétrica		2.276.942	2.066.598	2.291.922	2.097.482
Outras receitas		24.056	22.469	25.638	15.752
		2.638.577	**2.428.052**	**3.060.737**	**2.592.727**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL					
Impostos e contribuições sobre a receita		(199.631)	(266.703)	(320.587)	(298.830)
Pesquisa e desenvolvimento		(24.661)	-	(28.318)	-
Venda de cinzas da CCC/CDE, líquida de impostos		(6.300)	(5.531)	(6.300)	(5.531)
		(230.592)	**(272.234)**	**(355.205)**	**(304.361)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E SERVIÇOS		**2.407.985**	**2.155.818**	**2.705.532**	**2.288.366**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS					
Energia elétrica comprada de terceiros		(391.995)	(429.528)	(287.404)	(156.366)
Transações no âmbito da CCEE		(270.281)	(4.764)	(281.313)	(7.090)
Custo de produção de energia elétrica	24	(432.819)	(467.257)	(502.421)	(538.026)
Custo dos serviços prestados	24	(10.254)	(9.328)	(10.254)	(9.328)
		(1.105.349)	**(910.877)**	**(1.081.392)**	**(710.810)**
LUCRO BRUTO		**1.302.636**	**1.244.941**	**1.624.140**	**1.577.556**
DESPESAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	24	(169.719)	(118.295)	(210.149)	(164.796)
Despesas gerais e administrativas	24	(111.933)	(90.525)	(133.300)	(120.158)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	25	11.895	(50.249)	11.453	(49.691)
Ganhos em ações judiciais	26	93.350	-	94.502	-
		(176.407)	**(259.069)**	**(237.494)**	**(334.645)**
Resultado do serviço		**1.126.229**	**985.872**	**1.386.646**	**1.242.911**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	10	120.284	116.885	300	-
Amortização de ágio	10	(6.746)	(6.746)	(6.746)	(6.746)
		113.538	**110.139**	**(6.446)**	**(6.746)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	27	92.761	117.363	107.666	139.086
Despesas financeiras	27	(169.323)	(168.811)	(263.874)	(274.756)
		(76.562)	**(51.448)**	**(156.208)**	**(135.670)**
RESULTADO OPERACIONAL		**1.163.205**	**1.044.563**	**1.223.992**	**1.100.495**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL		**2.776**	**3.557**	**2.985**	**3.557**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		**1.165.981**	**1.048.120**	**1.226.977**	**1.104.052**
Imposto de renda	8	(111.663)	(68.549)	(156.297)	(109.521)
Contribuição social	8	(75.172)	(59.475)	(91.534)	(74.435)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**979.146**	**920.096**	**979.146**	**920.096**
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM R$		**1,50**	**1,41**	**1,50**	**1,41**

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2004	**2.445.766**	**91.695**	**249.495**	**-**	**2.786.956**
Dividendos intermediários	-	-	(147.000)	-	**(147.000)**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	920.096	**920.096**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	46.005	(46.005)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio ON – R$ 1,339106 por ação	-	-	-	(874.091)	**(874.091)**
SALDOS EM 31.12.2005	**2.445.766**	**91.695**	**148.500**	**-**	**2.685.961**
Ajuste de exercícios anteriores **(Nota 22-d)**	-	-	-	29.653	**29.653**
Dividendos intermediários	-	-	-	-	**-**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	979.146	**979.146**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	48.957	(48.957)	-
- reserva de retenção de lucros	-	-	29.653	(29.653)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio ON – R$ 1,425048 por ação	-	-	-	(930.189)	**(930.189)**
SALDOS EM 31.12.2006	**2.445.766**	**91.695**	**227.110**	**-**	**2.764.571**

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido do exercício	979.146	920.096	979.146	920.096
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido:				
Depreciação e amortização	159.004	158.608	208.364	208.108
Juros de não circulantes	35.533	29.803	54.062	50.089
Variação monetária de não circulantes	(23.564)	(102.059)	(15.175)	(112.838)
Resultado de equivalência patrimonial	(120.284)	(116.885)	(300)	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Provisão (reversão) de não circulantes, líquida	(5.479)	45.003	(5.544)	44.555
Imposto de renda e contribuição social diferidos	45.736	11.546	49.469	11.745
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(2.776)	(3.557)	(2.359)	(3.510)
	1.074.062	**949.301**	**1.274.409**	**1.124.991**
De terceiros				
Debêntures	-	200.000	-	200.000
Dividendos de controladas	159.021	108.860	-	-
Vendas de bens e direitos	31.066	31.539	31.066	31.539
Ativos não circulantes transferidos para o circulante	28.981	40.884	30.489	45.151
Passivo circulante transferido para o não circulante	55.982	-	55.982	-
Resgates de cauções e depósitos vinculados	-	-	-	30.083
Baixa de provisão para manutenções programadas	16.025	-	16.055	-
	291.075	**381.283**	**133.592**	**306.773**
TOTAL DAS ORIGENS	**1.365.137**	**1.330.584**	**1.408.001**	**1.431.764**
APLICAÇÕES				
Aumento no ativo não circulante	79.113	40.221	91.018	48.801
Ativo circulante transferido para o não circulante	53.159	-	53.159	-
Valores a receber da alienação de Jacuí	30.263	30.103	30.263	30.103
Investimentos	2.025	201.200	-	-
Aquisição de imobilizado e aplicação no diferido	64.347	37.519	69.040	43.916
Parcelamento de conta a receber de energia elétrica	-	17.623	-	17.623
Dividendos intermediários	-	147.000	-	147.000
Dividendos e juros sobre o capital próprio	930.189	874.091	930.189	874.091
Pré-pagamento de financiamento	-	-	-	275.247
Empréstimos, financ. e debêntures transferidas para o circulante	248.935	182.815	315.727	257.941
Passivos não circulantes transferidos para o circulante	21.059	46.510	22.509	48.055
TOTAL DAS APLICAÇÕES	**1.429.090**	**1.577.082**	**1.511.905**	**1.742.777**
REDUÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**(63.953)**	**(246.498)**	**(103.904)**	**(311.013)**
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	771.335	784.949	792.052	836.532
No início do período	784.949	1.033.097	836.532	1.165.483
	(13.614)	**(248.148)**	**(44.480)**	**(328.951)**
Passivo Circulante				
No fim do período	1.150.252	1.099.913	1.246.812	1.187.388
No início do período	1.099.913	1.101.563	1.187.388	1.205.326
	50.339	**(1.650)**	**59.424**	**(17.938)**
REDUÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**(63.953)**	**(246.498)**	**(103.904)**	**(311.013)**

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2006	**2005**	**2006**	**2005**
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	979.146	920.096	979.146	920.096
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	159.004	158.608	208.364	208.108
Resultado de equivalência patrimonial	(120.284)	(116.885)	(300)	-
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Variação monetária e cambial, líquida	(9.591)	(22.450)	9.425	(8.296)
Juros líquidos	37.913	36.327	54.096	52.411
Obrigações estimadas com fornecedores	8.861	26.595	8.861	26.595
Constituição de provisão operacional, líquida	4.340	76.222	4.271	75.630
Aplicações de recursos em P & D	31.364	-	34.087	-
Imposto de renda e Contribuição Social diferidos	45.736	4.419	49.469	7.078
Venda de créditos de carbono	-	-	(8.685)	-
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(2.776)	(3.557)	(2.359)	(3.557)
Outros	209	-	608	-
	1.140.668	**1.086.121**	**1.343.729**	**1.284.811**
Redução (aumento) nos ativos				
Consumidores e concessionárias	14.155	(8.523)	(11.371)	(16.447)
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	(21.643)	-	(21.643)	-
Adiantamento a fornecedores	1.842	6.243	1.858	5.521
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(12.516)	25.299	(9.980)	24.452
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	(71.900)	(34.556)	(85.490)	(13.972)
Almoxarifado	(204)	(9.454)	(111)	(9.902)
Despesas antecipadas	7.216	(6.618)	7.492	(5.886)
Outros	6.097	3.376	5.402	2.744
	(76.953)	**(24.233)**	**(113.843)**	**(13.490)**
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	87.313	1.281	107.723	6.227
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(898)	14.344	2.731	18.995
Tributos e contribuições sociais	(12.214)	24.960	(11.157)	27.577
Obrigações estimadas	(11.864)	(26.970)	(11.870)	(26.930)
Provisão para contingências	(2.648)	(5.623)	(2.778)	(5.728)
Benefícios pós-emprego	(30.315)	(35.624)	(30.315)	(35.624)
Outros	2.766	6.262	1.989	6.214
	32.140	**(21.370)**	**56.323**	**(9.269)**
Recursos provenientes das atividades operacionais	**1.095.855**	**1.040.518**	**1.286.209**	**1.262.052**
Atividades de investimento				
Aplicação no imobilizado e diferido	(64.347)	(37.519)	(69.040)	(43.916)
Aplicações em investimentos	(2.025)	(201.200)	-	-
Dividendos recebidos de controladas	134.860	38.113	-	-
Recursos recebidos das (utilizados nas) atividades de investimentos	**68.488**	**(200.606)**	**(69.040)**	**(43.916)**
Atividades de financiamento				
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(177.169)	(167.350)	(243.541)	(548.375)
Debêntures	-	200.000	-	200.000
Liquidações de operações com *swaps*	(59.096)	(91.037)	(87.034)	(106.075)
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	(938.891)	(1.110.233)	(938.891)	(1.110.233)
Recursos utilizados nas atividades de financiamentos	**(1.175.156)**	**(1.168.620)**	**(1.269.466)**	**(1.564.683)**
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	**(10.813)**	**(328.708)**	**(52.297)**	**(346.547)**
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	204.619	533.327	309.137	655.684
Saldo final	193.806	204.619	256.840	309.137
	(10.813)	**(328.708)**	**(52.297)**	**(346.547)**
Pagamentos efetuados no exercício				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	90.410	87.293	137.862	153.620
Imposto de renda e contribuição social	92.093	93.907	150.147	142.631
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	65.555	25.218	67.188	27.558
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio creditados	492.189	500.891	492.189	500.891
Dividendos propostos a receber de controladas	103.021	78.860	-	-
Ajuste de exercícios anteriores	29.653	-	29.653	-

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2006	**2005**	**2006**	**2005**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas e serviços	2.632.277	2.422.521	3.054.437	2.587.196
Provisão (reversão) para créditos de liquidação duvidosa	(74)	9.071	(75)	9.126
Outras receitas operacionais	93.350	-	94.502	-
Resultado não operacional	2.776	3.557	2.985	3.557
	2.728.329	2.435.149	3.151.849	2.599.879
(-) Insumos				
Materiais	(22.220)	(20.851)	(23.897)	(22.853)
Serviços de terceiros	(67.727)	(65.701)	(78.240)	(75.330)
Combustível para produção de energia	(95.575)	(101.570)	(102.070)	(104.694)
Energia elétrica comprada de terceiros	(391.995)	(429.528)	(287.404)	(156.366)
Transações no âmbito da CCEE	(270.281)	(4.764)	(281.313)	(7.090)
Encargos de uso da rede elétrica	(162.625)	(116.395)	(202.545)	(162.431)
Seguros	(6.097)	(7.224)	(7.561)	(9.239)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	11.895	(50.249)	11.453	(49.691)
Outros	(15.787)	(20.985)	(21.112)	(21.676)
	(1.020.412)	(817.267)	(992.689)	(609.370)
VALOR ADICIONADO BRUTO	**1.707.917**	**1.617.882**	**2.159.160**	**1.990.509**
Depreciação e amortização	(159.004)	(158.608)	(208.364)	(208.108)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**1.548.913**	**1.459.274**	**1.950.796**	**1.782.401**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	92.761	117.363	107.666	139.086
Resultado da participação societária	113.538	110.139	(6.446)	(6.746)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**1.755.212**	**1.686.776**	**2.052.016**	**1.914.741**

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2006	**%**	**2005**	**%**	**2006**	**%**	**2005**	**%**
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	79.757	5	75.062	4	81.407	4	76.958	4
Benefícios	21.622	1	23.281	1	21.885	1	23.488	1
Participação nos resultados	13.926	1	10.000	1	13.963	1	10.032	1
	115.305	**7**	**108.343**	**6**	**117.255**	**6**	**110.478**	**6**
Do capital de terceiros								
Encargos e variações monetárias	152.838	9	135.827	8	241.700	12	251.399	13
Aluguéis	5.524	-	5.090	-	6.491	-	5.660	-
Outras despesas financeiras	3.646	-	11.820	1	5.391	-	12.887	1
	162.008	**9**	**152.737**	**9**	**253.582**	**12**	**269.946**	**14**
Do governo								
Impostos, taxas e contribuições	233.259	13	307.645	18	358.614	17	344.048	18
Encargos setoriais	78.659	4	69.931	4	95.588	5	86.217	4
IR e CSLL	186.835	11	128.024	8	247.831	12	183.956	10
	498.753	**28**	**505.600**	**30**	**702.033**	**34**	**614.221**	**32**
Do capital próprio								
Reserva legal	48.957	3	46.005	3	48.957	2	46.005	2
Dividendos e juros s/ capital próprio	930.189	53	874.091	52	930.189	46	874.091	46
	979.146	**56**	**920.096**	**55**	**979.146**	**48**	**920.096**	**48**
	1.755.212	**100**	**1.686.776**	**100**	**2.052.016**	**100**	**1.914.741**	**100**

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações Contábeis.

1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis – SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Sua capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá e Cana Brava e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.860 MW, dos quais 79,30% em usinas hidrelétricas e 20,70% em termelétricas, compostos pelo seguinte parque gerador em operação: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e Unidade de Cogeração Lages (SC).

A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo o contrato para compra de longo prazo firmado com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA é de 5.896 MW.

Em 20 de junho de 2006, por determinação da ANEEL, a capacidade de fornecimento foi reduzida em 72 MW, em virtude da atual incapacidade de cumprimento dos valores de garantia física por parte da Companhia de Interconexão Energética - CIEN. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 11-d.

O controle acionário da Companhia pertence à Suez Energy South America Participações Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Société Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França.

A Companhia é controladora da Companhia Energética Meridional – CEM, detendo 99,99% das ações representativas de seu capital social, a qual é detentora da concessão da usina hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás. A Companhia detém, também, o controle compartilhado, com a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, da empresa Itá Energética S.A. – ITASA, da qual possui 48,75% do capital votante. A ITASA é uma SPE – Sociedade de Propósito Específico constituída para construir e explorar, em parceria, através de consórcio, a usina hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Detém, ainda, 99,99% das quotas de capital da Lages Bioenergética Ltda., a qual possui autorização para explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC), e da Tractebel Energia Comercializadora Ltda., empresa que comercializa energia no mercado livre de negociação. As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 10-d.

2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão apresentadas com valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de maneira diferente. Com o objetivo de aprimoramento das informações prestadas ao mercado, estão sendo apresentadas como informações suplementares as Demonstrações do Fluxo de Caixa e do Valor Adicionado, respectivamente.

Com o propósito de permitir uma melhor apresentação e comparabilidade das demonstrações contábeis, certas rubricas do balanço patrimonial de 31.12.2005 e da demonstração do resultado de 2005 foram reclassificadas. As principais reclassificações realizadas estão mencionadas a seguir:

Combustível para produção de energia elétrica

De acordo com a orientação contida em Despacho nº 657/2006 da ANEEL, o consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE, que vinha sendo registrado na receita operacional, na rubrica "Subvenção Combustível – CCC/CDE" passou a ser apresentado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na conta "combustível para produção de energia elétrica". O valor reclassificado, na controladora e no consolidado, foi de R$ 311.481.

Os valores a receber relativos ao reembolso de combustíveis da ELETROBRAS, os quais são repassados aos fornecedores de carvão para pagamento do fornecimento do combustível, que estavam classificados na conta "Créditos da conta consumo de combustível – CCC/CDE", foram reclassificados para a rubrica "Fornecedores". A reclassificação realizada, na controladora e no consolidado, foi de R$ 30.553.

Depósitos judiciais

Em atendimento à Deliberação CVM nº 489, de 31.10.2005, os depósitos judiciais relacionados às contingências provisionadas foram reclassificados do ativo não circulante para contas redutoras dos passivos contingentes correspondentes. O montante reclassificado, na controladora e no consolidado, foi de R$ 25.481.

Encargos financeiros sobre benefícios pós-emprego

Os encargos financeiros sobre o passivo atuarial relativos aos benefícios pós-emprego foram reclassificados das despesas operacionais para as despesas financeiras. A reclassificação efetuada, na controladora e no consolidado, foi de R$ 33.238.

3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) Reconhecimento dos efeitos inflacionários - estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249, de 26.12.1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31.12.1995.

b) Aplicações financeiras - são registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados através de constituição de provisão.

c) Provisão para crédito de liquidação duvidosa - está associada a créditos decorrentes de operações realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (atualmente, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE). As demais contas a receber possuem garantias ou ausência de histórico de perdas, não justificando o registro de provisão.

d) Imposto de renda e a contribuição social diferidos (Ativo fiscal diferido) - são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e são reconhecidos com base em prejuízos fiscais e diferenças temporárias. A segregação entre circulante e não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

e) Almoxarifado - estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

f) Ativos indexados - são atualizados até a data do balanço.

g) Investimentos – os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado;

h) Imobilizado - é registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas, em consonância com os citados atos normativos, estão demonstradas na Nota 11-a.

Os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado. Até 31.12.1998, foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico.

i) Empréstimos, financiamentos e debêntures – são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 15 e Nota 16). Os encargos decorrentes de ambos são apropriados até a data do balanço.

j) Derivativos – são contratados com o objetivo de administrar os riscos associados às variações nas taxas cambiais de determinados empréstimos e financiamentos. Os ganhos auferidos e as perdas incorridas são reconhecidos no resultado financeiro pelo regime de competência.

l) Demais obrigações - são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

m) Provisão para contingências – as contingências conhecidas na data do balanço são constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, trabalhistas e cíveis, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas.

n) Benefícios pós-emprego - são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas, e complementados pelos valores projetados atuarialmente (ver Nota 20).

o) Resultado do exercício - as receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

p) Uso de estimativas – a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas.

q) Demonstrações contábeis consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado (ver Nota 10-d).

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 10-b), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

r) Mudança de Práticas Contábeis

Provisão para grandes manutenções

A prática contábil adotada para o reconhecimento da provisão para grandes manutenções do parque gerador da Companhia foi modificada, em atendimento ao Comunicado Técnico nº 01/2006, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON (ver Nota 22-d).

Aplicação de recursos em pesquisa e desenvolvimento

A Companhia, de acordo com a legislação em vigor, está obrigada a aplicar, anualmente, o montante de, no mínimo, um por cento (vinte e cinco centésimos por cento, até 31.12.2005) de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

O critério de contabilização destes recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento foi alterado conforme orientação contida em Interpretação Técnica nº 03/2006, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON.

O procedimento contábil que vinha sendo adotado pela Companhia e que prevalecia no setor elétrico brasileiro era o de registrar a aplicação destes recursos à medida em que os programas eram executados e os gastos incorridos. Esse procedimento prejudicava o atendimento ao princípio do confronto da receita e despesa, uma vez que o mês da aplicação dos recursos não coincidia com o da competência da receita.

De acordo com o novo procedimento contábil, a parcela da receita da Companhia destinada à aplicação em programas de pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico está sendo reconhecida no mesmo mês de competência da receita, na rubrica "Aplicação em pesquisa e desenvolvimento", no grupo Dedução da Receita Operacional Bruta.

4 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Certificado de Depósito Bancário – CDB	34.492	12.608	51.836	55.780
Letras do Tesouro Nacional – LTN	-	173.816	-	174.890
Notas do Banco Central – NBC - E	-	19.749	-	31.731
Notas do Tesouro Nacional – NTN - D	-	-	4.508	5.059
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais	153.637	37.148	157.341	83.137
Operações Compromissadas com Títulos Privados	-	-	22.165	-
Outras	-	69	-	129
(-) Garantia de operações de *swaps* no Fundo de Investimentos Exclusivo	-	(36.341)	-	(36.341)
	188.129	**207.049**	**235.850**	**314.385**
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(1.777)	(11.896)	(2.603)	(17.427)
	186.352	**195.153**	**233.247**	**296.958**

A Companhia possui Fundo de Investimentos Exclusivo que, em 31.12.2006, era composto por CDB e operações compromissadas, lastreadas em LTN. Os ativos que compõem o fundo estão segregados nas demonstrações contábeis de acordo com as suas naturezas.

O valor de R$ 36.341, relativo a garantia contratual das operações de *swaps*, foi liberado em dezembro de 2006. Este montante estava apresentado no ativo circulante, na rubrica "Cauções e depósitos vinculados".

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída para cobrir possíveis perdas decorrentes das aplicações em CDB que a Companhia e a controlada CEM possuem no Banco Santos, o qual teve a sua falência decretada em 2005. Baseados nas condições estabelecidas no Pedido de Falência e nas considerações do Administrador Judicial da Massa Falida, no exercício de 2006, a provisão foi baixada como perda, na controladora e no consolidado, nos valores de R$ 10.119 e R$ 14.824, respectivamente.

5 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				
	2006				2005
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	181.914	-	-	181.914	178.112
Comercializadoras	75.307	-	-	75.307	67.753
Consumidores livres	28.832	492	-	29.324	28.870
Exportação	-	-	740	740	1.940
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	19.537	-	-	19.537	15.630
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	7.618	-	223	7.841	10.428
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	109.873	-	11.947	121.820	121.804
	137.028	-	12.170	149.198	147.862
	423.081	**492**	**12.910**	**436.483**	**424.537**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(109.873)	-	(11.947)	(121.820)	(121.745)
	313.208	**492**	**963**	**314.663**	**302.792**
Longo prazo					
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	13.820	-	-	13.820	27.697
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	2.243	-	-	2.243	10.617
	16.063	**-**	**-**	**16.063**	**38.314**

	Consolidado				
	2006				2005
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	184.662	-	-	184.662	180.651
Comercializadoras	75.136	-	-	75.136	54.787
Consumidores livres	67.346	492	-	67.838	54.971
Exportação	-	-	740	740	1.940
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Correntes	380	-	-	380	-
- Parcelamentos	19.537	-	-	19.537	15.630
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	7.618	-	223	7.841	10.428
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	13.944	124.442	124.697
	138.033	-	14.167	152.200	150.755
	465.177	**492**	**14.907**	**480.576**	**443.104**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(122.499)
	354.679	**492**	**2.831**	**358.002**	**320.605**
Longo prazo					
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	13.820	-	-	13.820	27.697
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	2.243	-	-	2.243	10.617
	16.063	**-**	**-**	**16.063**	**38.314**

Os valores vencidos há mais de 90 dias relativos a transações no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE referem-se a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A provisão para devedores duvidosos sobre os valores vincendos foi constituída em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do MAE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico.

6 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Circulante				
ICMS	44.375	40.354	45.857	41.459
Imposto de renda	9.021	5.538	10.369	7.857
Contribuição social	2.945	2.806	3.199	3.092
COFINS	1.139	1.923	1.139	3.174
PIS	249	418	249	690
INSS	7.245	198	7.245	198
	64.974	**51.237**	**68.058**	**56.470**
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	(41.351)	(39.751)	(41.351)	(39.751)
	23.623	**11.486**	**26.707**	**16.719**
Longo prazo				
ICMS	3.110	2.692	5.880	5.852
COFINS	5.943	3.652	5.953	3.652
PIS	1.289	792	1.291	792
	10.342	**7.136**	**13.124**	**10.296**

Em 2006, foi deferido processo administrativo em favor da Companhia relativo ao recolhimento indevido de INSS sobre o Programa de Demissão Voluntária – PDV. Este montante vem sendo compensado com o INSS corrente.

A provisão para perdas na realização de crédito acumulado de ICMS decorrente da aquisição de gás natural para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total dos créditos naquele Estado, tendo em vista que a venda de energia elétrica ocorria com diferimento de ICMS.

7 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Controladora				
	2006				2005
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	136.667	34.167	-	34.167	34.167
Benefícios pós-emprego	167.999	42.000	15.120	57.120	66.149
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	121.820	30.455	10.964	41.419	41.393
Provisão para contingências	98.724	24.680	8.885	33.565	49.028
Provisão para depreciação acelerada UTE W. Arjona	28.531	7.133	2.568	9.701	10.836
Provisão para perdas com créditos de ICMS	41.351	10.338	3.722	14.060	13.516
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	16.858	4.214	1.517	5.731	5.100
Provisão para perdas em aplicações financeiras	1.777	444	160	604	4.045
Provisão honorários advocatícios e de auditoria	1.355	339	122	461	215
Provisão para perdas com *swaps*	4.526	1.132	407	1.539	-
Ajuste a valor presente de valores a receber	25.290	6.322	2.276	8.598	-
Provisão para grandes manutenções	-	-	-	-	15.706
Base negativa da contribuição social	-	-	-	-	537
		161.224	**45.741**	**206.965**	**267.974**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		15.377	4.306	19.683	81.097
Não circulante		145.847	41.435	187.282	186.877
		161.224	**45.741**	**206.965**	**267.974**

Natureza dos créditos	Consolidado				
	2006				2005
	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	-	-	-	27.282
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	136.667	34.167	-	34.167	34.167
Benefícios pós-emprego	167.999	42.000	15.120	57.120	66.149
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.649
Provisão para contingências	100.899	25.224	9.081	34.305	49.800
Provisão para depreciação acelerada UTE W. Arjona	28.531	7.133	2.568	9.701	10.836
Provisão para perdas com créditos de ICMS	41.351	10.338	3.722	14.060	13.516
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	16.858	4.214	1.517	5.731	5.100
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	5.926
Provisão honorários advocatícios e de auditoria	1.355	339	122	461	215
Provisão para perdas com *swaps*	4.526	1.132	407	1.539	-
Ajuste a valor presente de valores a receber	25.290	6.322	2.276	8.598	-
Provisão para grandes manutenções	-	-	-	-	15.777
Prejuízo fiscal	4.576	1.144	-	1.144	2.692
Base negativa da contribuição social	5.049	-	454	454	1.544
		163.307	**46.533**	**209.840**	**274.653**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		16.572	4.779	21.351	82.344
Não circulante		146.735	41.754	188.489	192.309
		163.307	**46.533**	**209.840**	**274.653**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas. No que se refere ao ativo fiscal diferido decorrente de prejuízo fiscal e da base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de sua base, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subseqüentes.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia indicam que os ativos fiscais diferidos existentes serão totalmente recuperados por lucros tributáveis futuros. Referidos estudos técnicos estão em consonância com a Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

O horizonte de realização desses ativos e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	Controladora	Consolidado
Ativo fiscal diferido, registrado		
2008	12.676	12.997
2009	17.620	18.084
2010	31.183	31.219
2011	54.005	54.296
2012	11.034	11.068
2013 a 2015	30.414	30.465
2016 em diante	30.350	30.360
	187.282	**188.489**
Ativo fiscal diferido, não registrado		
2017 em diante	**21.294**	**21.294**
	208.576	**209.783**

O ativo fiscal diferido não registrado corresponde a Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC. A sua realização ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, em observância à Instrução CVM nº 371/02.

8 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2006		2005	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.165.981**	**1.165.981**	**1.048.120**	**1.048.120**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.746	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	1.784	-	1.614	-
Doações	2.235	2.235	1.049	1.049
Outras despesas indedutíveis	314	314	36	36
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(120.284)	(120.284)	(116.885)	(116.885)
Provisão para perdas UTE Jacuí	(303.131)	-	(303.040)	-
Remuneração das Imobilizações em Curso RIC	(84.893)	-	(87.809)	-
Reversão de juros sobre o capital próprio	(213.000)	(213.000)	(271.700)	(271.700)
Base de cálculo dos tributos no resultado	**455.752**	**835.246**	**278.131**	**660.620**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(113.938)**	**(75.172)**	**(69.533)**	**(59.456)**
Incentivos fiscais	2.181	-	934	-
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	24	-	24	-
Outros	70	-	26	(19)
Imposto de renda e contrib.social - resultado	**(111.663)**	**(75.172)**	**(68.549)**	**(59.475)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(98.489)	(42.610)	(94.663)	(28.942)
Diferido	(13.174)	(32.562)	26.114	(30.533)
	(111.663)	**(75.172)**	**(68.549)**	**(59.475)**

	Consolidado			
	2006		2005	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.226.977**	**1.226.977**	**1.104.052**	**1.104.052**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.746	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	1.999	-	2.151	-
Doações	5.726	5.726	1.319	1.319
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio	8.243	8.243	-	-
Outras despesas indedutíveis	345	345	38	38
Exclusões				
Provisão para perdas UTE Jacuí	(303.131)	-	(303.040)	-
Remuneração das Imobilizações em Curso RIC	(84.893)	-	(87.809)	-
Reversão de juros sobre o capital próprio	(213.000)	(213.000)	(271.700)	(271.700)
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(12.801)	(10.951)	(8.323)	(6.861)
Equivalência patrimonial	(300)	(300)	-	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	**635.911**	**1.017.040**	**443.434**	**826.848**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(158.978)**	**(91.534)**	**(110.859)**	**(74.416)**
Incentivos fiscais	2.503	-	1.204	-
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	108	-	108	-
Outros	70	-	26	(19)
Imposto de renda e contrib.social - resultado	**(156.297)**	**(91.534)**	**(109.521)**	**(74.435)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(140.376)	(57.986)	(133.677)	(43.201)
Diferido	(15.921)	(33.548)	24.156	(31.234)
	(156.297)	**(91.534)**	**(109.521)**	**(74.435)**

9 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Em junho de 2004 e julho de 2005, a Companhia transferiu 33,33%, em cada ano, do projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA. A ELEJA é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do projeto Jacuí. Nos termos do contrato de transferência, o então percentual remanescente da Companhia no projeto Jacuí ficou sendo objeto de opções recíprocas de compra, pela ELEJA, e de venda, pela Companhia. Em 28.03.2006 a ELEJA adquiriu da Companhia participação remanescente de 33,34%, passando a ser titular da totalidade do mesmo, mediante o exercício da segunda das suas opções de compra previstas no contrato. Nos termos do contrato, a ELEJA assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto Jacuí.

De acordo com as condições contratuais os valores da venda estão sendo atualizados pelo IGP-DI e serão recebidos em 36 parcelas a partir da data de início da operação comercial da UTE Jacuí ou da data que se completarem quatro anos, contados a partir da venda e exercícios de opção de compra, o que ocorrer primeiro.

Considerando que os valores contratuais estão a preço futuro, a Companhia procedeu, em 2006, o seu ajuste a valor presente, aplicando a taxa de desconto de 10% a.a. Os valores nominais e os descontados a valor presente, na controladora e no consolidado, são como se segue:

	2006	2005
Valor da alienação	93.855	60.220
(-) Ajuste a valor presente	(25.290)	-
	68.565	**60.220**

10 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Participações societárias permanentes avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	841.543	885.001	34.757	41.503
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	1.742	1.742	1.742	1.742
Outros investimentos	374	374	374	374
	843.659	**887.117**	**36.873**	**43.619**

b) Participações societárias permanentes

Empresas	2006				2005	
	Lote de Mil Ações ou Quotas	Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido	Patrimônio Líquido
Itá Energética S.A. ITASA	253.607	48,75	28.380	567.580	16.255	545.941
Companhia Energética Meridional - CEM	344.528	99,99	88.217	480.558	78.446	532.009
Lages Bioenergética Ltda.	30.530	99,99	15.929	32.416	11.725	32.255
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	99,99	2.031	17.113	10.459	13.082
Delta Energética S.A.	35	99,99	(28)	3	-	6

c) Movimentação dos investimentos

Empresas	Saldo em 31.12.2004	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Amortização do Ágio	Dividendos	Saldo em 31.12.2005
ITASA						
Equivalência Patrimonial	253.751	-	16.255	-	(3.860)	266.146
Ágio	12.588	-	-	(2.289)	-	10.299
CEM						
Equivalência Patrimonial	348.562	200.000	78.446	-	(95.000)	532.008
Ágio	35.661	-	-	(4.457)	-	31.204
Lages Bioenergética	30.530	-	11.725	-	(10.000)	32.255
Tractebel Comercializadora	1.423	1.200	10.459	-	-	13.082
Delta Energética	7	-	-	-	-	7
	682.522	**201.200**	**116.885**	**(6.746)**	**(108.860)**	**885.001**

Empresas	Saldo em 31.12.2005	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Ajuste Exerc. Anterior	Amortização do Ágio	Dividendos	Saldo em 31.12.2006
ITASA							
Equival. Patrimonial	266.146	-	13.835	-	-	(3.286)	276.695
Ágio	10.299	-	-	-	(2.289)	-	8.010
CEM							
Equival. Patrimonial	532.008	-	88.217	139	-	(139.806)	480.558
Ágio	31.204	-	-	-	(4.457)	-	26.747
Lages Bioenergética	32.255	-	15.929	161	-	(15.929)	32.416
Tractebel Comercializadora	13.082	2.000	2.031	-	-		17.113
Delta Energética	7	25	(28)	-	-	-	4
	885.001	**2.025**	**119.984**	**300**	**(6.746)**	**(159.021)**	**841.543**

Do total dos dividendos propostos pelas controladas, R$ 56.000 foram recebidos em 2006 e R$ 103.021 serão recebidos em 2007, em data a ser definida pela Diretoria das Empresas.

d) Participações societárias permanentes

Itá Energética S.A. – ITASA (controlada em conjunto)

As ações representativas do capital social da ITASA são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional – CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A ITASA tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria, através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da ANEEL, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, entre os Municípios de Itá (SC) e Aratiba (RS) e possui capacidade instalada de 1.450 MW, proveniente de 5 grupos geradores de 290 MW, e 720 MW médios de energia assegurada.

Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada ITASA tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

O ágio na aquisição do investimento tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos. A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com as premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para o período de concessão de 35 anos. A avaliação considerou a relação de *debt/equity* de 50/50 para a implementação do projeto Itá, utilizando-se taxas de desconto de 11,0% para capital de terceiros e de 11,5% para capital próprio.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	**2006**	**2005**
Circulante	74.786	66.067
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	3.743	9.521
Permanente	1.022.962	1.064.089
	1.026.705	1.073.610
	1.101.491	**1.139.677**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Circulante	109.534	104.004
Passivo não circulante		
Exigível a longo prazo	424.377	489.732
Patrimônio líquido	567.580	545.941
	1.101.491	**1.139.677**
RESULTADO		
Receitas operacionais brutas	219.049	233.129
Deduções da receita operacional	(22.280)	(21.564)
Receitas líquidas de vendas	**196.769**	**211.565**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda	(16)	(1.336)
Custo de produção de energia elétrica	(45.431)	(52.657)
	(45.447)	**(53.993)**
LUCRO BRUTO	**151.322**	**157.572**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(29.926)	(19.859)
Despesas gerais e administrativas	(19.526)	(19.138)
	(49.452)	**(38.997)**
Resultado do serviço	**101.870**	**118.575**
Despesas financeiras, líquidas	**(59.434)**	**(67.975)**
RESULTADO OPERACIONAL	**42.436**	**50.600**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**432**	**-**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**42.868**	**50.600**
Imposto de renda e contribuição social	(14.488)	(17.256)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**28.380**	**33.344**

Companhia Energética Meridional – CEM (controlada)

A CEM detém a concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW e 273,4 MW médios de energia assegurada. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência de 35 anos, a partir de 27.08.1998.

O ágio na aquisição do controle acionário tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos. A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina, ajustado a valor presente com taxa de desconto de 14% a.a.. A avaliação levou em consideração a relação *debt/equity* de 70/30 para a construção da usina.

Lages Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lages detém a autorização da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages – SC, com um turbogerador a vapor de 28 MW, utilizando resíduos de madeira como combustível. A unidade de cogeração possui um sistema de transmissão de interesse restrito, composto de uma subestação com transformador de 31.250 kVA – 13,8/138 kV e de uma linha de transmissão de 138 kV, em circuito simples, de aproximadamente 5 km de extensão. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A Usina de Co-geração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo (MDL) da ONU por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

O mercado de comercialização de créditos de carbono movimenta as economias de países desenvolvidos e em desenvolvimento desde fevereiro de 2005, quando entrou em vigor o Protocolo de Kyoto. Para chegar até a condição de potencial comercializadora dos créditos, a Lages teve que cumprir uma série de exigências de diferentes organismos, como o próprio Protocolo de Kyoto, as Nações Unidas, o Governo Federal e auditores independentes.

A usina, que consome 15 mil toneladas de resíduos de madeira/mês, demonstrou que vai reduzir e, em conseqüência, negociar 220 mil toneladas equivalentes de CO2 por ano.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (controlada)

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Delta Energética S. A. (controlada)

A Companhia detém 34.999 das 35.000 ações que compõem o capital social da Delta. A controlada não exerceu atividades até o presente momento.

11 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Consolidado					
	2006				2005	
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Empresa
Imobilizações em Serviço						
Geração Hidráulica						
UHE Salto Santiago	2,5	640.750	(490.255)	150.495	163.652	Controladora
UHE Salto Osório	2,8	304.141	(233.387)	70.754	69.241	Controladora
UHE Passo Fundo	2,5	123.027	(92.674)	30.353	33.261	Controladora
UHE Itá (em consórcio)	2,3	1.781.075	(259.809)	1.521.266	1.560.796	Controladora/ ITASA
UHE Machadinho (em consórcio)	2,4	179.161	(20.096)	159.065	164.143	Controladora
UHE Cana Brava	2,5	874.444	(93.514)	780.930	799.252	CEM
		3.902.598	**(1.189.735)**	**2.712.863**	**2.790.345**	
Geração Térmica						
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.451.072	(1.262.294)	1.188.778	1.271.460	Controladora
UTE Charqueadas	4,4	56.641	(49.303)	7.338	6.572	Controladora
UTE Alegrete	4,1	8.114	(7.263)	851	861	Controladora
UTE William Arjona	4,3	174.487	(69.267)	105.220	107.496	Controladora
Unidade de Cogeração Lages	4,3	73.467	(8.229)	65.238	62.972	Lages
		2.763.781	**(1.396.356)**	**1.367.425**	**1.449.361**	
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**36.932**	**(19.440)**	**17.492**	**15.731**	Consolidado
		6.703.311	**(2.605.531)**	**4.097.780**	**4.255.437**	
Imobilizações em Curso						
Geração Hidráulica		22.499	-	22.499	21.191	Controladora/ ITASA/CEM
Geração Térmica		32.214	-	32.214	47.501	Controladora/ Lages
Equipamentos Gerais e Outros		6.024	-	6.024	5.339	Controladora
		60.737	**-**	**60.737**	**74.031**	
Total das imobilizações		**6.764.048**	**(2.605.531)**	**4.158.517**	**4.329.468**	
Obrigações especiais		(9.619)	-	(9.619)	(56.689)	Controladora/ Lages
		6.754.429	**(2.605.531)**	**4.148.898**	**4.272.779**	

b) **Mutação do ativo imobilizado**

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	**Em curso**	**Total**	**Em serviço**	**Em curso**	**Total**
Saldo em 31.12.2004	**3.052.582**	**80.211**	**3.132.793**	**4.412.892**	**96.537**	**4.509.429**
Aquisições	-	36.803	36.803	-	43.198	43.198
Transferências	26.808	(26.808)	-	39.447	(39.447)	-
Depreciação	(157.745)	-	(157.745)	(195.171)	-	(195.171)
Baixas	(1.723)	(26.259)	(27.982)	(1.731)	(26.257)	(27.988)
Saldo em 31.12.2005	**2.919.922**	**63.947**	**2.983.869**	**4.255.437**	**74.031**	**4.329.468**
Aquisições	-	64.347	64.347	-	69.040	69.040
Transferências	46.660	(46.660)	-	55.590	(55.590)	-
Depreciação	(159.442)	-	(159.442)	(196.727)	-	(196.727)
Baixas	(16.101)	(26.744)	(42.845)	(16.520)	(26.744)	(43.264)
	2.791.039	**54.890**	**2.845.929**	**4.097.780**	**60.737**	**4.158.517**
Obrigações Especiais	(9.494)	-	(9.494)	(9.619)	-	(9.619)
Saldo em 31.12.2006	**2.781.545**	**54.890**	**2.836.435**	**4.088.161**	**60.737**	**4.148.898**

c) **Obrigações especiais**

Referem-se a obrigações vinculadas ao serviço público de energia elétrica e representam os valores aplicados nos empreendimentos sob concessão, com recursos da União e de doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador. A quitação dessas obrigações dar-se-á no vencimento das respectivas concessões, estabelecido pelo Poder Concedente. A composição destas obrigações é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2006	**2005**	**2006**	**2005**
Doações e subvenções destinadas a investimentos	867	47.937	992	48.062
Reversão e amortização	2.230	2.230	2.230	2.230
Participação da União	3.758	3.758	3.758	3.758
Outras	2.639	2.639	2.639	2.639
	9.494	**56.564**	**9.619**	**56.689**

Em 2006, em decorrência da alienação do projeto Jacuí, as obrigações especiais relativas ao referido empreendimento foram baixadas.

d) **Concessões e autorizações do Órgão Regulador**

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	**Capacidade Instalada MW**	**Data do ato**	**Vencimento**
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. – ITASA (ver Nota 10-d).

A concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho, do qual a Companhia é a líder e detém participação de 16,94%.

e) Usina Termelétrica Jacuí

Em 28.03.2006, a Companhia alienou a participação remanescente de 33,34% do projeto Jacuí por R$ 31.362. Os valores associados aos ativos baixados pela Companhia são os seguintes:

Custo bruto	401.138
Remuneração das imobilizações em curso - RIC	(71.263)
Subtotal	329.875
Reversão de provisão para perda na recuperação do ativo	(303.131)
Total	**26.744**

f) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

g) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a Usina Termelétrica Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete – RS, de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

12 – ATIVO INTANGÍVEL

	Consolidado					
	2006				2005	
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Empresa
Direito de exploração UHE Cana Brava	3,2	88.664	(12.642)	76.022	78.868	CEM
Direito de uso de softwares	20,0	8.394	(7.106)	1.288	1.821	Consolidado
		97.058	**(19.748)**	**77.310**	**80.689**	

13 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da usina termelétrica William Arjona, com potência total de 70 MW, utilizam gás natural para geração de energia elétrica e foram implantadas com o objetivo específico de atender a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, sob a regência do Contrato de Suprimento de Energia Elétrica firmado em 10.01.2002, com vigência até 31.12.2004.

A Administração da Companhia vinha considerando a possibilidade de desativar tais unidades geradoras no final do contrato com a CBEE. Em linha com esta possibilidade, a Companhia amortizou o valor econômico destes ativos no período de sua utilização, atingindo um valor residual compatível com o valor estimado de alienação.

Em 26 de outubro de 2004 a Administração da Companhia comunicou à Assessoria do Ministério de Minas e Energia que, após o término do contrato com a CBEE, as referidas unidades geradoras seriam mantidas e estariam à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir de 1º de janeiro de 2005, nas mesmas condições das unidades 1, 2 e 3.

Desta forma, o processo de depreciação das referidas unidades não foi interrompido. Concomitantemente com a depreciação, a Companhia está revertendo a amortização acelerada reconhecida ao longo do contrato com a CBEE.

O valor residual das unidades geradoras 4 e 5, em 31.12.2006, é de R$ 33.134.

14 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Energia elétrica comprada de terceiros	77.257	41.941	70.244	13.129
Transações no âmbito da CCEE	75.921	896	75.922	946
Encargos de uso da rede elétrica	44.379	33.254	48.880	37.122
Combustíveis fósseis / biomassa	6.252	19.187	6.334	19.367
Materiais e serviços	32.115	17.661	37.939	23.782
	235.924	**112.939**	**239.319**	**94.346**

15 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição

	Controladora					
	2006			2005		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	24.799	223.460	248.259	83.419	263.997	347.416
BNP Paribas (*Floating Rate Note*)	112.810	-	112.810	-	110.762	110.762
Deutsche Bank	4.107	8.215	12.322	4.497	13.491	17.988
ABN AMRO Bank	6.029	3.015	9.044	6.601	9.901	16.502
Encargos	5.966	-	5.966	6.054	-	6.054
	153.711	**234.690**	**388.401**	**100.571**	**398.151**	**498.722**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	87.437	93.402	180.839	79.149	174.443	253.592
BNDES	9.769	1.987	11.756	8.488	11.707	20.195
Banco do Brasil	3.529	14.118	17.647	3.530	17.648	21.178
Encargos	1.706	-	1.706	2.397	-	2.397
	102.441	**109.507**	**211.948**	**93.564**	**203.798**	**297.362**
	256.152	**344.197**	**600.349**	**194.135**	**601.949**	**796.084**

	Consolidado					
	2006			2005		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	24.799	223.460	248.259	83.419	263.997	347.416
BNP Paribas (Floating Rate Note)	112.810	-	112.810	-	110.762	110.762
Deutsche Bank	4.107	8.215	12.322	4.497	13.491	17.988
ABN AMRO Bank	6.029	3.015	9.044	6.601	9.901	16.502
Encargos	5.966	-	5.966	6.054	-	6.054
	153.711	**234.690**	**388.401**	**100.571**	**398.151**	**498.722**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	87.437	93.402	180.839	79.149	174.443	253.592
BNDES	36.674	150.498	187.172	34.920	184.040	218.960
Agentes Financiadores - BNDES	14.935	85.879	100.814	14.673	99.043	113.716
Banco do Brasil	3.529	14.118	17.647	3.530	17.648	21.178
BRDE	6.785	31.664	38.449	6.627	37.813	44.440
Encargos	3.008	-	3.008	3.873	-	3.873
	152.368	**375.561**	**527.929**	**142.772**	**512.987**	**655.759**
	306.079	**610.251**	**916.330**	**243.343**	**911.138**	**1.154.481**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2004	**196.195**	**886.901**	**1.083.096**	**277.712**	**1.539.409**	**1.817.121**
Transferências	182.815	(182.815)	-	516.381	(516.381)	-
Encargos gerados	84.564	-	84.564	130.848	5.031	135.879
Variações monetárias/cambiais	(21.583)	(91.753)	(113.336)	(23.390)	(106.537)	(129.927)
Remuneração de garantias depositadas	-	(10.384)	(10.384)	-	(10.384)	(10.384)
Amortizações	(247.856)	-	(247.856)	(658.208)	-	(658.208)
Saldo em 31.12.2005	**194.135**	**601.949**	**796.084**	**243.343**	**911.138**	**1.154.481**
Transferências	243.997	(243.997)	-	292.859	(292.859)	-
Encargos gerados	68.583	-	68.583	100.758	2.238	102.996
Variações monetárias/cambiais	(4.133)	(21.005)	(25.138)	(4.133)	(17.516)	(21.649)
Remuneração de garantias depositadas	-	7.250	7.250	-	7.250	7.250
Amortizações	(246.430)	-	(246.430)	(326.748)	-	(326.748)
Saldo em 31.12.2006	**256.152**	**344.197**	**600.349**	**306.079**	**610.251**	**916.330**

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	2006			2005		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	128.392	274.502	45,73	142.985	334.686	42,04
Euro – EUR	40.386	113.899	18,97	50.446	139.687	17,55
Libra Esterlina – GBP	-	-	-	6.054	24.349	3,06
		388.401	**64,70**		**498.722**	**62,65**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		182.286	30,36		255.622	32,11
Não indexado		29.662	4,94		41.740	5,24
		211.948	**35,30**		**297.362**	**37,35**
		600.349	**100,00**		**796.084**	**100,00**

	Consolidado					
	2006			2005		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	128.392	274.502	29,96	142.985	334.686	28,99
Euro – EUR	40.386	113.899	12,43	50.446	139.687	12,10
Libra Esterlina – GBP	-	-	-	6.054	24.349	2,11
		388.401	**42,39**		**498.722**	**43,20**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		182.286	19,89		255.622	22,14
URTJLP		315.981	34,48		358.397	31,04
Não indexado		29.662	3,24		41.740	3,62
		527.929	**57,61**		**655.759**	**56,80**
		916.330	**100,00**		**1.154.481**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

	%	
Moeda – indexador	**2006**	**2005**
Dólar Americano – USD	(8,66)	(11,82)
Libra Esterlina – GBP	4,06	(21,53)
Euro – EUR	1,85	(23,50)
TJLP	7,87	9,75

e) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos a longo prazo

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2008	31.921	30.360	62.281	31.921	78.990	110.911
2009	26.222	30.974	57.196	26.222	79.604	105.826
2010	19.430	33.848	53.278	19.430	82.478	101.908
2011	19.430	14.325	33.755	19.430	62.955	82.385
2012	14.379	-	14.379	14.379	46.368	60.747
De 2013 até 2024	123.308	-	123.308	123.308	25.166	148.474
	234.690	**109.507**	**344.197**	**234.690**	**375.561**	**610.251**

f) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos a taxas fixas e flutuantes, assim distribuídas

Na controladora

Mercado interno

Taxas fixas de 9,29% a 12,00% a.a. (Em 2005, 9,29% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes de 6,85% a 17,94% a.a. (Em 2005, 9,75% a 19,65% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2005, de 6,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 4,64% a 10,85% a.a. (Em 2005, de 2,67% a 9,30% a.a.)

No consolidado

Mercado interno
Taxas fixas de 9,29% a 12,00% a.a. (Em 2005, de 9,29% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes de 6,85% a 17,94% a.a. (Em 2005, 9,75% a 19,65% a.a.)

Mercado externo
Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2005, de 6,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 4,64% a 10,85% a.a. (Em 2005, de 2,67% a 9,30% a.a.)

g) Garantias

g.1) Tractebel Energia S.A.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) Cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R$ 70.681, em 31.12.2006, que está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente.

ABN AMRO Bank: Nota Promissória, com vencimento à vista, no valor correspondente ao do financiamento.

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

ELETROBRÁS: (a) Procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) Notas Promissórias no montante referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais.

BNDES: Cessão e transferência ao Banco do valor equivalente a 1,33% do seu faturamento mensal, a ser feita através de depósitos na Conta Arrecadadora e Conta Vinculada.

Banco do Brasil: (a) Cessão e transferência de crédito no valor de R$ 8.726, anuais, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) Caução de Nota Promissória no valor correspondente ao do financiamento.

g.2) Itá Energética S.A. - ITASA

BNDES e Agentes Financeiros: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; (b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com suas investidoras; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da ITASA ao BNDES e Agentes Financeiros.

g.3) Companhia Energética Meridional - CEM

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures: (a) Cessão de todas as receitas e demais valores recebidos decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava; (b) essão do direito de receber todos e quaisquer valores que venham a ser exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente, nos termos da Concessão, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da Concessão; (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a seis meses do serviço da dívida.

g.4) Lages Bioenergética Ltda.

BRDE: (a) Cessão dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Tractebel; (b) cessão dos Direitos de Indenização decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Vapor e Compra e Venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e a Battistella Ind. e Com. Ltda.; (c) cessão dos Direitos Emergentes da Autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica; (d) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

16 – DEBÊNTURES

a) Composição

	2006					2005
	Circulante			Não		
	Encargos	Principal	Total	circulante	Total	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Série	8.843	4.939	13.782	140.000	153.782	146.892
2ª Série	1.222	-	1.222	60.000	61.222	61.742
Total Controladora	**10.065**	**4.939**	**15.004**	**200.000**	**215.004**	**208.634**
CEM (Série Única)	**2.026**	**9.789**	**11.815**	**74.204**	**86.019**	**93.437**
ITASA (1ª e 2ª Séries)	**2.825**	**8.190**	**11.015**	**49.140**	**60.155**	**67.215**
Total Consolidado	**14.916**	**22.918**	**37.834**	**323.344**	**361.178**	**369.286**

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2004	-	-	-	**23.360**	**153.620**	**176.980**
Ingressos	-	200.000	200.000	-	200.000	200.000
Transferências	-	-	-	16.807	(16.807)	-
Encargos gerados	17.073	-	17.073	33.701	3.035	36.736
Variações monetárias	-	(1.652)	(1.652)	1.010	(1.652)	(642)
Amortizações	(6.787)	-	(6.787)	(43.788)	-	(43.788)
Saldo em 31.12.2005	**10.286**	**198.348**	**208.634**	**31.090**	**338.196**	**369.286**
Transferências	4.938	(4.938)	-	22.868	(22.868)	-
Encargos gerados	20.928	-	20.928	35.990	1.426	37.416
Variações monetárias	-	6.590	6.590	2.359	6.590	8.949
Amortizações	(21.148)	-	(21.148)	(54.473)	-	(54.473)
Saldo em 31.12.2006	**15.004**	**200.000**	**215.004**	**37.834**	**323.344**	**361.178**

c) Condições contratadas

	Quantidade em circulação	Remuneração	Condições de Pagamento		Garantia
			Juros/atualização monetária	Principal	
Tractebel					
1ª Série	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
2ª Série	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
CEM					
(Série Única)	7.773	TJLP + 4% a.a. (*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,2752% em 01.04.07, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
ITASA					
1ª Série e 2ª Série	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

d) Variação dos indexadores

	%	
Moeda – indexador	**2006**	**2005**
TJLP	7,87	9,75
IGP-M	3,83	1,21
CDI	15,03	19,00

e) Vencimentos das debêntures a longo prazo

	Controladora	Consolidado
2008	-	18.958
2009	-	20.035
2010	60.000	81.219
2011	140.000	162.522
2012	-	22.522
2013	-	18.088
	200.000	**323.344**

17 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora			
	2006			2005
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Provisões trabalhistas	10.515	-	10.515	9.772
Provisão para grandes manutenções	-	-	-	46.193
Provisão bônus gerencial e participação nos resultados	16.858	-	16.858	15.000
Outras	1.169	653	1.822	662
	28.542	**653**	**29.195**	**71.627**

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

A partir de 2006, a Companhia mudou o critério de reconhecimento da provisão para gastos com grandes manutenções de seu parque gerador, em atendimento à Interpretação Técnica nº 01/2006, do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON, e ajustou o saldo de 31.12.2005, em contrapartida da conta de Lucros acumulados. (ver Nota 22-d)

Consolidado

O balanço patrimonial consolidado de 2006 inclui o valor de R$ 108, referente a provisões trabalhistas reconhecidas no passivo circulante da controlada ITASA. Em 2005, o balanço patrimonial consolidado incluía o valor de R$ 485, relativo a provisões trabalhistas e para manutenções programadas, registradas nas controladas.

18 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A companhia possui notificações fiscais e cíveis que estão sendo impugnadas administrativamente, bem como processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

a) Composição

	Controladora			
	2006			2005
	Provisão bruta	(-) Depósitos judiciais	Provisão líquida	Provisão líquida
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.876	16.351	1.525	4.840
Periculosidade	700	590	110	593
Horas extras	787	565	222	166
Equiparação salarial e enquadramento funcional	819	190	629	579
Horas *in itinere*	831	797	34	590
Outras	2.977	2.568	409	700
	23.990	**21.061**	**2.929**	**7.468**
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	15.970	-	15.970	63.097
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20.662	-	20.662	20.317
Atingidos pela UHE Itá	875	-	875	1.679
Danos emergentes e lucros cessantes	755	-	755	100
Outras	775	-	775	752
	39.037	**-**	**39.037**	**85.945**
Fiscais				
Contribuição Social	12.077	3.119	8.958	13.446
INSS	23.620	10.503	13.117	11.861
	35.697	**13.622**	**22.075**	**25.307**
	98.724	**34.683**	**64.041**	**118.720**
Classificação no Balanço				
Circulante			11.000	41.595
Não circulante			53.041	77.125
			64.041	**118.720**

	Consolidado			
	2006			2005
	Provisão bruta	(-) Depósitos judiciais	Provisão líquida	Provisão líquida
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.876	16.351	1.525	4.840
Periculosidade	700	590	110	593
Horas extras	787	565	222	166
Equiparação salarial e enquadramento funcional	819	190	629	579
Horas *in itinere*	831	797	34	590
Outras	2.977	2.568	409	700
	23.990	**21.061**	**2.929**	**7.468**
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	15.970	-	15.970	64.334
Doença ocupacional e acidente do trabalho	20.662	-	20.662	20.317
Atingidos pela UHE Itá	2.489	-	2.489	3.028
Danos emergentes e lucros cessantes	755	-	755	100
Outras	2.615	-	2.615	1.674
	42.491	**-**	**42.491**	**89.453**
Fiscais				
Contribuição Social	12.077	3.119	8.958	13.446
INSS	23.620	10.503	13.117	11.861
	35.697	**13.622**	**22.075**	**25.307**
	102.178	**34.683**	**67.495**	**122.228**
Classificação no Balanço				
Circulante			11.206	42.326
Não circulante			56.289	79.902
			67.495	**122.228**

O sumário das contingências fiscais cujo risco foi avaliado como provável é como segue:

Contribuição Social - refere-se ao auto de infração originado pela compensação, na apuração da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL dos exercícios de 1996 e 1997, de base negativa da CSLL constituída anteriormente a 1992.

Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) - corresponde a notificações decorrentes de divergência nos recolhimentos de Adicional de Seguro de Acidente do Trabalho sobre o custeio de aposentadoria especial e de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias.

b) Movimentação

	Controladora			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2005	**22.037**	**86.487**	**35.677**	**144.201**
Adições	2.645	1.661	-	4.306
Atualizações	2.462	4.623	5.025	12.110
Pagamentos	(2.638)	(10)	-	(2.648)
Reversões	(516)	(27.129)	(5.005)	(32.650)
Transferência para fornecedores	-	(26.595)	-	(26.595)
Saldo em 31.12.2006	**23.990**	**39.037**	**35.697**	**98.724**

	Consolidado			
	Trabalhistas	Cíveis	Fiscais	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2005	**22.037**	**89.995**	**35.677**	**147.709**
Adições	2.645	2.486	-	5.131
Atualizações	2.462	4.877	5.025	12.364
Pagamentos	(2.638)	(276)	-	(2.914)
Reversões	(516)	(27.996)	(5.005)	(33.517)
Transferência para fornecedores	-	(26.595)	-	(26.595)
Saldo em 31.12.2006	**23.990**	**42.491**	**35.697**	**102.178**

c) Contingências de risco possível ou remoto

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com processos de naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações contábeis. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	Controladora					
	2006					2005
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido	Total líquido
Trabalhistas	10.186	10.928	21.114	4.087	17.027	14.069
Cíveis	9.624	3.580	13.204	-	13.204	27.755
Fiscais	115.542	15.067	130.609	107.117	23.492	2.640
	135.352	**29.575**	**164.927**	**111.204**	**53.723**	**44.464**

	Consolidado					
	2006					2005
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido	Total líquido
Trabalhistas	10.186	10.928	21.114	4.087	17.027	14.069
Cíveis	34.162	13.364	47.526	-	47.526	57.383
Fiscais	135.669	15.067	150.736	127.244	23.492	3.717
	180.017	**39.359**	**219.376**	**131.331**	**88.045**	**75.169**

A Companhia possui depósitos judiciais que estão vinculados a provisões de risco possível e remoto que, na sua maioria, são efetuados para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal. Estes valores estão apresentados no ativo não circulante.

A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei nº 10.833/03. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-lei nº 1.598/1977, o que implica ser a referida Instrução Normativa ilegal.

Em conseqüência, a Companhia está recolhendo o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, depositando os valores que entende indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação.

Na opinião dos consultores jurídicos, o risco de perda da demanda judicial é inferior à chance de êxito, razão pela qual a Companhia não está provisionando o valor não recolhido a partir da competência junho de 2005. A contingência, em 31.12.2006, apresentada como possível é de R$ 112.479 (R$ 32.207 em 31.12.2005).

d) Contingências ativas

De acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, o registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE que, até novembro de 2005, vinha sendo registrado na receita operacional, na rubrica "Subvenção combustível CCC/CDE", passou a ser contabilizado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na conta "combustível para produção de energia elétrica".

A Companhia entende que, em decorrência da alteração da referida prática contábil, o PIS/COFINS recolhidos em função do procedimento contábil anteriormente adotado devem ser recuperados. Assim sendo, está analisando a forma mais adequada de proceder a esta recuperação. O valor da contingência ativa atualizada para 31.12.2006 é de R$ 66.000.

19 – CONCESSÕES A PAGAR

A controlada Companhia Energética Meridional – CEM pagará à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M. Os valores históricos e atualizados, em 31.12.2006, são os seguintes:

	Valor Histórico		Valor Atualizado	
Ano	**Anual**	**Total**	**Anual**	**Total**
De 01.01.2007 a 30.07.2023	680	12.920	1.559	25.849
De 30.08.2023 a 30.07.2033	61.280	612.800	140.470	1.404.701
		625.720		**1.430.550**

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da usina Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

a) Mutação

	Consolidado		
	Circulante	**Não circulante**	**Total**
Saldo em 31.12.2004	**1.472**	**160.417**	**161.889**
Transferências	1.536	(1.536)	-
Encargos gerados	-	15.960	15.960
Variações monetárias	-	3.289	3.289
Amortizações	(1.478)	-	(1.478)
Saldo em 31.12.2005	**1.530**	**178.130**	**179.660**
Transferências	1.564	(1.564)	-
Encargos gerados	-	18.039	18.039
Variações monetárias	-	6.941	6.941
Amortizações	(1.535)	-	(1.535)
Saldo em 31.12.2006	**1.559**	**201.546**	**203.105**

b) Vencimentos da concessão a pagar a longo prazo

2008	1.559
2009	1.559
2010	1.559
2011	1.559
2012	1.559
De 2013 até 2033	193.751
	201.546

20 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar

A Companhia, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar, pessoa jurídica de direito privado, de fins não lucrativos, patrocinada pela Companhia na condição de sua Instituidora e por outras Companhias, pertencentes ao Grupo Suez.

Os Planos de Benefícios administrados pela PREVIG são dos tipos Benefício Definido e Contribuição Definida. O Plano de Benefício Definido encontra-se fechado para novas inscrições de empregados.

a.1) Plano de Benefício Definido

O Plano de Benefício Definido tem regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria e pensão e repartição simples para os auxílios. Os benefícios previstos são os seguintes:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço;
- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

O benefício inicial de complementação de aposentadoria consiste, basicamente, na diferença entre a média aritmética dos 36 últimos salários reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados, mês a mês, pelos mesmos índices adotados pela Previdência Social, e o valor hipotético do benefício de aposentadoria da Previdência Social, calculado com a aplicação das regras que vigoravam antes da entrada em vigor da Lei nº 9.876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício é reajustada anualmente com base na variação do INPC do IBGE.

O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de Benefício Definido era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social ELOS, patrocinada pela Companhia e por outra empresa, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da rescisão do Convênio de Adesão, o Plano de Benefícios composto pelos participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da ELETROSUL, bem como pelos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, continua sob a responsabilidade da Companhia.

Enquanto perdurar esta situação, a Companhia é responsável pelo custeio de 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da outra patrocinadora desta fundação). As despesas são limitadas em 15% das respectivas receitas previdenciais da ELOS vinculadas a essa massa de participantes e o valor de responsabilidade da Companhia no exercício de 2006 foi de R$ 1.402 (R$ 1.777 em 2005).

As partes continuam buscando alternativas àquela aprovada pela SPC para regularizar a situação que se apresenta até o momento.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2006 foi de R$ 2.121 (R$ 2.110 em 2005).

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

	2006	2005
Taxa de desconto (a.a.)	10,75%	11,25%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)	11,00%	11,50%
Crescimento salarial futuro		
- Participante ativo (a.a.)	7,00%	7,50%
- Participante autopatrocinado (a.a.)	5,00%	5,50%
Crescimento dos benefícios da previdência social (a.a.)	5,00%	5,50%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	5,00%	5,50%
Inflação	5,00%	5,50%
Fator de capacidade		
- Salários	100%	100%
- Benefícios	100%	100%

Hipóteses Demográficas

	2006	2005
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)	GAM 1983, com ajuste de idade de -1
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 (por sexo)	IAPB 57
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 Disability Class I (por sexo)	TASA27
Tábua de Rotatividade	T-1 *Service Table*	T-1 *Experience*
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências	Primeira data em que completam todas as carências
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90	90
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

	2006	2005
Participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão	100%	100%
Fator de conversão do SB-40	140%	140%

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações contábeis da Companhia, é a seguinte:

	2006			2005		
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.179.927	-	1.179.927	1.145.672	-	1.145.672
Valor justo dos ativos	(736.567)	-	(736.567)	(689.903)	-	(689.903)
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.628	1.628	-	1.359	1.359
Subtotal	443.360	1.628	444.988	455.769	1.359	457.128
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(130.187)	(707)	(130.894)	(170.048)	(305)	(170.353)
Passivo reconhecido no balanço	**313.173**	**921**	**314.094**	**285.721**	**1.054**	**286.775**

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 8,25 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço, decorrente de benefícios pós-emprego, está coberta por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo, firmado pela Companhia. A composição do passivo nas demonstrações contábeis é a seguinte:

	2006			2005
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	14.155	130.790	144.945	90.043
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	5.495	4.214	9.709	24.999
Passivo atuarial não contratado	719	158.721	159.440	171.733
Passivo atuarial total	**20.369**	**293.725**	**314.094**	**286.775**

A composição dos contratos de confissão de dívidas passadas é como se segue:

	Ano	Amortização	Encargos	2006	2005
ELOS					
Contribuições adicionais	1993	mensal, até 12.2014	INPC + 6% a.a.	74.389	79.371
Parcelamento de dívidas	1993	mensal, até 11.2011	INPC + 6% a.a.	9.609	8.700
Despesas administrativas	2001	mensal, até 03.2006	INPC + 10% a.a.	-	1.972
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04.2011	INPC + 6% a.a.	11.338	-
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12.2023	INPC + 6% a.a.	22.226	-
				117.562	**90.043**
PREVIG					
Cobertura de reservas matemáticas Migração Plano Benefício Definido					
Benefícios concedidos	2006	mensal, até 04.2022	INPC + 6% a.a.	14.669	-
Benefícios a conceder	2006	mensal, até 04.2014	INPC + 6% a.a.	4.651	-
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12.2023	INPC + 6% a.a.	7.318	-
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04.2011	INPC + 6% a.a.	745	-
				27.383	**-**
				144.945	**90.043**

A movimentação do passivo atuarial está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2004	**249.168**	**959**	**250.127**
Despesas do exercício de 2005	75.128	188	75.316
Contribuições reais da Cia. no ano de 2005	(38.575)	-	(38.575)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2005	-	(93)	(93)
Passivo em 31.12.2005	**285.721**	**1.054**	**286.775**
Despesas do exercício de 2006	58.158	199	58.357
Contribuições reais da Cia. no ano de 2006	(30.706)	-	(30.706)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2006	-	(332)	(332)
Passivo em 31.12.2006	**313.173**	**921**	**314.094**

Os valores a serem reconhecidos no resultado, no exercício de 2007, relativamente ao plano de Benefícios Definidos e Gratificação de Confidencialidade, são os seguintes:

	Plano de aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	338	65	403
Custo dos juros	122.470	149	122.619
Rendimento esperado dos ativos do plano	(78.413)	-	(78.413)
Amortização de perdas atuariais	1.284	48	1.332
Contribuição dos empregados	(234)	-	(234)
Total	**45.445**	**262**	**45.707**

a.2) Plano de Contribuição Definida

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG passou a administrar outro plano, do tipo Contribuição Definida, encerrando o plano inicial para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

No plano de Contribuição Definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia (887 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O valor da contribuição da Companhia no exercício de 2006 foi de R$ 3.149 (R$ 2.236 em 2005).

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial correspondente a R$ 4.108 no ano de 2006 (R$ 1.760 em 31.12.2005), paga ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano anterior, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

A Companhia é responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas do Plano de Contribuição Definida até 31.12.2006. A partir daí os mesmos serão rateados entre a patrocinadora e os participantes do plano. O valor dessas despesas no exercício de 2006 foi de R$ 340 (R$ 241 em 2005).

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

21 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica, na controladora e no consolidado, o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 36.535 no exigível a longo prazo (R$ 36.532 em 2005), calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 107.456, correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto em Despacho da ANEEL, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais.

22 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária. De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

b) Capital social subscrito e integralizado

A Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2006, é de R$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de dezembro de 2006 é de R$ 4,24 (R$ 4,11 por ação em 31.12.2005).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

	% do Capital	
Acionistas	**2006**	**2005**
Suez Energy South America Participações	68,71	68,73
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	2,80	2,80
União Federal	1,90	1,90
Outros	16,59	16,57
	100,00	**100,00**

c) Composição das reservas

	2006	**2005**
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	**91.695**	**91.695**
Reservas de Lucros		
Reserva legal	197.214	148.257
Reserva de retenção de lucros	29.896	243
	227.110	**148.500**

A Administração da Companhia, com base em orçamento de capital a ser submetido à Assembléia Geral Ordinária, está propondo a constituição de reserva de retenção de lucros no valor de R$ 29.653, sem prejuízo à distribuição de dividendos.

d) Lucros acumulados – Ajuste de exercícios anteriores

A Companhia, a partir de 01.01.2006, modificou a prática contábil de registro da provisão para grandes manutenções de seu parque gerador, em atendimento à Interpretação Técnica do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil – IBRACON, a qual visa à convergência com as Normas Internacionais de Contabilidade.

A prática contábil que vinha sendo adotada pela Companhia e que prevalecia no Brasil, até 31.12.2005, era a de constituir provisão para gastos com grandes manutenções de bens do ativo imobilizado, em base mensal, para refletir o total das despesas e dos gastos a incorrer no período planejado da manutenção.

De acordo com o novo critério contábil, os componentes principais dos bens do imobilizado que precisarem de reposição em intervalos regulares devem ser contabilizados como ativos individuais, separados daqueles bens do imobilizado aos quais se relacionam, e depreciados com base nas vidas úteis destes ativos separados. Os dispêndios incorridos na reposição ou renovação dos componentes são registrados no imobilizado como aquisição de um ativo separado e os ativos substituídos são baixados do imobilizado.

Os efeitos da mudança da prática contábil, no montante de R$ 29.653, líquido de imposto de renda e contribuição social, foram reconhecidos diretamente na conta "Lucros acumulados". Os efeitos decorrentes do ajuste em cada rubrica do balanço patrimonial de 31.12.2005 e da demonstração do resultado do exercício de 2005 estão demonstrados a seguir:

	Consolidado		
	Publicado	**Ajustes**	**Ajustado**
Ativo			
Ativo Circulante			
Ativo fiscal diferido	82.344	(8.271)	74.073
Ativo Não Circulante			
Ativo fiscal diferido	192.309	(7.077)	185.232
Permanente			
Investimentos	43.619	(300)	43.319
Imobilizado e intangível	4.353.468	(1.263)	4.352.205
Passivo			
Passivo Circulante			
Obrigações estimadas	49.243	(24.325)	24.918
Passivo Não Circulante			
Obrigações estimadas	22.869	(22.239)	630
Patrimônio Líquido			
Lucros acumulados	-	29.653	29.653
Demonstração do Resultado			
Depreciação	(208.108)	(140)	(208.248)
Constituição de provisões operacionais, líquida	(49.691)	15.855	(33.836)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(7.078)	(5.288)	(12.366)

23 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

No decorrer do ano de 2006, o Conselho de Administração da Companhia aprovou créditos de juros sobre o capital próprio com os seguintes valores:

- R$ 114.000, correspondentes a R$ 0,174648 por ação, aprovados em 11.08.2006 e pagos em 25.10.2006.
- R$ 99.000, correspondentes a R$ 0,151668 por ação, aprovados em 06.12.2006, que serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, estão sendo imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2006.

Os juros sobre o capital próprio foram registrados em despesas financeiras e revertidos nessa mesma rubrica e não estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício, em virtude dos mesmos não produzirem efeitos no lucro operacional, mas tão-somente nas linhas do imposto de renda e da contribuição social.

Em 11.08.2006, o Conselho de Administração da Companhia, usando a competência que lhe conferem o Estatuto Social, aprovou a distribuição de dividendos intercalares com base nas Demonstrações Contábeis levantadas em 30.06.2006, no valor de R$ 324.000, correspondentes a R$ 0,496367 por ação, os quais foram pagos em 25.10.2006.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 30% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no Estatuto Social da Companhia.

	2006	2005
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	979.146	920.096
Constituição da reserva legal (5%)	(48.957)	(46.005)
Base de cálculo	930.189	874.091
Dividendos mínimos obrigatórios (30%)	**279.057**	**262.227**
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	182.649	232.132
Dividendos intercalares	324.000	141.000
Saldo dos dividendos propostos	393.189	461.391
Subtotal	899.838	834.523
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	30.351	39.568
Total	**930.189**	**874.091**
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por ação ordinária **(em R$ 1,00)**:	1,425048	1,339106

O saldo dos dividendos propostos, no valor de R$ 393.189, correspondente a R$ 0,602365 por ação, será pago após a deliberação da Assembléia Geral Ordinária que aprovar as Demonstrações Contábeis.

24 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	2006					2005
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	82.006	7.139	3.103	34.641	126.889	120.720
Administradores	-	-	-	8.474	8.474	7.299
Material	20.401	265	109	1.445	22.220	20.851
Serviço de terceiro	40.756	2.247	791	23.933	67.727	65.701
Combustível p/produção energia	95.575	-	-	-	95.575	101.570
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	26.830	-	-	-	26.830	52.604
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	162.625	-	162.625	116.395
Uso de bem público - UBP	2.209	-	-	-	2.209	3.671
Depreciação e amortização	157.617	-	-	1.387	159.004	158.608
Seguros	5.384	448	-	265	6.097	7.224
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	19	2.920	4.412	7.351	4.226
Contribuições setoriais	-	-	-	2.330	2.330	4.002
Taxa de fiscalização	-	-	-	8.011	8.011	7.812
Contribuições e doações	415	48	-	4.856	5.319	4.430
Devolução de adicional tarifário	-	-	-	9.072	9.072	-
Outros	1.626	88	171	13.107	14.992	10.292
	432.819	**10.254**	**169.719**	**111.933**	**724.725**	**685.405**

	Consolidado					
	2006					2005
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	82.318	7.139	3.103	35.126	127.686	121.458
Administradores	-	-	-	9.944	9.944	9.009
Material	21.932	265	111	1.589	23.897	22.853
Serviço de terceiro	48.333	2.247	1.145	26.515	78.240	75.330
Combustível p/produção energia	102.070	-	-	-	102.070	104.694
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	38.326	-	-	-	38.326	67.311
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	202.545	-	202.545	162.431
Uso de bem público - UBP	2.209	-	-	-	2.209	3.671
Depreciação e amortização	197.743	-	-	10.621	208.364	208.108
Seguros	6.848	448	-	265	7.561	9.239
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	19	2.920	4.416	7.355	4.318
Contribuições setoriais	-	-	-	2.803	2.803	4.168
Taxa de fiscalização	-	-	-	9.419	9.419	9.156
Contribuições e doações	461	48	-	9.205	9.714	4.885
Devolução de adicional tarifário	-	-	-	9.072	9.072	-
Outros	2.181	88	325	14.325	16.919	25.677
	502.421	**10.254**	**210.149**	**133.300**	**856.124**	**832.308**

25 – CONSTITUIÇÃO DE PROVISÕES OPERACIONAIS, LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Benefícios pós-emprego	(7.881)	(27.832)	(7.881)	(27.832)
Contingências cíveis	23.520	(3.350)	23.078	(2.556)
Contingências fiscais	(1.600)	(6.774)	(1.600)	(6.774)
Contingências trabalhistas	(1.442)	1.859	(1.442)	1.859
Manutenções programadas	-	(15.619)	-	(15.855)
Outras	(702)	1.467	(702)	1.467
	11.895	**(50.249)**	**11.453**	**(49.691)**

A provisão para benefício pós-emprego, em 2005, foi influenciada pelos efeitos atuariais decorrentes da mudança do plano de benefícios.

Em 2006, a Companhia reverteu uma provisão para contingência cível no valor de R$ 22.005, relativa a encargos vinculados à atividade de energia elétrica, em virtude da probabilidade da perda ter se tornado improvável.

Em decorrência de mudança de prática contábil (ver Nota 22-d), a provisão para manutenção programada deixou de ser reconhecida no resultado, a partir de 2006.

26 – GANHOS EM AÇÕES JUDICIAIS

Em setembro de 2006, foi certificado o trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e da COFINS ampliada pela Lei nº 9.718/98, em favor da Companhia e de sua controlada Companhia Energética Meridional - CEM. A referida decisão garantiu às Companhias a desoneração da tributação atacada com a recuperação dos excessos recolhidos sob o amparo daquela Lei, que representou para a Tractebel Energia e CEM, os montantes atualizados de R$ 87.535 e R$ 1.152, respectivamente, os quais foram compensados, em 2006, com tributos e contribuições administrados pela Secretaria da Receita Federal.

27 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	42.771	68.238	55.487	88.901
Juros sobre valores a receber e créditos fiscais	24.910	26.309	24.774	26.324
Variação monetária - depósitos judiciais	12.489	5.176	14.364	5.473
Variação monetária - contas a receber	932	13.044	936	13.073
Variação monetária - outras	1.794	814	1.802	814
Variação cambial	696	745	712	1.403
Outras	9.169	3.037	9.591	3.098
	92.761	**117.363**	**107.666**	**139.086**
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	96.970	90.589	147.871	161.567
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	18.039	15.960
Encargos sobre passivo atuarial	49.480	44.558	49.480	44.558
Encargos sobre provisões operacionais, líquidos	1.973	6.227	1.974	6.318
Encargos sobre tributos e contribuições sociais	332	7.386	364	7.390
Variação monetária - financiamentos e debêntures	6.590	(1.652)	12.438	6.924
Variação monetária - Concessão ANEEL	-	-	6.941	3.289
Variação monetária - outras	4.671	2.512	4.703	2.592
Variação cambial - empréstimos e financiamentos	(25.138)	(113.336)	(25.138)	(137.493)
Variação cambial - aplicações financeiras	906	2.392	(196)	2.901
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros	17.441	104.537	25.684	130.253
CPMF	11.786	13.778	15.565	17.610
Outras	4.312	11.820	6.149	12.887
	169.323	**168.811**	**263.874**	**274.756**
Resultado financeiro	**(76.562)**	**(51.448)**	**(156.208)**	**(135.670)**

28 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. Estes riscos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.

Em outubro de 2006, a Companhia liquidou a sua última operação de *swap* de taxa de juros no mercado internacional, na qual era passiva à taxa fixa média de 5,27% a.a. e ativa em Libor US$ seis meses.

A Companhia possui uma política de maior proteção do seu passivo em moeda externa, através de operações de *swaps* no mercado de balcão, onde a variação cambial de empréstimos e financiamentos é trocada pela variação do CDI. Os vencimentos das operações de *swaps* são concomitantes com as datas de vencimento do fluxo de compromissos do passivo em moeda externa. As operações são registradas na Cetip e têm como contraparte, instituições financeiras de comprovada solidez financeira e patrimonial, respeitando os limites de crédito definidos pela Companhia.

Essas operações estão apresentadas nas demonstrações contábeis nas rubricas "Operações com derivativos", no passivo circulante, e "Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros", na despesa financeira, conforme a seguir demonstrado:

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Passivo Circulante				
Operações com derivativos	4.526	46.181	4.526	65.876

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Despesa Financeira				
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros	17.441	104.537	25.684	130.253

A exposição líquida da Companhia ao fator de risco de taxa de câmbio é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	2006	2005	2006	2005
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	388.401	498.722	388.401	498.722
Instrumentos de *hedge* cambial				
Principal e juros incorridos	(153.711)	(80.822)	(153.711)	(131.147)
Juros a incorrer	(28.096)	(15.209)	(28.096)	(15.209)
Aplicações financeiras em moeda estrangeira	-	(19.749)	(4.508)	(36.790)
Exposição líquida	206.594	382.942	202.086	315.576

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo firmados com distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Nas transações de venda para clientes industriais, os chamados Consumidores Livres, para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais, a Companhia, através de sua área de crédito, procede a uma análise de crédito prévia e estabelece, em conjunto com o Comitê de Crédito, o limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.

Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado na Nota 4, a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia, através de sua política de créditos para instituições financeiras.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos e financiamentos foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	Controladora			
	2006		2005	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	388.401	363.812	498.722	495.438
Empréstimos e encargos em moeda nacional	211.948	215.188	297.362	283.941
	600.349	**579.000**	**796.084**	**779.379**

Nas controladas, as operações envolvendo instrumentos financeiros não apresentam diferenças relevantes entre os valores médios de mercado e os valores apresentados nas Demonstrações Contábeis.

29 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S. A. – ITASA

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, celebrado pela Companhia, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do Dólar acrescido da inflação norte americana.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, no montante anual de 2.395.903 MWh. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento.

Lages Bioenergética Ltda.

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Lages não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela controlada, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência até 31.03.2017.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, com término em 31.03.2012, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento. O valor contratual é reajustado anualmente com base na variação da remuneração definida em Acordo Coletivo de Trabalho dos empregados da Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da controlada. O valor contratual é reajustado no menor período legalmente permitido (atualmente, período anual), pela variação do IGP-M.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	Controladora						
	2006						2005
	SESA [*]	CEM	ITASA	LAGES	TBLC [**]	Total	Total
Ativo							
Contas a receber	657	201	1.356	638	14.880	**17.732**	**17.834**
Dividendos a receber de controladas	-	83.806	3.286	15.929	-	**103.021**	**78.860**
Passivo							
Fornecedores	-	31.569	10.499	-	-	**42.068**	**40.410**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	327.989	-	-	-	-	**327.989**	**340.307**
Resultado							
Receita operacional							
Suprimento de Energia	-	-	-	5.808	136.313	**142.121**	**64.330**
Receitas de serviços							
Administração	-	656	-	103	-	**759**	**1.108**
Operação e manutenção	-	1.747	9.812	1.436	-	**12.995**	**12.672**
Custo de Energia Elétrica e Serviços							
Compra energia	-	268.024	114.774	-	-	**382.798**	**370.566**
Outros	-	-	-	18	-	**18**	**10**
Financeiro							
Receita	-	-	-	-	213	**213**	**14**

[*] Suez Energy South America Participações Ltda.

[**] Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

30 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida apresentada nas Demonstrações Contábeis consolidadas da Companhia, em 31.12.2006 é de R$ 243.059 (R$ 273.526 em 31.12.2005).

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES. Como interveniente, a Companhia assumiu as obrigações em relação aos contratos:

garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: a) de extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e b) celebração de

acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas, coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão;

ceder ao BNDES quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia deu ao BNDES, em caução, a totalidade das ações de sua propriedade, representativas do capital social da CEM, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2006 totaliza R$ 180.511 (R$ 200.926 em 31.12.2005).

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 31.12.2006 totaliza R$ 38.585 (R$ 44.597 em 31.12.2005).

31 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.545.974, equivalentes a R$ 7.581.292 em 31.12.2006, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 106.275, equivalentes a R$ 227.216 em 31.12.2006. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000, equivalentes a R$ 320.700 em 31.12.2006, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, está incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 278.569, equivalentes a R$ 595.581 em 31.12.2006, e lucro cessante de US$ 9.642, equivalentes a R$ 20.615 em 31.12.2006.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000, equivalentes a R$ 106.900 em 31.12.2006. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de Riscos Operacionais com cobertura de US$ 25.000 equivalentes a R$ 53.450 em 31.12.2006, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000, equivalentes a R$ 106.900 em 31.12.2006.

Além destes seguros estratégicos, a Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de Conselheiros, Diretores e Administradores – (D&O) extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus Diretores e Empregados.

32 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

A Companhia mantém Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

A Companhia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, empresas transmissoras e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, com vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro.

c) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está quase totalmente contratada até 2008 e com parcela significativa contratada em 2009 e 2010.

d) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Interconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL. No mês de março de 2005, a ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguaiana e das Interconexões de Garabi (CIEN), onde foi constatada a indisponibilidade de efetiva geração e transporte de energia elétrica pelos agentes fiscalizados, nos montantes contratados. Em decorrência deste fato, o Ministério de Minas e Energia expediu a Portaria nº 153, de 30.03.2005, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005 foi publicada a Resolução Normativa ANEEL nº 155/05 estabelecendo os critérios a serem utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia para a UTE Uruguaiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos foi reduzido o valor da garantia física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato, de 300 MW para, aproximadamente, 72 MW. Em razão do modo como o contrato está registrado na CCEE, esta redução deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na legislação setorial, por insuficiência de lastro físico, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que a levou a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente de outro agente. Por força do ocorrido, a Companhia entende que ficou caracterizado inadimplemento contratual por parte da CIEN, e que multas e ressarcimentos previstos no contrato tornaram-se devidos à Companhia. Assim, baseada em dispositivos contratuais que determinam que os valores constantes das faturas emitidas pela CIEN já devem ser líquidos de todos os montantes por elas devidos à Companhia a título de multas e ressarcimentos (o que não vem sendo feito pela CIEN com relação a nenhuma das faturas por ela emitidas sob o contrato desde a redução de sua garantia física), a Companhia não vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inábeis.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 224, de 20 de junho de 2006 reduziu a zero os valores de garantia física de energia elétrica oriunda de importação da CIEN, em decorrência da impossibilidade de fornecimento de energia elétrica. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia. A Companhia tem o prazo até 30 de junho de 2007, ou até que seja publicado novo entendimento, para efetuar a recomposição do referido lastro.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de cinco anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS, renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22 de maio de 2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém, a MSGás comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras , vendedora do gás para a MSGás.

Apesar de as partes ainda não terem firmado um acordo visando a renovação do contrato, o fornecimento do gás está mantido por força de uma liminar concedida à Tractebel, em ação cautelar que tramita na Comarca de Campo Grande - MS.

Considerando a condição atual de operação da UTE William Arjona, os custos com a aquisição de gás, mesmo com a majoração de preço, seriam integralmente recuperados através dos Encargos do Serviço do Sistema – ESS, portanto, não haveria impactos relevantes no resultado da Companhia.

33 – SERVIÇOS DE AUDITORIA

Os auditores independentes da Companhia e de suas controladas não prestam outros serviços além dos serviços de auditoria contábil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciscus Maria Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Beeuwsaert
Conselheiro

Pierre Michel Philippe Chareyre
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente – CRC RJ 072259/O-5 S-SC

BDO

BDO Trevisan

BDO Trevisan Auditores Independentes
Av. Rio Branco, 404 - sl 1203
Florianopolis - SC - Brasil
88015-200

Tel.: +55 (48) 3223-3033
www.bdotrevisan.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES – SEM RESSALVA

Aos administradores e acionistas
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Examinamos os balanços patrimoniais da Tractebel Energia S.A. individual (controladora) e consolidado levantados em 31 de dezembro de 2006 e de 2005, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, elaborados sob a responsabilidade de sua administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nossos exames foram conduzidos em conformidade com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreenderam: a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume de transações e os sistemas contábil e de controles internos da Companhia; b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela administração da Companhia, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S.A. em 31 de dezembro de 2006 e de 2005, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes aos exercícios findos naquelas datas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Nossos exames foram conduzidos com o objetivo de emitirmos parecer sobre as demonstrações contábeis referidas no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. As demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2006 e de 2005, são apresentadas com o propósito de permitir análises adicionais, não sendo parte integrante das demonstrações contábeis básicas. Essas demonstrações foram submetidas aos procedimentos de auditoria descritos no segundo parágrafo e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas em todos os seus aspectos relevantes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Florianópolis, 5 de fevereiro de 2007.

Paulo Ricardo Pinto Alves
Sócio Contador
CRC SC-022468/O-3 "S" SC
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013459/O-5 "S" SC

Claudio Henrique Damasceno Reis
Sócio - contador
CRC SC-024494/O-1
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013459/O-5 "S" SC

SUEZ

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Carla Carvalho de Carvalho e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2006 e a proposta de destinação de lucro, inclusive lucros acumulados, e com base no parecer dos auditores independentes BDO Trevisan Auditores Independentes emitido em 05/02/07, declaram que as Demonstrações Financeiras representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2006 estando em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., abaixo assinados, após examinarem o relatório da administração de 2006, declaram que o mesmo está em condição de ser apreciado pela Assembléia Geral de Acionistas da Empresa.

Florianópolis, 16 de março de 2007

Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Secretária

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia

SUEZ

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DO EXERCÍCIO DE 2007

E

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

DOS

EXERCÍCIOS DE 2007 E DE 2006

TRACTEBEL ENERGIA S. A.

DIRETORIA FINANCEIRA E DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

U. O. CONTABILIDADE – DCO

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Relatório da Administração

Senhores Acionistas,

A Administração da Tractebel Energia S.A. ("Tractebel Energia" ou a "Companhia") tem a satisfação de submeter à sua apreciação o Relatório da Administração e as correspondentes demonstrações contábeis, acompanhadas dos pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2007. As informações estão apresentadas em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Mensagem da Administração

O ano de 2007 foi repleto de conquistas para a Tractebel Energia. Do ponto de vista financeiro, registramos o maior lucro líquido de nossa história, R$ 1.046 milhões, resultado 7% maior do que o do ano anterior e impulsionado por um faturamento também recorde. Nosso desempenho operacional foi igualmente exemplar: as usinas, mesmo operando em elevados níveis de exigência, atingiram um índice de disponibilidade de 98%, desconsiderando-se as paradas programadas, o que nos permitiu atender inclusive a demandas adicionais, como a exportação de energia para a Argentina, possibilitando à Companhia quebrar outro recorde: o de geração anual, com quase 34 mil GWh ou 3.865 MW médios.

Tão relevante quanto os desempenhos financeiro e operacional foi o fato de, em 2007, termos iniciado uma série de projetos que inauguraram um novo ciclo de crescimento para a Tractebel Energia.

Um dos destaques dentre o conjunto dos investimentos foi a aquisição da Companhia Energética São Salvador, responsável pela construção e futura operação da hidrelétrica de mesmo nome. Localizada no Rio Tocantins, a usina representará um aumento de 243 MW na capacidade instalada da Tractebel Energia e tem seu início de produção previsto para 2009.

Outro importante acréscimo de fonte de energia renovável se deu com a aquisição da hidrelétrica Ponte de Pedra, situada na divisa dos Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul. A usina já opera comercialmente desde 2005 e, quando da aprovação da transação pelas autoridades competentes, somará 176 MW à nossa capacidade instalada.

Para fazer face a todos esses investimentos, continuaremos contando com o vigor de nosso fluxo de caixa para os próximos anos, reforçado com a venda de 256 MW médios do Aproveitamento Hidrelétrico Estreito. Esta usina, em construção no Rio Tocantins e que terá 1.087 MW de potência, é um dos maiores projetos de geração de energia do Brasil, e é nossa intenção adquirir, no primeiro semestre de 2008, a parcela que nosso controlador, SUEZ Energy South America Participações Ltda. (SESA), possui no empreendimento.

Com relação ao parque termelétrico, o destaque do ano foi a aquisição do projeto Seival, no Rio Grande do Sul, que poderá acrescentar até 540 MW à capacidade instalada da Companhia quando entrar em operação em 2012 e cuja maior parte da produção temos intenção de exportar para o Uruguai, transformando em riqueza para o Brasil parte do carvão mineral disponível e não utilizado no Rio Grande do Sul.

Todas estas aquisições, somadas aos resultados positivos, marcam o ano de 2007, que também foi importante para elevarmos nosso nível de conhecimento sobre projetos de fontes de energia alternativa, como a biomassa, a eólica e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs). A experiência adquirida por meio das incursões que realizamos nesse segmento, ainda que algumas não tenham frutificado, reforça nossa capacidade de avaliar mais criteriosamente novas oportunidades relacionadas a essas fontes já em 2008.

Diante deste cenário e do crescimento de consumo de energia elétrica no País, sentimo-nos prontos para crescer. E para crescer com sustentabilidade. Com esse foco, em 2007, ampliamos as ações com o objetivo de fortalecer nosso compromisso com os preceitos do desenvolvimento sustentável, que demandam a mensuração de nossos resultados não apenas na dimensão operacional-financeira, mas também nos âmbitos social e ambiental.

Um importante passo foi termos oficializado nossa Visão – "Ser, de modo sustentável, a melhor empresa de energia do Brasil" – e nossa Missão – "Gerar energia para a vida". Criamos também o Comitê de Sustentabilidade, encarregado de estabelecer metas para nossa atuação sócio-ambiental, e monitorar os resultados dos nossos projetos e ações de responsabilidade corporativa.

Fomos além: aprimoramos nosso Código de Ética, em consonância com as "Regras de Organização e de Conduta das Empresas do Grupo SUEZ". O novo Código reafirma os valores que compartilhamos com nosso controlador e aprofunda as questões relativas ao comportamento ético da Companhia. Além disso, elaboramos o regimento interno de nosso Conselho de Administração com base em documento análogo adotado pela SUEZ.

Como reconhecimento pela adoção das melhores práticas no relacionamento com o mercado, fomos agraciados com o Troféu Transparência, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (ANEFAC), em parceria com o SERASA e a Fundação Instituto de Pesquisas Contábeis, Atuariais e Financeiras (FIPECAFI), às empresas que divulgam o balanço patrimonial e demais relatórios contábeis de forma clara e precisa.

Nosso comprometimento com o crescimento sustentável foi igualmente reconhecido: as ações da Tractebel Energia integram o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) pelo terceiro ano consecutivo, e todas nossas usinas tiveram as certificações NBR ISO 9001 e NBR ISO 14001 renovadas.

O crescimento robusto registrado em 2007, as boas perspectivas delineadas para os setores de infra-estrutura como um todo e as oportunidades de consolidação dentro do setor elétrico apontam para um ambiente convidativo a novos investimentos também em 2008. Se nos últimos anos passamos por transformações para nos preparar para esse novo ciclo de expansão, o exercício de 2007 definitivamente marcou nosso retorno ao crescimento. Queremos progredir, aumentando nosso *market share* de forma sustentável, sem abrir mão da ética, da eficiência e do comprometimento com o desenvolvimento sócio-ambiental das regiões onde atuamos. Estamos certos de que é dessa maneira que se gera cada vez mais valor para nossos acionistas e para a sociedade, a quem, juntamente com nossos empregados, clientes, fornecedores e todos aqueles que interagem com nossas atividades, gostaríamos de agradecer pela dedicação, apoio e confiança.

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Maurício Stolle Bähr
Presidente do Conselho de Administração

1. Perfil Institucional

A Tractebel Energia é a maior companhia privada de geração de energia elétrica no Brasil. Desde 1998, ano em que começou a atuar no País, dedica-se a todas as etapas da implantação e operação de usinas geradoras. A comercialização da energia produzida em suas usinas, adicionada à de terceiros, é realizada com distribuidoras, comercializadoras e clientes industriais.

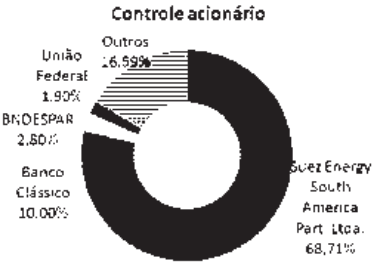
Sediada em Florianópolis, no Estado de Santa Catarina, ao final de 2007 a Companhia possuía parque gerador composto por seis usinas hidrelétricas e sete termelétricas, distribuídas pelos Estados de Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás. As termelétricas são movidas a carvão, gás, óleo e biomassa, e todas têm suas emissões de gases controladas e monitoradas pela Companhia e respeitando os limites determinados pelas normas técnicas e os órgãos de licenciamento e fiscalização ambiental. Sua capacidade de fornecimento é de 5.918 MW, dos quais 4.705 MW provenientes de geração hidrelétrica e 1.213 MW de geração termelétrica, correspondente a cerca de 6% da capacidade instalada total do Brasil.

Além das atuais 13 usinas em operação, dois novos empreendimentos estão sendo desenvolvidos no Rio Tocantins – as hidrelétricas São Salvador e Estreito, que agregarão 678 MW à capacidade da Tractebel Energia.

Adicionalmente, em 2007, a Companhia adquiriu dois outros empreendimentos de geração: o projeto termelétrico Seival, situado no Rio Grande do Sul, que deverá entrar em operação em 2012; e a hidrelétrica Ponte de Pedra, entre os Estados do Mato Grosso e Mato Grosso do Sul, já em operação, que agregará 176 MW à capacidade total da Companhia quando da aprovação da aquisição pelos órgãos competentes. A aquisição do projeto termelétrico e da usina hidrelétrica demandou o aporte de R$ 23,8 milhões e R$ 592,0 milhões, respectivamente.

1.1. Controle Acionário

O capital total da Companhia em 31 de dezembro de 2007 era de R$ 2.445,8 milhões, representado por 652.742.192 ações ordinárias. A SUEZ Energy South America Participações Ltda. detém o controle, com 68,71% do capital.

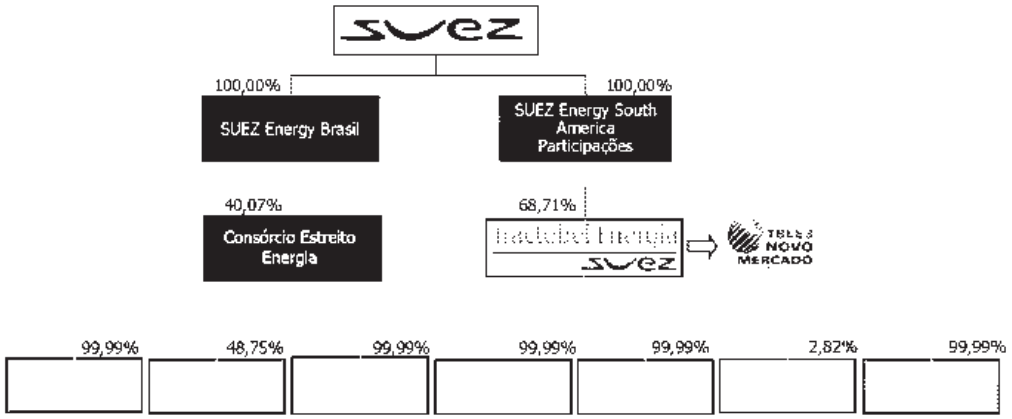


1.2. Organograma Societário

A Tractebel Energia é controlada pela SUEZ Energy South America Participações Ltda (SESA), que integra o Grupo SUEZ. A Companhia, por sua vez, detém o controle acionário da Companhia Energética São Salvador (CESS), da Companhia Energética Meridional (CEM) – em processo de incorporação –, da Lages Bioenergética Ltda. e da Tractebel Energia Comercializadora Ltda. Além disso, com 48,75%, a Companhia possui o controle compartilhado da Itá Energética S.A. (ITASA), empresa que detém a concessão para exploração da Usina Hidrelétrica Itá. Fazem parte também desse consórcio a Companhia Siderúrgica Nacional (CSN) e a Companhia de Cimento Itambé.

Em 2007, a SESA transferiu para a Tractebel Energia o controle acionário da CESS, concessionária responsável pela construção e exploração da Usina Hidrelétrica São Salvador, o que representou um investimento de R$ 304,0 milhões. No mesmo ano, a Companhia adquiriu por R$ 28,8 milhões 2,82% de participação acionária da Machadinho Energética S.A. (MAESA), responsável pela construção e operação da Usina Hidrelétrica Machadinho, agregando, dessa forma, 11,1 MW médios ao seu portfólio, e 2,34% na sua participação no consórcio, formado também pela Alcoa Alumínio S.A., Camargo Corrêa Cimentos S.A., Companhia Brasileira de Alumínio (CBA), Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT), Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas (DME), Valesul Alumínio S.A. e Votorantim Cimentos Brasil Ltda. Com essa transação, a Companhia passou a deter 19,28% daquela usina.

Outra controlada, a Tractebel Energia Comercializadora Ltda., tem como incumbência a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo compra, venda, importação e exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações.



2. Ambiente Macroeconômico

A economia brasileira se manteve em crescimento ao longo de 2007, impulsionada, principalmente, pelo cenário positivo desenhado para o consumo interno, que, por sua vez, cresceu graças à estabilidade dos preços, ao aumento dos investimentos, ao fortalecimento do mercado de trabalho e à ampliação do crédito.

Mantida dentro da meta estabelecida pelo Governo, a inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) sofreu ligeiro aumento e fechou o ano em 4,46%. Os reajustes sucessivos do preço dos alimentos em 2007 foram uma das principais causas da elevação do índice.

A taxa de juros, no entanto, manteve a curva descendente que vinha registrando em 2006. De acordo com dados do Banco Central, a taxa Selic encerrou 2007 com seu nível nominal mais baixo, 11,25%, ou seja, uma redução de 2,00 p.p. em relação ao ano anterior.

Em 2007, a produção industrial acumulou crescimento de 6,0%, seu melhor resultado desde 2004, quando foi registrada expansão de 8,3%, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE). O índice superou em muito o observado em 2006 (2,8%) e 2005 (3,1%). O aumento da produção foi abrangente, atingindo vinte e uma atividades e 66,0% dos produtos pesquisados.

Esses indicadores refletem uma resistência da economia brasileira às turbulências internacionais maior que a verificada no passado - lembrando que o mercado internacional vem sendo afetado pelas dificuldades do setor imobiliário nos Estados Unidos. Os preços no Brasil não foram muito penalizados, e as agências de classificação de risco mantêm o País próximo ao grau de investimento (*investment grade*), o que contribui para atrair investimentos estrangeiros diretos.

3. Mercado de Energia

O bom desempenho da economia brasileira teve como reflexo para o setor elétrico um aumento significativo do consumo. Em 2007, o consumo total atingiu 376,9 TWh, o que representa aumento de 5,4% em comparação a 2006, conforme dados divulgados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Do total de energia elétrica gerada em 2007, 93,2% foram produzidos por hidrelétricas, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O restante foi produzido por usinas termelétricas a gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, biomassa (principalmente bagaço de cana-de-açúcar) e combustível nuclear. Vale destacar que, em 2007, o consumo industrial representou 45,9% da demanda total, ao passo que os segmentos residencial e comercial responderam por 24,1% e 15,6%, respectivamente, de acordo com a EPE.

Para atender à necessidade de expansão da infra-estrutura do País, o Governo Federal promulgou o Plano de Aceleração do Crescimento (PAC), em janeiro de 2007. O plano prevê o investimento de R$ 503,9 bilhões em infra-estrutura para os próximos quatro anos. Desse total, R$ 274,8 bilhões foram alocados para o setor elétrico. O PAC oferece benefícios, como redução de impostos atrelados a investimentos e ampliação e melhoria das condições de financiamento pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Atualmente, o Grupo SUEZ desenvolve as obras de duas usinas integrantes do PAC: São Salvador, já transferida para a Tractebel Energia, e Estreito, em consórcio com outros investidores, cuja transferência da parcela da SUEZ para a Tractebel Energia deverá ocorrer no primeiro semestre de 2008.

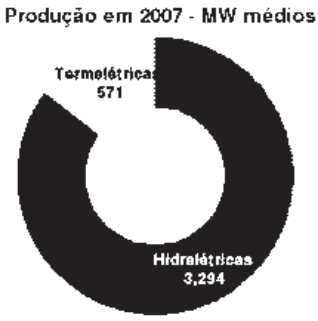
4. Desempenho Operacional

4.1. Disponibilidade

O patamar de disponibilidade alcançado pelo conjunto das usinas da Tractebel Energia em 2007 foi de 98,0%, desconsiderando-se as paradas programadas. Quando consideradas todas as paradas, a disponibilidade global foi de 93,0%, sendo 94,8% na geração hidrelétrica e 85,0% na termelétrica.

4.2. Produção

No período de 12 meses, a produção total de energia elétrica da Companhia alcançou 33.858 GWh (3.865 MW médios), sendo 28.858 GWh (3.294 MW médios) provenientes das hidrelétricas e 5.000 GWh (571 MW médios) de fontes termelétricas.



Em 2007, foi quebrado o recorde histórico de geração global, correspondendo a um acréscimo de 58,6% em relação a 2006, devido principalmente às condições hidrológicas sensivelmente melhores em 2007, em relação às usinas hidrelétricas; e devido ao aumento das exportações para a Argentina, em relação às usinas termelétricas.

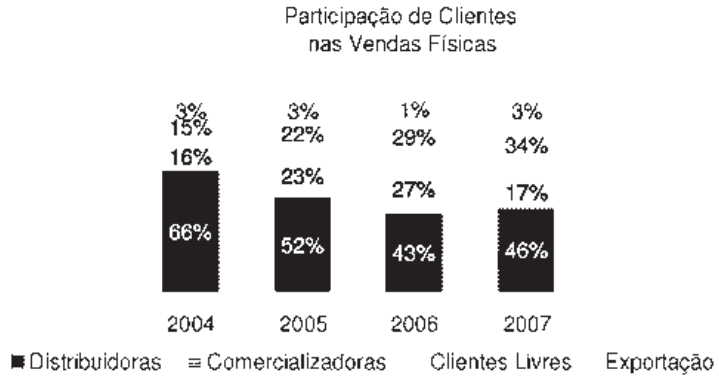
Numa avaliação global desses números, é de se destacar que, apesar do incremento na solicitação de carga que culminou com o recorde anual de geração já citado, a disponibilidade total do conjunto das usinas da Tractebel Energia manteve-se em patamar elevado, o que demonstra o alto grau de confiabilidade das usinas, mesmo em condições de elevada exigência do sistema elétrico.

4.3. Clientes

A carteira de clientes da Tractebel Energia é bem diversificada, abrangendo distribuidoras de energia, comercializadoras e clientes livres (grandes consumidores industriais), atendidos por meio de contratos flexíveis no tocante a volume e prazo.

A Companhia mantém política ativa de fidelização de clientes, através da qual presta serviços que possibilitam a adaptação da compra de energia ao processo produtivo de cada consumidor.

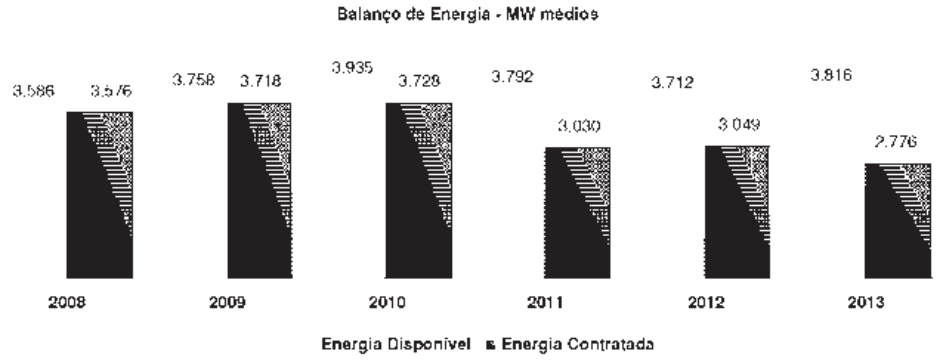
Em 2007, a presença de clientes livres no portfólio cresceu em relação ao ano anterior, alcançando 27,6% da receita operacional bruta e 33,9% das vendas físicas, representando aumento de 4,5 p.p. e 4,6 p.p., respectivamente, em comparação a 2006.



4.4. Balanço de Energia

Com base nas previsões do setor que apontam para um potencial aumento de preço de energia, a Companhia optou por ter parte de sua disponibilidade descontratada a partir de 2011.

De acordo com os dados acerca da energia assegurada, garantia física e contratos de compra e venda em vigor na data de 31 de dezembro de 2007, o balanço de energia da Tractebel Energia mostra que a Companhia está com sua disponibilidade de energia, incluindo aquisições de terceiros, quase totalmente contratada até 2010.



5. Desempenho Econômico-Financeiro

5.1. Principais Indicadores

As informações apresentadas a seguir se encontram em milhões de Reais e em base consolidada, exceto quando especificado em contrário, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Indicadores	2007	2006	Variação
Receita Operacional Bruta	3.365	3.005	12,0%
Receita Operacional Líquida	3.043	2.706	12,5%
EBITDA	1.857	1.595	16,4%
Margem EBITDA	61,0%	59,0%	+2,0 p.p.
Resultado do Serviço – EBIT	1.628	1.387	17,4%
Resultado Financeiro	(135)	(156)	13,8%
Lucro Líquido	1.046	979	6,8%
Ativo Total	6.598	5.539	19,1%
Patrimônio Líquido	2.817	2.765	1,9%
Investimentos e Aplicações em Ativo Fixo	730	69	958,0%
Dívida Líquida Ajustada	1.019	1.025	-0,6%
Nº de Ações (mil)	652.742	652.742	0,0%
Lucro Líquido por Ação (R$)	1,60	1,50	6,8%
Valor Patrimonial por Ação (R$)	4,32	4,24	1,9%
Preço Médio da Ação – ON (R$)	20,32	16,53	23,0%
Distribuição de Dividendos	993	930	6,8%
Mercado			
Vendas de Energia (GWh)	32.800	32.836	-0,1%
Vendas de Energia (MW médios)	3.744	3.748	-0,1%
Corpo Funcional			
Empregados	917	905	1,3%

Nota: EBITDA: lucro operacional + despesas financeiras + depreciação e amortização + amortização de ágio

Os comentários da administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as Demonstrações Contábeis.

5.2. Receita Operacional Bruta

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006 este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções da receita operacional". De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a receita operacional bruta e as deduções da receita bruta relativas ao exercício de 2006, passaram, respectivamente, de R$ 3.060,7 milhões e R$ 355,2 milhões para R$ 3.005,1 milhões e R$ 299,6 milhões.

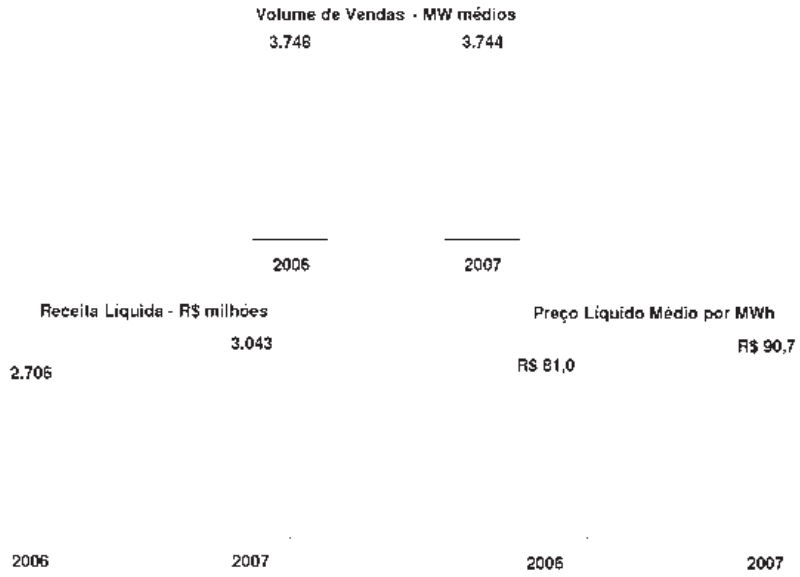
No exercício de 2007, a receita operacional bruta alcançou R$ 3.364,7 milhões, 12,0% superior à receita auferida no ano de 2006, que foi de R$ 3.005,1 milhões, em função do aumento do preço médio de venda da energia em 12,0%, principalmente daquela contratada com consumidores livres, e pelo maior preço e volume de exportação de energia para atendimento das necessidades energéticas da Argentina. No ano de 2007, a quantidade de energia vendida manteve-se no mesmo patamar de 2006, da ordem de 3.740 MW médios.

5.3. Deduções da Receita Operacional

No ano de 2007, as deduções alcançaram R$ 321,3 milhões, 7,2% superior ao mesmo período de 2006, que foi de R$ 299,6 milhões. Este acréscimo deve-se, principalmente, à combinação do crescimento da receita de venda de energia com a redução do ICMS resultante da alteração na estrutura organizacional da controlada Tractebel Energia Comercializadora Ltda., a partir de junho de 2007, que fez com que o ICMS incidente sobre o faturamento de energia elétrica para consumidores livres do Estado de São Paulo, antes registrado como dedução da receita, passasse a ser cobrado por substituição tributária e deduzido diretamente da receita de fornecimento de energia elétrica.

5.4. Receita Operacional Líquida

No exercício de 2007, a receita líquida alcançou o valor de R$ 3.043,4 milhões, 12,5% acima do registrado em 2006, que foi de R$ 2.705,5 milhões. O aumento apresentado no ano decorreu, substancialmente, do crescimento de 12,0% do preço médio líquido de venda, que passou de R$ 80,96/MWh, em 2006, para R$ 90,65/MWh, em 2007, reflexo do incremento de preço e volume de energia vendida para consumidores livres e exportada para a Argentina.



5.5. Custos de Energia Elétrica e Serviços

No ano de 2007, os custos se mantiveram praticamente estáveis em relação a 2006, atingindo R$ 1.069,8 milhões em 2007 e R$ 1.081,4 milhões em 2006. A variação decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- **Energia elétrica comprada de terceiros:** redução de R$ 19,7 milhões, ocasionada pela menor quantidade de energia adquirida para a atividade de comercialização.

- **Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:** redução de R$ 99,6 milhões, em função, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 102,3 milhões, devido, substancialmente, a uma menor exposição na CCEE em decorrência da otimização de alocação dos recursos hidráulicos em comparação com 2006; (ii) aumento de R$ 61,4 milhões na receita resultante do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), pelo maior despacho de energia das usinas hidrelétricas requerido pelo ONS; e (iii) redução de R$ 57,4 milhões, na receita, em função de menor despacho de energia da Usina Termelétrica William Arjona (UTWA) em virtude de reforço de transmissão na região de Campo Grande (MS), a partir de novembro de 2006.

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** aumento de R$ 24,9 milhões em decorrência, basicamente, da conjugação dos seguintes aspectos: (i) redução de R$ 46,9 milhões devido ao menor consumo de gás verificado a partir da redução do despacho da UTWA, após o reforço de transmissão anteriormente mencionado, e ao corte no fornecimento de gás verificado no último trimestre de 2007; e (ii) aumento de R$ 72,6 milhões relativo ao consumo de carvão para atendimento à grande demanda de exportação de energia para a Argentina em 2007.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R$ 51,4 milhões, em decorrência do expressivo aumento no despacho pelo ONS de energia gerada nas usinas hidrelétricas em comparação com o ano anterior, que foi influenciado pela forte estiagem que atingiu a Região Sul do País. Esse incremento foi parcialmente compensado pelo aumento da receita auferida no MRE, conforme anteriormente comentado.

- **Depreciação e amortização:** aumento de R$ 21,4 milhões, em razão de revisão da vida útil de certos ativos de usinas hidrelétricas, a partir de janeiro de 2007.

5.6. Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica e totalizaram R$ 216,7 milhões, 3,1% superior a 2006, em decorrência do aumento dos encargos de uso da rede por reajuste tarifário anual e das despesas com pessoal.

5.7. Despesas Gerais e Administrativas

Desconsiderando-se a despesa não-recorrente de R$ 9,1 milhões, reconhecida em 2006, em função da devolução do adicional tarifário anteriormente cobrado de clientes para compensar diferenças de PIS e COFINS, as despesas gerais e administrativas no ano de 2007 foram 4,7% superiores às de 2006, totalizando R$ 130,1 milhões. Os referidos aumentos decorreram, principalmente, do reajuste salarial anual e do reconhecimento, neste ano, da provisão para bônus dos administradores e para o Programa de Desligamento Voluntário (PDV) implementado pela Companhia.

5.8. Constituição (Reversões) de Provisões Operacionais, Líquidas

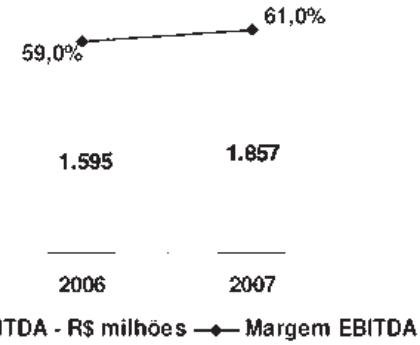
No exercício de 2007, a provisão constituída foi de R$ 2,2 milhões. Já em 2006, a reversão líquida de R$ 11,5 milhões foi resultante, principalmente, da reversão de provisão de natureza cível, no valor de R$ 22,0 milhões, e da constituição de provisão para pagamento de benefícios pós-emprego, no montante de R$ 7,9 milhões.

5.9. Ganhos em Ação Judicial

No ano de 2007, foi reconhecido o ganho de R$ 3,7 milhões, decorrente do trânsito em julgado de decisão favorável no processo que se discutia a redução da alíquota de retenção do Seguro Acidente do Trabalho. Já no exercício de 2006, a Companhia obteve ganhos em ações judiciais no valor de R$ 94,5 milhões, sendo R$ 5,8 milhões referentes a acordo efetuado em ação declaratória pelo pagamento indevido de seguro garantia em processo de concorrência internacional para importação de energia da Argentina e R$ 88,7 milhões pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS.

5.10. EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA em 2007 alcançou R$ 1.857,3 milhões, 16,4% superior ao de 2006, que foi de R$ 1.595,0 milhões. A margem EBITDA em 2007 alcançou 61,0% enquanto a de 2006 foi de 59,0%.



5.11. Resultado Financeiro

5.11.1. Receitas Financeiras

No exercício de 2007, essas receitas reduziram R$ 7,1 milhões, em função de os aumentos na renda de aplicação financeira e na variação monetária sobre depósitos vinculados a litígios terem sido inferiores ao reconhecimento, no ano de 2006, de receita financeira não-recorrente relativa a juros extraordinários sobre parcelamento de dívidas de valores a receber tanto de venda de energia quanto de ganhos em processos judiciais.

5.11.2. Despesas Financeiras

No ano de 2007, essas despesas reduziram R$ 28,6 milhões em relação a 2006, em razão, principalmente, da combinação dos efeitos a seguir descritos: (i) queda de R$ 11,1 milhões nos encargos sobre os empréstimos, financiamentos e debêntures, devido à redução da TJLP, da SELIC e do CDI e à diminuição gradativa do endividamento pelas amortizações realizadas no exercício; (ii) crescimento de R$ 33,5 milhões na receita de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, em razão de maior desvalorização das moedas que compõem a dívida frente ao Real; e (iii) aumento de R$ 17,5 milhões na variação monetária sobre dívidas, em função do aumento do IGP-M entre os anos comparados.

5.12. Resultado Não Operacional

A variação de R$ 4,4 milhões entre os exercícios comparados decorre, substancialmente, da baixa de equipamentos em função de modernização efetuada em sistemas de algumas usinas da Companhia e dos efeitos decorrentes da alienação de 33,34% do Projeto Jacuí, em 2006.

5.13. Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R$ 191,9 milhões no exercício de 2007 deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores: (i) incremento de R$ 87,8 milhões em decorrência do crescimento do resultado antes dos tributos da Companhia; (ii) maior imposto de renda e contribuição social, no valor de R$ 12,6 milhões, em função de menor crédito de juros sobre o capital próprio no ano de 2007 em comparação com 2006; e (iii) reconhecimento de ganho fiscal extraordinário de R$ 87,1 milhões, em 2006, devido aos efeitos da alienação de 33,34% do Projeto Jacuí.

5.14. Lucro Líquido

No exercício de 2007, o lucro líquido atingiu R$ 1.045,6 milhões, 6,8% maior do que o ano anterior, que foi de R$ 979,1 milhões, representando R$ 1,60 por ação. Desconsiderando-se os eventos não-recorrentes ocorridos no ano de 2006, quais sejam os ganhos em ações judiciais e os efeitos decorrentes da alienação do Projeto Jacuí, o lucro líquido de 2007 seria 28,9% superior ao de 2006.



5.15. Distribuição de Dividendos

A Administração da Companhia aprovou a distribuição de R$ 993,3 milhões em proventos, sendo R$ 817,3 milhões na forma de dividendos e R$ 176,0 milhões como juros sobre o capital próprio, o que representa uma proposta de pagamento de 95% do lucro líquido do exercício, equivalente a R$ 1,5218031188 por ação.

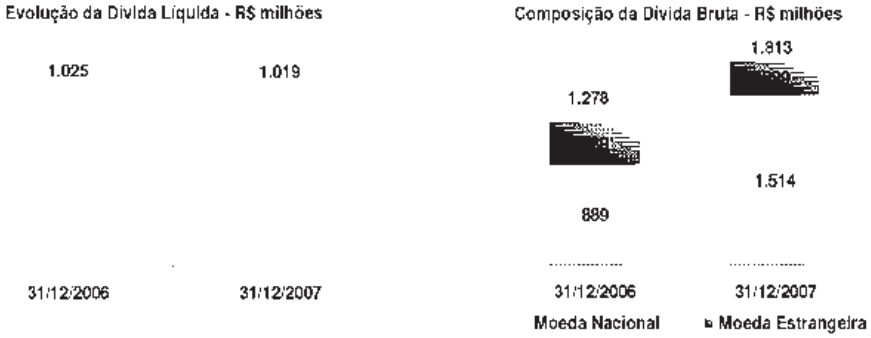
A política de dividendos da Companhia estabelece um dividendo mínimo obrigatório de 30% do lucro líquido do exercício, ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações. Adicionalmente, a Companhia aprovou a intenção de declarar e pagar dividendos e/ou juros sobre o capital próprio em montante não inferior a 55% do lucro líquido, ajustado nos termos da lei anteriormente mencionada. O valor dessas contribuições depende de vários fatores, tais como condição financeira da Companhia, suas perspectivas futuras, condições macroeconômicas e estratégia de crescimento. Foi aprovada ainda a distribuição de dividendos em períodos semestrais.

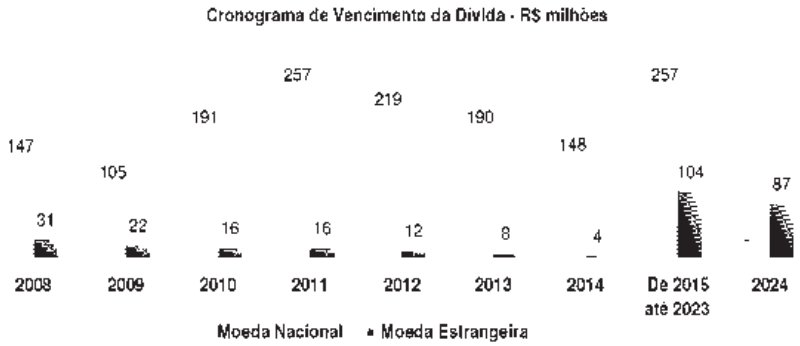
5.16. Endividamento

Em 31 de dezembro de 2007, a dívida líquida da Companhia (dívida total menos caixa e equivalentes e o resultado das operações de *swap*) era de R$ 1.019,1 milhões, comparada a R$ 1.025,2 milhões ao final de 2006.

A dívida bruta total consolidada, representada principalmente por empréstimos, debêntures e financiamentos, totalizava R$ 1.813,2 milhões em 31 de dezembro de 2007, um incremento de 41,9% comparativamente à posição de 31 de dezembro de 2006. Do total da dívida no final do período, 16,5% eram em moeda estrangeira, dos quais 47,2% estavam protegidos da variação cambial das moedas frente ao Real, através de instrumentos de *hedge*.

O acréscimo do endividamento da Companhia está relacionado à emissão de R$ 350,0 milhões em debêntures, realizada no segundo trimestre de 2007, que teve uma demanda quatro vezes superior à oferta. Adicionalmente, em 2007, houve a contratação de empréstimo junto ao BNDES e seus agentes financeiros no valor total de R$ 570,2 milhões para fazer frente aos investimentos na Usina Hidrelétrica São Salvador. O valor liberado até 31 de dezembro de 2007 foi de R$ 392,7 milhões.





5.16.1. Emissão de Debêntures

Em 21 de maio de 2007, o Conselho de Administração autorizou a emissão do Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures, no valor de R$ 1,5 bilhão, e a concomitante segunda emissão de debêntures da Companhia, já no âmbito do referido programa, no valor de R$ 350,0 milhões, correspondente a 35 mil debêntures. O prazo de vigência é de 7 anos para as debêntures da 1ª Série e 5 anos para as debêntures da 2ª Série, contados a partir da data de emissão, com vencimento final em 15 de maio de 2014 e 15 de maio de 2012, respectivamente. As debêntures da 1ª Série serão atualizadas pelo IPCA e farão jus a juros remuneratórios, pagos anualmente, correspondentes a, no máximo, 8,70% ao ano. As debêntures da 2ª Série não serão atualizadas e farão jus a uma remuneração semestral que contemplará juros remuneratórios correspondentes a, no máximo, 103,5% da taxa DI.

Os recursos provenientes da emissão foram destinados à aquisição da totalidade das ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia Energética São Salvador (CESS). Os principais adquirentes foram fundos de investimento e entidades de previdência privada.

6. Investimentos

6.1. Manutenção, Revitalização e Ampliação do Parque Gerador

A partir do segundo trimestre de 2007, a Companhia passou a realizar investimentos na construção da Usina Hidrelétrica São Salvador, com recursos financiados pelo BNDES. Esses investimentos atingiram R$ 305,1 milhões em 2007. Além disso, investimentos destinados aos projetos de manutenção e revitalização das usinas totalizaram R$ 74,3 milhões, 7,7% superior ao realizado em 2006.

O total acumulado de investimentos em 2007 atingiu R$ 379,4 milhões, valor significantemente superior aos R$ 69,0 milhões realizados em 2006, devido, principalmente, aos citados investimentos na Usina Hidrelétrica São Salvador.



6.2. Pesquisa e Desenvolvimento

Em 2007, o Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento da Tractebel Energia investiu R$ 16,2 milhões, segmentados conforme abaixo:

- ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, administrado pela FINEP/MCT, foram destinados R$ 8,0 milhões;
- para custeio da Empresa de Planejamento Energético (EPE) do Ministério de Minas e Energia foram alocados R$ 6,2 milhões; e
- em projetos específicos de pesquisa e desenvolvimento aprovados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) foram aplicados efetivamente R$ 2,0 milhões, distribuídos em 22 projetos em andamento. Ainda em 2007, foi realizada a defesa perante à ANEEL de 25 novos projetos de P&D referentes ao ciclo 2006/2007, que é composto por outros 9 projetos plurianuais, todos em execução. Para investimentos nestes 34 projetos de P&D, já estão provisionados R$ 8,3 milhões. Usualmente metade dos recursos é destinada a projetos na área de meio ambiente, e a outra metade no desenvolvimento de novas tecnologias e materiais aplicados aos processos de geração de energia elétrica bem como à prospecção de fontes alternativas de energia.

7. Governança Corporativa

Os esforços da Tractebel Energia em conduzir seus negócios em conformidade com as boas práticas de governança corporativa foram reconhecidos em 2007. A Companhia foi agraciada com o Troféu Transparência, concedido pela ANEFAC em parceria com o SERASA e a FIPECAFI, às empresas que divulgam o balanço patrimonial e demais relatórios contábeis da forma mais clara e precisa.

As ações da Tractebel Energia são negociadas no Novo Mercado, segmento da Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) integrado por companhias que se comprometem voluntariamente com a adoção de práticas de governança corporativa adicionais ao exigido pela legislação. Sua estrutura de controle interno foi adequada aos regulamentos da Sarbanes-Oxley (SOX), lei norte-americana voltada às companhias de capital aberto que visa garantir a veracidade do conteúdo dos relatórios financeiros e a criação de mecanismos de auditoria e segurança confiáveis.

O Conselho de Administração é composto por nove membros efetivos, sendo dois conselheiros independentes e um representante dos empregados. A Diretoria Executiva possui seis membros eleitos pelo Conselho de Administração para mandato de três anos, com possibilidade de reeleição. O Conselho Fiscal possui três membros, sendo um deles indicado pelos acionistas minoritários.

A Tractebel Energia apresenta uma estrutura formada por oito comitês, cujas ações estão sujeitas à aprovação do Conselho de Administração. Em 2007, foi criado o Comitê de Sustentabilidade, cujo objetivo é gerir projetos e ações relacionados à responsabilidade corporativa social e ambiental.

7.1. Direitos dos Acionistas

Cada ação ordinária da Companhia confere ao seu detentor um voto em assembléia geral ordinária ou extraordinária, e o direito de receber dividendos; de participar da distribuição de lucros ou outras distribuições a acionistas; de fiscalizar a administração da Companhia, nos termos do Estatuto Social; de preferência na subscrição de ações, debêntures conversíveis em ações ou bônus de subscrição; e de retirar-se da Companhia nos casos previstos na Lei das Sociedades por Ações. De acordo com o regulamento do Novo Mercado, as ações ordinárias podem ser incluídas em oferta pública de ações, em decorrência da alienação do controle da Companhia, recebendo, no mínimo, 100% do preço pago por ação ordinária do bloco de controle. Além disso, a Companhia está vinculada à arbitragem na Câmara de Arbitragem do Mercado, conforme cláusula compromissória constante do seu Estatuto Social.

7.2. Política de Divulgação de Informações

Revisada em 2007, a Política de Divulgação de Informações e de Negociação de Ações da Tractebel Energia atende às regras de transparência e às exigências dos órgãos reguladores do mercado financeiro, como o Banco Central, a Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e Bovespa. A Companhia divulga fatos relevantes conforme a Instrução nº 358/02 da CVM, que exige a disponibilização de dados sobre seus negócios de forma a dar aos investidores tempo hábil para a tomada de decisão. As divulgações de resultados trimestrais, os fatos relevantes, os *press releases*, os relatórios anuais, os documentos arquivados na CVM, suas políticas e práticas e outras informações institucionais estão disponíveis em seu site de Relações com Investidores.

7.3. Código de Ética e Regimento Interno do Conselho de Administração

Em 2007, a Tractebel Energia aprimorou seu Código de Ética, que explicita as normas de conduta no relacionamento com as partes interessadas – empregados, clientes, fornecedores, acionistas, comunidades e Governo. O documento está alinhado aos valores e princípios do controlador, o Grupo SUEZ.

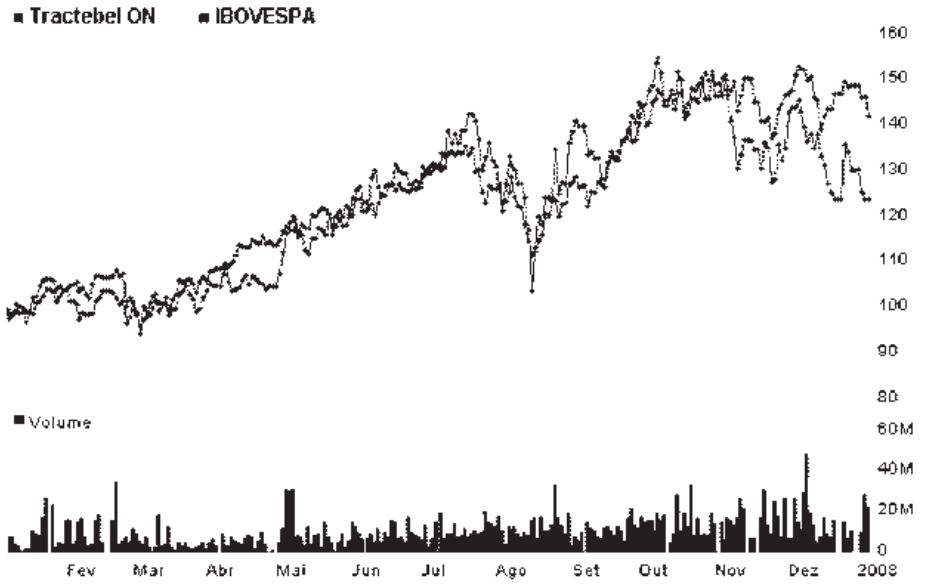
Além disso, a Tractebel Energia elaborou e implantou, com base em documento similar utilizado por seu controlador, o regimento interno de seu Conselho de Administração.

8. Mercado de Capitais

As ações da Tractebel Energia são negociadas no segmento do Novo Mercado da Bovespa sob o código TBLE3. Integram o Índice de Governança Corporativa Diferenciada (IGC), o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (Itag) e, pelo terceiro ano consecutivo, foram selecionadas para compor o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE). A Companhia negocia ainda ADRs (*American Depositary Receipts*) Nível 1 no mercado de balcão norte-americano sob o código TBLEY.

Em um ano em que o Ibovespa, índice que representa o desempenho dos 57 papéis de maior liquidez, valorizou 43,7% e que o Índice de Energia Elétrica da Bovespa (IEE), que congrega as ações do setor elétrico, apreciou 23,7%, as ações da Tractebel Energia, negociadas em 100% dos pregões da Bovespa, tiveram uma valorização de 23,1%. O volume médio diário negociado atingiu R$ 15,6 milhões, 90,0% acima da média de 2006. No final do exercício, os papéis estavam cotados a R$ 21,30/ação.

As ações apresentaram aumento na liquidez, devido, principalmente, à contratação, em 2007, de um formador de mercado, cujo contrato vai até setembro de 2008.



8.1. Relações com Investidores

O departamento de Relações com Investidores (telefone: 48 3221-7221) é responsável pela divulgação de informações sobre o desempenho da Companhia por meio de eventos, como o da Associação dos Analistas e Profissionais do Mercado de Capitais (Apimec), bem como por teleconferências e visitas às centrais geradoras, através do programa Por Dentro das Usinas. Mantém contato com investidores e analistas de mercado através desses eventos, reuniões diretas, contatos telefônicos e por meio do site de Relações com Investidores da Tractebel Energia.

9. Recursos Humanos

A política de Recursos Humanos da Tractebel Energia tem como base a valorização do ser humano e está estruturada de forma a sustentar a estratégia de negócio da Companhia. Para isso investe continuamente no desenvolvimento de programas que fortaleçem atitudes e comportamentos alinhados à cultura organizacional.

Um dos instrumentos utilizados é a Pesquisa de Clima Organizacional, realizada a cada dois anos, com o objetivo de estreitar a relação de confiança entre a Companhia e os seus empregados. Em 2007, em pesquisa realizada pela Hay do Brasil, foi registrada uma melhoria no clima organizacional de 8 pontos percentuais, e 88% dos empregados consideraram a Tractebel Energia uma das melhores empresas para se trabalhar.

Outro aspecto que tem sido objeto de constante atenção da Companhia é o Programa de Sucessão, que abrange a contratação de novos empregados e a condução de um programa de desligamento voluntário vinculado à preparação de sucessores, com datas de saída programadas pela Companhia.

A Tractebel Energia encerrou 2007 com 917 empregados. No período foram admitidos 46 novos empregados e desligados 34.

Os serviços oferecidos pela Companhia demandam mão-de-obra especializada, exigindo um quadro de profissionais altamente qualificados: 36% têm formação universitária e 38% o segundo grau técnico.

A Tractebel Energia possui Acordos Coletivos de Trabalho assinados com sindicatos que representam seus empregados, em conformidade com as diretrizes da Organização Internacional do Trabalho (OIT) e inclui temas como reajuste salarial, planos de previdência, benefícios, segurança e saúde, equipamentos de proteção, treinamento e educação.

9.1. Saúde e Segurança

Em 2007, a Companhia passou a incluir em suas estatísticas de saúde e segurança do trabalho os empregados de empresas de serviços terceirizados, e desenvolveu diversas ações de conscientização sobre a importância de se ter um ambiente de trabalho seguro e saudável.

Como resultado, em 2007 não houve acidentes de trabalho fatais em suas instalações. A taxa de freqüência foi de 1,86 e a taxa de gravidade de 0,07 para um total de 4.836.731 horas trabalhadas no ano por empregados próprios e por empregados de empresas de serviços terceirizados.

No exercício de 2007 foram efetuadas também as adequações previstas nas Normas Regulamentadoras NR 10 e NR 33, do Ministério do Trabalho e Emprego, voltadas à segurança dos trabalhadores que lidam com instalações elétricas e com espaço confinado.

Anualmente um *check-up* médico é realizado por todos os empregados. Além disso, todos possuem um Plano Individual de Saúde, que estabelece metas associadas, por exemplo, a peso e nível de colesterol, com base nos resultados dos exames de cada empregado.

9.2. Benefícios

A Tractebel Energia oferece aos empregados e seus dependentes um auxílio à recuperação da saúde, que cobre as áreas médica, odontológica, farmacêutica e psicológica.

Oferece também seguro de vida em grupo, cobertura para incapacidade e invalidez, licença maternidade e paternidade, auxílio creche e alimentação, previdência privada e auxílio no atendimento a portadores de necessidades especiais.

O Plano de Previdência Privada da Companhia, administrado pela PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, tem a participação de 94,3% dos empregados, em sua grande maioria em plano de contribuição definida. Em 2007, a Companhia repassou R$ 8,8 milhões para este plano, e mais R$ 1,0 milhão para o custeio de despesas administrativas daquela sociedade.

Ainda em 2007, a Tractebel Energia assinou um termo de adesão com a Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social (ELOS), com o objetivo de voltar a patrocinar, nesta instituição, parte dos ex-empregados aposentados que são de sua responsabilidade e que optaram por não fazer parte do plano da Tractebel Energia na PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar. Com esta decisão, a Tractebel Energia atendeu aos anseios de mais de 2.200 participantes.

9.3. Treinamento e Desenvolvimento

A Companhia possui programa de treinamento e desenvolvimento, além de oferecer auxílio à formação educacional em diferentes níveis acadêmicos. Em 2007, a média de treinamento por empregado foi de 80,5 horas/homem, 16,7% superior ao registrado no ano de 2006, que totalizou 69 horas/homem.

9.4. Remuneração e Participação nos Resultados

A política de remuneração da Companhia está alinhada às praticas de mercado e é monitorada por meio de pesquisas salariais.

Em 2007, foram distribuídos aos empregados R$ 12,2 milhões como participação nos lucros do exercício anterior. A distribuição foi proporcional à remuneração e levou em consideração o desempenho individual e as metas alcançadas.

10. Responsabilidade Sócio-Ambiental

Promover rentabilidade e o desenvolvimento sustentável de longo prazo é um desafio constante. Para conciliar crescimento econômico com desenvolvimento social e proteção ao meio ambiente, a Companhia segue três princípios fundamentais:

- prover soluções sustentáveis sob os pontos de vista econômico, social e ambiental;
- controlar os impactos dos empreendimentos; e
- criar valor para os acionistas e a sociedade.

O plano de gestão ambiental da Companhia segue as premissas detalhadas no seu Código de Meio Ambiente, disponível em seu site (www.tractebelenergia.com.br). O documento prevê o controle permanente da emissão, deposição e aproveitamento de resíduos, a preservação dos recursos naturais e a recuperação de áreas ou ecossistemas degradados.

Além de cumprirem as condicionantes estabelecidas pelas licenças ambientais e a legislação vigente, todas as usinas da Tractebel Energia são abrangidas pelo Sistema Integrado de Gestão da Qualidade e Meio Ambiente, certificado conforme os requisitos da NBR ISO 9001 e da NBR ISO 14001.

Uma de suas usinas, a Unidade de Co-geração Lages, está oficialmente registrada junto ao Comitê Executivo da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Alterações Climáticas (CQNUAC), caracterizada pela realização de uma atividade que atende aos requisitos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), conforme estabelecido pelo Protocolo de Kyoto. A termelétrica está, portanto, habilitada a gerar créditos de carbono para comercialização pela Lages Bioenergética. Em 2007, Lages fechou contrato de venda de 750.000 toneladas de Reduções Certificadas de Emissões (RCEs), volume que representa 40% do total de RCEs a serem emitidas, e que deverá ser entregue ao Prototype Carbon Fund (PCF) em parcelas anuais até 2013.

A Tractebel Energia possui três programas de atuação em questões sociais e culturais:

- Programa Tractebel Energia de Responsabilidade Social, com foco na melhoria na qualidade de vida de crianças de comunidades carentes, na área de atuação da Companhia. Em 2007, foram aplicados mais de R$ 2,2 milhões;
- Programa Tractebel Energia de Melhoria Ambiental, com foco na educação ambiental, recuperação de áreas degradadas e reflorestamento nos locais onde a Companhia possui empreendimentos. Em 2007, destacamos o plantio de mais de 290 mil árvores nativas em áreas da Companhia ou adjacentes; e
- Programa Tractebel Energia de Desenvolvimento Cultural, com foco no desenvolvimento cultural das comunidades onde a Companhia está situada. Em 2007 foram aplicados mais de R$ 1,6 milhão.

Também em 2007 foi instituído o Comitê de Sustentabilidade Tractebel Energia, que possui entre suas atribuições criar um sistema pró-ativo de responsabilidade sócio-ambiental, bem como assegurar a transparência das ações e o uso ético dos recursos aplicados.

11. Auditores Independentes

Conforme o disposto no Artigo 2º da Instrução CVM nº 381/03, a Tractebel Energia informa que os auditores independentes da Companhia e de suas controladas, Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes, não prestaram serviços não relacionados à auditoria independente em 2007.

12. Agradecimentos

A Tractebel Energia agradece a seus empregados, clientes, fornecedores, acionistas, instituições financeiras, entidades governamentais, órgãos reguladores e todos aqueles que contribuíram para o desempenho da Companhia em 2007.

A Administração

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

ATIVO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2007	2006	2007	2006
ATIVO CIRCULANTE					
Numerário disponível		6.694	7.454	25.170	23.593
Aplicações financeiras	4	565.061	186.352	768.921	233.247
Recursos vinculados a pagamento de obrigações		-	21.643	-	21.643
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	323.171	314.663	349.906	358.002
Dividendos a receber de controladas		91.006	103.021	-	-
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	8.285	23.623	11.169	26.707
Almoxarifado		49.289	22.719	50.068	23.623
Cauções e depósitos vinculados		18.375	51.511	19.785	53.947
Ativo fiscal diferido	7	12.091	19.683	12.160	21.351
Outros		26.906	20.666	27.172	29.939
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE		**1.100.878**	**771.335**	**1.264.351**	**792.052**
ATIVO NÃO CIRCULANTE					
Realizável a Longo Prazo					
Concessionárias e permissionárias	5	4.548	16.063	4.548	16.063
Tributos e contribuições sociais a compensar	6	21.208	10.342	24.183	13.124
Cauções e depósitos vinculados		-	-	32.330	29.422
Depósitos judiciais	19	126.357	111.204	150.679	131.331
Alienação de bens e direitos	9	81.315	68.565	81.315	68.565
Ativo fiscal diferido	7	201.371	187.282	204.015	188.489
Outros		2.476	2.216	2.476	2.216
		437.275	**395.672**	**499.546**	**449.210**
Permanente					
Investimentos	10	1.156.481	843.659	113.407	36.873
Imobilizado	11	2.725.218	2.836.435	4.612.826	4.148.898
Intangível	12	2.185	1.256	75.492	77.310
Diferido		-	-	32.468	34.766
		3.883.884	**3.681.350**	**4.834.193**	**4.297.847**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE		**4.321.159**	**4.077.022**	**5.333.739**	**4.747.057**
TOTAL		**5.422.037**	**4.848.357**	**6.598.090**	**5.539.109**

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

BALANÇOS PATRIMONIAIS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2007	2006	2007	2006
PASSIVO CIRCULANTE					
Fornecedores	14	229.708	235.924	273.911	239.319
Dividendos e juros sobre o capital próprio	24	532.997	478.043	532.997	478.043
Empréstimos e financiamentos	15	71.255	256.152	121.024	306.079
Debêntures	16	32.138	15.004	56.560	37.834
Tributos e contribuições sociais	17	271.724	33.747	341.396	45.870
Obrigações estimadas		32.713	28.542	33.073	28.650
Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	18	38.820	31.364	46.574	35.135
Provisão para contingências	19	10.134	11.000	10.336	11.206
Benefícios pós-emprego	21	18.450	20.369	18.450	20.369
Outros		37.793	40.107	45.475	44.307
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE		**1.275.732**	**1.150.252**	**1.479.796**	**1.246.812**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE					
Exigível a Longo Prazo					
Empréstimos e financiamentos	15	345.302	344.197	970.731	610.251
Debêntures	16	560.302	200.000	664.919	323.344
Tributos e contribuições sociais	17	9.259	5.383	12.203	5.383
Provisões para contingências	19	63.229	53.041	68.040	56.289
Concessões a pagar	20	-	-	234.188	201.546
Benefícios pós-emprego	21	310.333	293.725	310.333	293.725
Passivo fiscal diferido	22	36.535	36.535	36.535	36.535
Outros		4.492	653	4.492	653
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE		**1.329.452**	**933.534**	**2.301.441**	**1.527.726**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social	23	2.445.766	2.445.766	2.445.766	2.445.766
Reservas de capital	23	91.695	91.695	91.695	91.695
Reservas de lucros	23	279.392	227.110	279.392	227.110
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		**2.816.853**	**2.764.571**	**2.816.853**	**2.764.571**
TOTAL		**5.422.037**	**4.848.357**	**6.598.090**	**5.539.109**

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2007	2006 (Reclassificado)	2007	2006 (Reclassificado)
RECEITA OPERACIONAL BRUTA					
Fornecimento de energia elétrica		343.794	324.491	929.246	693.848
Suprimento de energia elétrica		2.543.455	2.276.942	2.421.532	2.291.922
Outras receitas		19.719	17.756	13.938	19.338
		2.906.968	**2.619.189**	**3.364.716**	**3.005.108**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL					
PIS e COFINS		(149.365)	(133.584)	(199.336)	(178.010)
ICMS		(61.103)	(52.598)	(95.260)	(92.887)
ISS		(377)	(361)	(377)	(361)
Pesquisa e desenvolvimento		(22.563)	(24.661)	(26.316)	(28.318)
		(233.408)	**(211.204)**	**(321.289)**	**(299.576)**
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA		**2.673.560**	**2.407.985**	**3.043.427**	**2.705.532**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS					
Energia elétrica comprada para revenda		(394.651)	(391.995)	(267.652)	(287.404)
Transações no âmbito da CCEE		(177.412)	(270.281)	(181.709)	(281.313)
Custo de produção de energia elétrica	25	(526.372)	(432.819)	(609.629)	(502.421)
Custo dos serviços prestados	25	(10.830)	(10.254)	(10.830)	(10.254)
		(1.109.265)	**(1.105.349)**	**(1.069.820)**	**(1.081.392)**
LUCRO BRUTO		**1.564.295**	**1.302.636**	**1.973.607**	**1.624.140**
DESPESAS OPERACIONAIS					
Despesas com vendas	25	(179.038)	(169.719)	(216.757)	(210.149)
Despesas gerais e administrativas	25	(113.716)	(111.933)	(130.121)	(133.300)
(Constituição) reversão de provisões operacionais, líquida	26	(258)	11.895	(2.229)	11.453
Ganhos em ações judiciais	27	3.700	93.350	3.700	94.502
		(289.312)	**(176.407)**	**(345.407)**	**(237.494)**
Resultado do serviço		**1.274.983**	**1.126.229**	**1.628.200**	**1.386.646**
Resultado de participações societárias					
Equivalência patrimonial	10	185.838	120.284	-	300
Amortização de ágio	10	(6.747)	(6.746)	(6.747)	(6.746)
		179.091	**113.538**	**(6.747)**	**(6.446)**
Resultado financeiro					
Receitas financeiras	28	82.025	92.761	100.602	107.666
Despesas financeiras	28	(144.527)	(169.323)	(235.255)	(263.874)
		(62.502)	**(76.562)**	**(134.653)**	**(156.208)**
RESULTADO OPERACIONAL		**1.391.572**	**1.163.205**	**1.486.800**	**1.223.992**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL		(1.507)	2.776	(1.462)	2.985
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS		**1.390.065**	**1.165.981**	**1.485.338**	**1.226.977**
Imposto de renda	8	(251.664)	(111.663)	(321.552)	(156.297)
Contribuição social	8	(92.774)	(75.172)	(118.159)	(91.534)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		**1.045.627**	**979.146**	**1.045.627**	**979.146**
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO POR AÇÃO EM R$		**1,60**	**1,50**	-	-

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO - CONTROLADORA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	CAPITAL SOCIAL	RESERVAS DE CAPITAL	RESERVAS DE LUCROS	LUCROS ACUMULADOS	TOTAL
SALDOS EM 31.12.2005	**2.445.766**	**91.695**	**148.500**	**-**	**2.685.961**
Ajuste de exercícios anteriores	-	-	-	29.653	**29.653**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	979.146	**979,146**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	48.957	(48.957)	-
- reserva de retenção de lucros	-	-	29.653	(29.653)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio ON – R$ 1,4250471146 por ação	-	-	-	(930.189)	**(930,189)**
SALDOS EM 31.12.2006	**2.445.766**	**91.695**	**227.110**	**-**	**2.764.571**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.045.627	**1.045.627**
Proposta da Administração de destinação do lucro:					
- reserva legal	-	-	52.282	(52.282)	-
- dividendos/juros sobre o capital próprio ON – R$ 1,5218031188 por ação	-	-	-	(993.345)	**(993,345)**
SALDOS EM 31.12.2007	**2.445.766**	**91.695**	**279.392**	**-**	**2.816.853**

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DAS ORIGENS E APLICAÇÕES DE RECURSOS DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO

(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	**2006**	**2007**	**2006**
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido do exercício	1.045.627	979.146	1.045.627	979.146
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido:				
Depreciação e amortização	176.521	159.004	229.119	208.364
Juros de não circulantes	25.350	35.533	42.876	54.062
Variação monetária de não circulantes	(28.808)	(23.564)	(16.551)	(15.175)
Resultado de equivalência patrimonial	(185.838)	(120.284)	-	(300)
Amortização de ágio	6.747	6.746	6.747	6.746
Constituição (reversão) de provisão operacional de não circulantes, líquida	8.120	(5.479)	10.364	(5.544)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(6.497)	45.736	(6.334)	49.469
Outros	3.813	(2.477)	5.482	(2.056)
	1.045.035	**1.074.361**	**1.317.330**	**1.274.712**
De terceiros				
Financiamentos e debêntures de longo prazo	353.423	-	746.073	-
Dividendos de controladas	219.943	159.021	-	-
Ativo realizável a longo prazo transferido para o circulante	22.335	28.981	24.729	30.489
Empréstimos e benefícios pós-emprego transferido para o não circulante	101.289	55.982	101.289	55.982
Baixa de provisão para manutenções programadas	-	16.025	-	16.055
Outros	130	803	1.466	803
	697.120	**260.812**	**873.557**	**103.329**
TOTAL DAS ORIGENS	**1.742.155**	**1.335.173**	**2.190.887**	**1.378.041**
APLICAÇÕES				
Aumento no ativo realizável a longo prazo	19.062	79.113	22.414	91.018
Ativo circulante transferido para o ativo realizável a longo prazo	7.592	53.159	7.592	53.159
Investimentos	351.771	2.025	81.378	-
Aplicação no imobilizado	67.586	64.347	672.419	69.040
Aplicação no intangível e diferido	1.428	299	7.626	303
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio	993.345	930.189	993.345	930.189
Empréstimos, financ. e debêntures transferidos para o circulante	70.478	248.935	138.289	315.727
Benefícios pós-emprego transferidos para o circulante	17.557	10.654	17.557	10.654
Outros passivos não circulantes transferidos para o circulante	9.273	10.405	10.952	11.855
TOTAL DAS APLICAÇÕES	**1.538.092**	**1.399.126**	**1.951.572**	**1.481.945**
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**204.063**	**(63.953)**	**239.315**	**(103.904)**
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	1.100.878	771.335	1.264.351	792.052
No início do período	771.335	784.949	792.052	836.532
	329.543	**(13.614)**	**472.299**	**(44.480)**
Passivo Circulante				
No fim do período	1.275.732	1.150.252	1.479.796	1.246.812
No início do período	1.150.252	1.099.913	1.246.812	1.187.388
	125.480	**50.339**	**232.984**	**59.424**
AUMENTO (REDUÇÃO) DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**204.063**	**(63.953)**	**239.315**	**(103.904)**

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	**2006**	**2007**	**2006**
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	1.045.627	979.146	1.045.627	979.146
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	176.521	159.004	229.119	208.364
Resultado de equivalência patrimonial	(185.838)	(120.284)	-	-
Amortização de ágio	6.747	6.746	6.747	6.746
Variação monetária e cambial, líquida	(33.137)	(12.711)	(16.320)	(1.938)
Juros líquidos	38.270	41.214	54.981	57.397
Constituição (reversão) de provisão operacional, líquida	4.781	(11.202)	6.758	(11.006)
Aplicações de recursos em pesquisa e desenvolvimento	-	31.364	-	35.076
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(6.497)	45.736	(6.334)	49.469
Outros	236	6.592	(1.465)	6.669
	1.046.710	**1.125.605**	**1.319.113**	**1.329.923**
Redução (aumento) nos ativos				
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	21.643	(21.643)	21.643	(21.643)
Consumidores e concessionárias	3.007	14.155	19.612	(11.371)
Tributos e contribuições sociais a compensar	5.795	(12.948)	5.861	(10.412)
Almoxarifado	(26.570)	(204)	(26.445)	(111)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	32.849	(62.714)	33.061	(76.303)
Alienações de bens e direitos	(551)	3.703	9.333	3.273
Despesas antecipadas	(2.230)	7.424	(2.243)	7.709
Outros	(2.688)	4.080	(2.975)	3.568
	31.255	**(68.147)**	**57.847**	**(105.299)**
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(6.216)	87.529	36.400	107.938
Empréstimos, financiamentos e debêntures	14.373	(898)	14.352	2.731
Tributos e contribuições sociais	243.718	(12.214)	303.993	(11.157)
Obrigações estimadas	6.288	3.738	6.295	3.732
Provisão para contingências	(5.615)	(11.852)	(6.806)	(11.983)
Benefícios pós-emprego	(29.334)	(30.374)	(29.334)	(30.374)
Obrigações com o programa de pesquisa e desenvolvimento	7.456	-	11.399	-
Outros	3.318	2.767	3.548	1.001
	233.988	**38.696**	**339.847**	**61.888**
Recursos provenientes das atividades operacionais	**1.311.953**	**1.096.154**	**1.716.807**	**1.286.512**
Atividades de investimento				
Aplicação no imobilizado	(67.586)	(64.347)	(372.199)	(69.040)
Aplicação no intangível e diferido	(1.428)	(299)	(5.346)	(303)
Aumento em investimentos, líquido das disponibilidades de controlada adquirida	(351.771)	(2.025)	(327.001)	
Dividendos recebidos de controladas	231.958	134.860	-	-
Recursos (utilizados nas) recebidos das atividades de investimentos	**(188.827)**	**68.189**	**(704.546)**	**(69.343)**
Atividades de financiamento				
Financiamentos e debêntures	353.423	-	693.363	-
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(132.268)	(177.169)	(202.041)	(243.541)
Liquidações de operações com *swaps*	(26.077)	(59.096)	(26.077)	(87.034)
Pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio	(940.255)	(938.891)	(940.255)	(938.891)
Recursos utilizados nas atividades de financiamentos	**(745.177)**	**(1.175.156)**	**(475.010)**	**(1.269.466)**
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	**377.949**	**(10.813)**	**537.251**	**(52.297)**
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	193.806	204.619	256.840	309.137
Saldo final	571.755	193.806	794.091	256.840
	377.949	**(10.813)**	**537.251**	**(52.297)**
Pagamentos efetuados no exercício				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	73.191	90.410	114.892	137.682
Imposto de renda e contribuição social	102.500	92.093	154.470	150.147
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	16.974	65.555	21.638	67.188
Dividendos propostos e juros sobre o capital próprio creditados	545.279	492.189	545.279	492.189
Dividendos propostos a receber de controladas	91.006	103.021	-	-
Ajuste de exercícios anteriores	-	29.653	-	29.953

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO (Informação suplementar)
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2007	**2006**	**2007**	**2006**
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas e serviços	2.906.968	2.619.189	3.364.716	3.005.108
Ganhos em ações judiciais	3.700	93.350	3.700	94.502
Resultado não operacional	(1.507)	2.776	(1.462)	2.985
	2.909.161	**2.715.315**	**3.366.954**	**3.102.595**
(-) Insumos				
Materiais	(21.271)	(22.220)	(23.299)	(23.897)
Serviços de terceiros	(75.045)	(67.727)	(87.539)	(78.240)
Combustível para produção de energia	(118.684)	(95.575)	(126.960)	(102.070)
Energia elétrica comprada para revenda	(394.651)	(391.995)	(267.652)	(287.404)
Transações no âmbito da CCEE	(177.412)	(270.281)	(181.709)	(281.313)
Encargos de uso da rede elétrica	(169.161)	(162.625)	(205.762)	(202.545)
Seguros	(6.798)	(6.097)	(7.924)	(7.561)
Outros	(21.460)	(3.966)	(23.715)	(9.734)
	(984.482)	**(1.020.486)**	**(924.560)**	**(992.764)**
VALOR ADICIONADO BRUTO	**1.924.679**	**1.694.829**	**2.442.394**	**2.109.831**
Depreciação e amortização	(176.521)	(159.004)	(229.119)	(208.364)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**1.748.158**	**1.535.825**	**2.213.275**	**1.901.467**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	82.025	92.761	100.602	107.666
Resultado de participações societárias	179.091	113.538	(6.747)	(6.446)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**2.009.274**	**1.742.124**	**2.307.130**	**2.002.687**

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2007	**%**	**2006**	**%**	**2007**	**%**	**2006**	**%**
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	94.073	4,7	81.782	4,7	95.777	4,2	83.432	4,2
Benefícios	23.802	1,2	21.622	1,2	24.101	1,0	21.885	1,1
Participação nos resultados	13.001	0,6	11.901	0,7	13.038	0,6	11.938	0,6
	130.876	**6,5**	**115.305**	**6,6**	**132.916**	**5,8**	**117.255**	**5,9**
Do capital de terceiros								
Encargos e variações monetárias/cambiais	119.134	5,9	152.838	8,8	167.084	7,2	216.720	10,8
Outras despesas financeiras	6.028	0,3	3.646	0,2	6.764	0,3	5.391	0,3
Aluguéis	7.334	0,4	5.524	0,3	7.907	0,4	6.491	0,3
	132.496	**6,6**	**162.008**	**9,3**	**181.755**	**7,9**	**228.602**	**11,4**
Do governo								
Impostos, taxas e contribuições	252.985	12,6	220.171	12,7	345.438	15,0	309.285	15,4
Encargos setoriais	102.852	5,1	78.659	4,5	127.381	5,5	95.588	4,8
Encargos s/concessão ANEEL	-	-	-	-	34.302	1,5	24.980	1,2
IR e CSLL	344.438	17,2	186.835	10,7	439.711	19,0	247.831	12,4
	700.275	**34,9**	**485.665**	**27,9**	**946.832**	**41,0**	**677.684**	**33,8**
Do capital próprio								
Reserva legal	52.282	2,6	48.957	2,8	52.282	2,3	48.957	2,4
Dividendos e juros s/ capital próprio	993.345	49,4	930.189	53,4	993.345	43,0	930.189	46,5
	1.045.627	**52,0**	**979.146**	**56,2**	**1.045.627**	**45,3**	**979.146**	**48,9**
	2.009.274	**100,0**	**1.742.124**	**100,0**	**2.307.130**	**100,0**	**2.002.687**	**100,0**

1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis – SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O controle acionário da Companhia pertence à Suez Energy South America Participações Ltda., empresa constituída no Brasil sob o controle da Suez-Tractebel Société Anonyme, com sede em Bruxelas, Bélgica, integrante do Grupo Suez, sediado na França.

Em março de 2007, a Companhia adquiriu, por R$ 28.793, o equivalente a 2,82% de participação acionária na Machadinho Energética S.A. – MAESA, a qual é uma Sociedade de Propósito Específico – SPE que explora, através de consórcio, a usina hidrelétrica Machadinho.

A capacidade instalada da Tractebel Energia, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá, Cana Brava, Machadinho e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.881 MW, dos quais 79,37% em usinas hidrelétricas e 20,63% em termelétricas, constituída pelo seguinte parque gerador em operação: UHE Salto Osório (PR), UHE Salto Santiago (PR), UHE Passo Fundo (RS), UHE Itá (RS/SC), UHE Machadinho (SC/RS), UHE Cana Brava (GO), UTE Charqueadas (RS), UTE Alegrete (RS), UTE William Arjona (MS), Complexo Termelétrico Jorge Lacerda (SC) e Unidade de Cogeração Lages (SC).

A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo o contrato para compra de longo prazo firmado com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA , é de 5.918 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 11-d.

A Companhia é controladora da Companhia Energética Meridional – CEM, detendo 99,99% das ações representativas de seu capital social, a qual é detentora da concessão da usina hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, Estado de Goiás. A Companhia detém, também, o controle compartilhado, com a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, da empresa Itá Energética S.A. – ITASA, da qual possui 48,75% do capital votante. A ITASA é uma SPE – Sociedade de Propósito Específico constituída para construir e explorar, em parceria, através de consórcio, a usina hidrelétrica Itá, localizada no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e Rio Grande do Sul. Detém, ainda, 99,99% das quotas de capital da Lages Bioenergética Ltda., a qual possui autorização para explorar a unidade de cogeração Lages, no Município de Lages (SC), e da Tractebel Energia Comercializadora Ltda., empresa que comercializa energia no mercado livre de negociação.

Em junho de 2007, a Companhia adquiriu, da sua controladora Suez Energy South America Participações Ltda., o controle acionário da Companhia Energética São Salvador - CESS, correspondente a 99,99% das ações representativas do capital social, pelo valor de R$ 304.000. A CESS é uma Sociedade de Propósito Específico - SPE constituída para construir e operar a Usina Hidrelétrica São Salvador.

A Companhia também adquiriu, através da controlada integral Delta Energética, em novembro de 2007, o controle acionário da Seival Participações S.A., correspondente a 100% das ações ordinárias representativas do capital social, pelo valor de R$ 23.813. A Seival Participações S.A. detém 99,99% das quotas do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda., constituída como uma Sociedade de Propósito Específico - SPE para implantar e explorar uma central geradora termelétrica a vapor, utilizando como combustível carvão mineral.

As principais características das controladas e de seus empreendimentos estão descritas na Nota 10-b.

A Tractebel Energia, através de Fato Relevante divulgado em 13.12.2007, comunicou aos seus acionistas e ao mercado em geral que sua controlada integral Energia América do Sul Ltda., adquiriu o controle acionário da Ponte de Pedra Energética S.A., pelo valor total de R$ 592.000, o qual será pago desde que satisfeitas determinadas condições constantes do contrato de compra e venda de ações celebrado naquela data, dentre elas, a anuência prévia da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e a aprovação do BNDES. A Ponte de Pedra Energética S.A. detém a concessão da usina hidrelétrica Ponte de Pedra, com capacidade instalada de 176,1 MW e energia assegurada de 131,6 MW médios, localizada no Rio Correntes, no Estado de Mato Grosso, em operação comercial desde setembro de 2005. A referida aquisição pela Energia América do Sul Ltda. constitui para a Tractebel Energia investimento relevante, e se enquadra nas disposições do artigo 256 da Lei n.º 6.404/76, razão pela qual será submetida à ratificação de acionistas em assembléia geral. A aquisição da usina Ponte de Pedra representa mais um passo da Tractebel Energia em sua estratégia de crescimento no setor elétrico brasileiro.

2 – APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

As demonstrações contábeis foram elaboradas em consonância com as práticas contábeis adotadas no Brasil e estão apresentadas com valores expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de maneira diferente. Com o objetivo de aprimoramento das informações prestadas ao mercado, estão sendo apresentadas, como informações suplementares, as demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado.

A receita de fornecimento de energia, a partir de janeiro de 2007, passou a ser registrada líquida do ICMS recolhido por substituição tributária incidente sobre operações de vendas interestaduais. Até 31 de dezembro de 2006, este imposto vinha sendo apresentado no grupo "Deduções à receita operacional". De modo a facilitar a análise comparativa entre os períodos apresentados, a receita operacional bruta e as deduções à receita bruta relativas ao exercício de 2006, passaram, respectivamente, de R$ 2.638.577 e R$ 230.592 para R$ 2.619.189 e R$ 211.204, na controladora, e de R$ 3.060.737 e R$ 355.205 para R$ 3.005.108 e R$ 299.576, no consolidado.

3 – SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

a) Aplicações financeiras - são registradas ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço. Os valores contábeis, caso excedam os preços médios de mercado, são ajustados através de constituição de provisão.

b) Provisão para créditos de liquidação duvidosa - constituída em montante considerado suficiente pela Administração da Companhia para cobrir prováveis riscos na realização de créditos a receber de consumidores, concessionárias e permissionárias e de outros créditos, com base em análise individual dos créditos existentes.

c) Imposto de renda e contribuição social diferidos (Ativo fiscal diferido) - são calculados às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente, vigentes na data do balanço, e são reconhecidos com base nas diferenças temporárias. A segregação entre circulante e não circulante obedece à expectativa de realização dos valores que lhe dão origem.

d) Almoxarifado - estão registrados ao custo médio ponderado de aquisição, que não excede o valor de mercado.

e) Ativos indexados - são atualizados até a data do balanço.

f) Investimentos – os investimentos em sociedades controladas e controlada em conjunto são avaliados pelo método da equivalência patrimonial e os demais investimentos são reconhecidos ao custo de aquisição, que não excede o valor de mercado;

g) Imobilizado - é registrado ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação, calculada pelo método linear, com base nas taxas anuais estabelecidas pela ANEEL, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas Unidades de Cadastro – UC que compõem os empreendimentos. As taxas médias anuais de depreciação apuradas pela Companhia e suas controladas estão demonstradas na Nota 11-a.

Os juros e demais encargos financeiros e efeitos inflacionários decorrentes dos financiamentos obtidos de terceiros, efetivamente aplicados nas imobilizações em curso, são computados como custo do respectivo imobilizado. Até 31.12.1998, foram capitalizados juros sobre o capital próprio vinculado às obras em andamento, em consonância com a legislação específica do setor elétrico.

h) Empréstimos, financiamentos e debêntures – são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 15 e Nota 16). Os encargos decorrentes de ambos são apropriados até a data do balanço.

i) Demais obrigações - são registradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos.

j) Provisão para contingências – são constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos relacionados a assuntos tributários, cíveis, trabalhistas, cuja probabilidade de perda é considerada provável. Estas provisões estão sendo apresentadas líquidas dos depósitos judiciais a elas relacionadas. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

k) Benefícios pós-emprego - são registrados com base em avaliação atuarial, pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, complementados pelos valores projetados atuarialmente e atualizados mensalmente pelos índices contratuais, no que se refere às obrigações já contratadas (ver Nota 21).

l) Resultado do exercício - as receitas e despesas são registradas com observância do regime de competência dos exercícios.

m) Reconhecimento dos efeitos inflacionários - estão refletidos somente os efeitos das variações monetárias sobre ativos e passivos indexados em função de disposições legais e contratuais. Em conformidade com as disposições da Lei nº 9.249, de 26.12.1995, a partir de janeiro de 1996 foi extinta a sistemática de correção monetária. Desta forma, os valores correspondentes ao ativo permanente e ao patrimônio líquido estão corrigidos somente até 31.12.1995.

n) Uso de estimativas – a preparação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil requer que a administração da Companhia se baseie em estimativas para o registro de certas transações que afetam seus ativos, passivos, receitas e despesas, bem como a divulgação de informações em suas demonstrações contábeis. Os resultados finais dessas transações e informações podem diferir dessas estimativas. As principais estimativas relacionadas às demonstrações contábeis referem-se ao registro das provisões para crédito de liquidação duvidosa, contingências e benefícios pós-emprego, bem como à apresentação do perfil de exigibilidade das mesmas e de realização do respectivo ativo fiscal diferido.

o) Ajuste a valor presente – os ativos e passivos não circulantes contratados a preços futuros são ajustados a valor presente, com a taxa de desconto de 10% a.a., usualmente praticada no setor elétrico.

p) Demonstrações contábeis consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado (ver Nota 10-b).

Em face da participação da controladora nas demais sociedades controladas ser de 99,99%, não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

4 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Citibank - Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais e Privados [1]				
Nota do Tesouro Nacional - NTN - B	424.512	-	535.435	-
Debêntures	30.092	-	37.955	-
Letra do Tesouro Nacional - LTN	241	153.637	303	153.637
	454.845	153.637	573.693	153.637
Certificado de Depósito Bancário - CDB	20.473	32.715	25.823	32.715
Letra do Tesouro Nacional - LTN	40.410	-	50.969	-
Letra Financeira do Tesouro - LFT	49.333	-	62.224	-
	565.061	186.352	712.709	186.352
Instituições Financeiras [2]				
Certificado de Depósito Bancário - CDB	-	-	31.657	16.518
Notas do Tesouro Nacional - NTN - D	-	-	3.634	4.508
Operações Compromissadas com Títulos Privados e Públicos Federais [1]				
Debêntures	-	-	20.921	22.165
Letra Financeira do Tesouro - LFT	-	-	-	3.704
	-	-	56.212	46.895
	565.061	186.352	768.921	233.247
Banco Santos				
Certificado de Depósito Bancário - CDB	1.777	1.777	2.603	2.603
(-) Provisão para perdas	(1.777)	(1.777)	(2.603)	(2.603)
	565.061	**186.352**	**768.921**	**233.247**

A Companhia estruturou as suas aplicações financeiras através da concentração dos recursos em um Fundo de Investimento Exclusivo e Multimercado, o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

Os fundos exclusivos não possuem obrigações financeiras significativas, estando estas limitadas aos honorários de serviços de administração dos ativos, de execução das transações de investimentos e de auditoria, além de irrelevantes despesas gerais e administrativas.

Na carteira do fundo, em 31.12.2007, estão registradas operações no mercado futuro de taxa de juros (DI Futuro BMF), que tem por objetivo transformar alocações pré-fixadas em alocações indexadas ao CDI. Os resultados dessas operações são compensados com os apresentados na carteira de títulos acima mencionada. O saldo consolidado dessas transações em 31.12.2007 é de R$ 38.678.

Estas operações têm os seguintes valores, datas de vencimento e características:

	Valor	Vencimento	Carteira protegida	Vencimento
DI Futuro	14.988	02.01.2008	LTN	01.01.2009
DI Futuro	23.690	01.07.2008	LTN	01.01.2008
	38.678			

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída para cobrir possíveis perdas decorrentes das aplicações em CDB que a Companhia e a controlada CEM possuem no Banco Santos, o qual teve a sua falência decretada em 2005.

[1] São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas por uma taxa pré-fixada e estão lastreadas em títulos públicos federais e em títulos privados.

[2] Banco do Brasil, Banco Safra, Banco Santander, Banco Votorantim, Banco Itaú, ABN Amro Real, UNIBANCO, HSBC e Tesouro Nacional.

5 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				
	2007				2006
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	192.569	-	-	192.569	181.914
Comercializadoras	82.232	-	-	82.232	75.307
Consumidores livres	26.561	1.816	6	28.383	29.324
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Correntes	6.185	127	-	6.312	-
- Parcelamentos	11.350	-	-	11.350	19.537
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	1.373	212	-	1.585	7.841
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	109.873	-	11.947	121.820	121.820
	128.781	339	11.947	141.067	149.198
	430.143	**2.155**	**12.693**	**444.991**	**436.483**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(109.873)	-	(11.947)	(121.820)	(121.820)
	320.270	**2.155**	**746**	**323.171**	**314.663**
Não Circulante					
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Parcelamentos	3.658	-	-	3.658	13.820
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	890	-	-	890	2.243
	4.548	**-**	**-**	**4.548**	**16.063**

	Consolidado				
	2007				2006
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	195.483	-	-	195.483	184.662
Comercializadoras	42.999	-	-	42.999	75.136
Consumidores livres	84.203	4.143	6	88.352	67.838
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Correntes	7.392	137	-	7.529	380
- Parcelamentos	11.350	-	-	11.350	19.537
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	1.373	212	-	1.585	7.841
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	13.944	124.442	124.442
	130.613	349	13.944	144.906	152.200
	453.298	**4.492**	**14.690**	**472.480**	**480.576**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(122.574)
	342.800	**4.492**	**2.614**	**349.906**	**358.002**
Não Circulante					
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Parcelamentos	3.658	-	-	3.658	13.820
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	890	-	-	890	2.243
	4.548	**-**	**-**	**4.548**	**16.063**

Os valores vencidos há mais de 90 dias relativos a transações no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE (atualmente Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE) referem-se a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A provisão para créditos de liquidação duvidosa sobre os valores vincendos foi constituída em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do MAE no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico.

6 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Circulante				
ICMS	42.764	44.375	44.894	45.857
Imposto de renda	-	9.021	681	10.369
Contribuição social	-	2.945	-	3.199
COFINS	2.256	1.139	2.316	1.139
PIS	490	249	503	249
INSS	2.913	7.245	2.913	7.245
	48.423	**64.974**	**51.307**	**68.058**
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	(40.138)	(41.351)	(40.138)	(41.351)
	8.285	**23.623**	**11.169**	**26.707**
Não Circulante				
ICMS	3.934	3.110	6.897	5.880
COFINS	8.762	5.943	8.772	5.953
PIS	1.902	1.289	1.904	1.291
INSS	6.610	-	6.610	-
	21.208	**10.342**	**24.183**	**13.124**

A provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS é decorrente do imposto incidente sobre a aquisição de gás natural para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, e foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total de tais créditos, tendo em vista que a venda de energia elétrica naquele Estado ocorria com diferimento de ICMS.

7 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Controladora				
	2007				2006
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	146.550	36.637	-	36.637	34.167
Benefícios pós-emprego	190.812	47.703	17.173	64.876	57.120
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	121.820	30.455	10.964	41.419	41.419
Provisão para contingências	106.505	26.626	9.586	36.212	33.565
Provisão para perdas com créditos de ICMS	40.138	10.035	3.612	13.647	14.060
Depreciação acelerada na UTE W. Arjona	25.190	6.298	2.267	8.565	9.701
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	5.091	1.273	458	1.731	5.731
Ajuste a valor presente de valores a receber	20.181	5.045	1.816	6.861	8.598
Provisão para perdas em aplicações financeiras	1.777	444	160	604	604
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	4.787	1.197	431	1.628	-
Outros	3.770	942	340	1.282	2.880
		166.655	**46.807**	**213.462**	**206.965**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		9.860	2.231	12.091	19.683
Não circulante		156.795	44.576	201.371	187.282
		166.655	**46.807**	**213.462**	**206.965**

	Consolidado				
	2007				2006
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	146.550	36.637		36.637	34.167
Benefícios pós-emprego	190.812	47.703	17.173	64.876	57.120
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.675
Provisão para contingências	110.257	27.564	9.924	37.488	34.305
Provisão para perdas com créditos de ICMS	40.138	10.035	3.612	13.647	14.060
Depreciação acelerada na UTE W. Arjona	25.190	6.298	2.267	8.565	9.701
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	5.091	1.273	458	1.731	5.731
Ajuste a valor presente de valores a receber	20.181	5.045	1.816	6.861	8.598
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	885
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	6.416	1.604	578	2.182	-
Outros	4.787	1.197	431	1.628	3.598
		168.650	**47.525**	**216.175**	**209.840**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		9.911	2.249	12.160	21.351
Não circulante		158.739	45.276	204.015	188.489
		168.650	**47.525**	**216.175**	**209.840**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia, indicam que os ativos fiscais diferidos existentes serão totalmente recuperados por lucros tributáveis futuros.

O horizonte de realização do ativo fiscal diferido e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	Controladora	Consolidado
Ativo fiscal diferido, registrado		
2008	12.091	12.160
2009	13.789	14.235
2010	12.663	12.746
2011	20.614	21.328
2012	39.037	39.482
2013 a 2015	89.886	90.808
2016 e 2017	25.382	25.416
	213.462	**216.175**
Ativo fiscal diferido, não registrado		
2018	3.664	3.664
2019	3.492	3.492
2020	734	734
2021	734	734
2022	734	734
2023 a 2025	2.202	2.202
2026 a 2028	2.202	2.202
2029 em diante	1.686	1.686
	15.448	**15.448**
	228.910	**231.623**

O ativo fiscal diferido não registrado corresponde a Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC. A sua realização ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, em observância à Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

8 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2007		2006	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.390.065**	**1.390.065**	**1.165.981**	**1.165.981**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.747	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	3.178	-	1.784	-
Doações	2.242	2.242	2.235	2.235
Outras despesas indedutíveis	354	354	314	314
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(185.838)	(185.838)	(120.284)	(120.284)
Juros sobre o capital próprio	(176.000)	(176.000)	(213.000)	(213.000)
Baixa de provisão para perda da UTE Jacuí RIC[1]	-	-	(303.131)	-
UTE Jacuí	-	-	(71.263)	-
Demais ativos	(14.636)	-	(13.630)	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	**1.026.112**	**1.030.823**	**455.752**	**835.246**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(256.528)**	**(92.774)**	**(113.938)**	**(75.172)**
Complemento do IR diferido sobre a RIC[1]	2.471	-	-	-
Incentivos fiscais	2.369	-	2.181	-
Outros	24	-	94	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	**(251.664)**	**(92.774)**	**(111.663)**	**(75.172)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(257.095)	(93.840)	(98.489)	(42.610)
Diferido	5.431	1.066	(13.174)	(32.562)
	(251.664)	**(92.774)**	**(111.663)**	**(75.172)**

[1] RIC - Remuneração das Imobilizações em Curso

	Consolidado			
	2007		2006	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**1.485.338**	**1.485.338**	**1.226.977**	**1.226.977**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	6.747	-	6.746	-
Gratificação e 13º de dirigentes	3.509	-	1.999	-
Doações	2.490	2.490	5.726	5.726
Perdas com operações de *swaps*	-	-	8.243	8.243
Outras despesas indedutíveis	272	272	345	345
Exclusões				
Juros sobre o capital próprio	(176.000)	(176.000)	(213.000)	(213.000)
Baixa de provisão para perda da UTE Jacuí RIC[1]	-	-	(303.131)	-
UTE Jacuí	-	-	(71.263)	-
Demais ativos	(14.636)	-	(13.630)	-
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(5.508)	(3.995)	(12.801)	(10.951)
Outros	-	-	(300)	(300)
Base de cálculo dos tributos no resultado	**1.302.212**	**1.308.105**	**635.911**	**1.017.040**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(325.553)**	**(117.729)**	**(158.978)**	**(91.534)**
IR e CS de exercícios anteriores	(1.195)	(430)	-	-
Complemento do IR diferido sobre a RIC[1]	2.471	-	-	-
Incentivos fiscais	2.617	-	2.503	-
Outros	108	-	178	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	**(321.552)**	**(118.159)**	**(156.297)**	**(91.534)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(326.894)	(119.151)	(140.376)	(57.986)
Diferido	5.342	992	(15.921)	(33.548)
	(321.552)	**(118.159)**	**(156.297)**	**(91.534)**

[1] RIC - Remuneração das Imobilizações em Curso

9 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Registra os valores a receber da Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA relativos à venda do empreendimento termelétrico Jacuí. A ELEJA é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do projeto Jacuí, a qual, nos termos do contrato, assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto.

Em garantia ao cumprimento das obrigações contratuais, incluindo o pagamento do preço de compra, a ELEJA deu à Tractebel Energia, em promessa de penhor e hipoteca, os direitos, bens, máquinas, imóveis e seus acessórios, que foram objeto do contrato de compra e venda entre as partes.

De acordo com as condições contratuais, os valores da venda estão sendo atualizados pelo IGP-DI e serão recebidos em 36 parcelas a partir da data de início da operação comercial da UTE Jacuí ou da data que se completarem quatro anos, contados a partir da venda.

Considerando que os valores contratuais estão a preço futuro, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente, aplicando a taxa de desconto de 10% a.a. Os valores nominais e os descontados a valor presente, na controladora e no consolidado, são como se segue:

	2007	2006
Valor da alienação	101.496	93.855
(-) Ajuste a valor presente	(20.181)	(25.290)
	81.315	**68.565**

10 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Participações societárias permanentes:				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência Patrimonial	1.062.602	806.786	-	-
Ágio	63.067	34.757	82.595	34.757
Avaliadas pelo custo de aquisição	28.796	3	28.796	3
Bens e direitos para uso futuro	1.895	1.742	1.895	1.742
Outros investimentos	121	371	121	371
	1.156.481	**843.659**	**113.407**	**36.873**

b) Participações societárias permanentes

b.1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

	2007				2006	
Empresas	Lote de Mil Ações ou Quotas	Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido
Itá Energética S.A. ITASA	253.607	48,75	29.617	583.424	28.380	567.580
Companhia Energética Meridional - CEM	344.528	99,99	99.436	443.744	88.217	480.558
Companhia Energética São Salvador - CESS	268.943	99,99	-	268.943	-	-
Lages Bioenergética Ltda.	30.530	99,99	7.929	40.345	15.929	32.416
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	99,99	64.066	4.200	2.031	17.113
Delta Energética S.A.	20.960	99,99	(31)	20.898	(28)	3
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda.	50	99,99	-	50	-	-

Movimentação dos investimentos

Equivalência Patrimonial

Empresas	Saldos em 31.12.2006	Constituição/ Aquisição Empresa	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Dividendos	Saldos em 31.12.2007
ITASA	276.695	-	-	14.438	(6.714)	284.419
CEM	480.558	-	-	99.436	(136.250)	443.744
CESS	-	268.943	-	-	-	268.943
Lages Bioenergética	32.416	-	-	7.929	-	40.345
Tractebel Energia Comercializadora	17.113	-	-	64.066	(76.979)	4.200
Delta Energética	4	-	20.925	(31)	-	20.898
Lagoa Formosa		50				50
Outras	-	3	-	-	-	3
	806.786	**268.996**	**20.925**	**185.838**	**(219.943)**	**1.062.602**

Ágio

Empresas	Saldos em 31.12.2006	Aquisição Empresa	Amortização	Saldos em 31.12.2007
ITASA	8.010	-	(2.289)	5.721
CEM	26.747	-	(4.458)	22.289
CESS	-	35.057	-	35.057
Controladora	**34.757**	**35.057**	**(6.747)**	**63.067**
Delta Energética				
Seival Participações	-	19.528	-	19.528
Consolidado	**34.757**	**54.585**	**(6.747)**	**82.595**

Informações sobre as controladas

Itá Energética S.A. – ITASA (controlada em conjunto)

As ações representativas do capital social da ITASA são detidas pela Tractebel Energia, Companhia Siderúrgica Nacional – CSN e Companhia de Cimento Itambé, na proporção de 48,75%, 48,75% e 2,50%, respectivamente.

A ITASA tem como objetivo a exploração da Usina Hidrelétrica Itá em parceria, através de consórcio, mediante concessão outorgada pela União Federal por intermédio da ANEEL, com prazo de vigência de 35 anos, a partir de 28.12.1995. O empreendimento está situado no Rio Uruguai, na divisa dos Estados de Santa Catarina e do Rio Grande do Sul, e possui capacidade instalada de 1.450 MW e 720 MW médios de energia assegurada. Nos termos do Contrato de Consórcio, a controlada ITASA tem direito à quantidade de energia equivalente a 60,5% de 668 MW médios.

O ágio na aquisição do investimento tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos. A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com as premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para o período de concessão de 35 anos.

Os principais grupos do ativo, passivo e resultado da controlada em conjunto estão demonstrados a seguir, os quais foram consolidados, nas demonstrações contábeis que estão sendo apresentadas, na proporção dos investimentos da Companhia no capital social da controlada:

ATIVO	**2007**	**2006**
Ativo circulante	69.220	74.786
Ativo não circulante		
Realizável a longo prazo	4.177	3.743
Permanente	976.714	1.022.962
	980.891	1.026.705
TOTAL DO ATIVO	**1.050.111**	**1.101.491**
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Passivo circulante	115.277	109.534
Passivo não circulante		
Exigível a longo prazo	351.410	424.377
Patrimônio líquido	583.424	567.580
TOTAL DO PASSIVO	**1.050.111**	**1.101.491**
RESULTADO		
Receitas operacionais brutas	220.442	219.049
Deduções da receita operacional	(22.314)	(22.280)
Receitas líquidas de vendas	**198.128**	**196.769**
CUSTOS DE PRODUÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	**(58.934)**	**(45.447)**
LUCRO BRUTO	**139.194**	**151.322**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(24.296)	(29.926)
Despesas gerais e administrativas	(20.236)	(19.526)
	(44.532)	**(49.452)**
Resultado do serviço	**94.662**	**101.870**
Despesas financeiras, líquidas	**(50.006)**	**(59.434)**
RESULTADO OPERACIONAL	**44.656**	**42.436**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**93**	**432**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**44.749**	**42.868**
Imposto de renda e contribuição social	(15.132)	(14.488)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**29.617**	**28.380**

Companhia Energética Meridional – CEM (controlada)

A CEM detém a concessão da Usina Hidrelétrica Cana Brava, localizada no Rio Tocantins, norte do Estado de Goiás, com capacidade instalada de 450 MW e 273,4 MW médios de energia assegurada. A concessão para construção e exploração do empreendimento tem prazo de vigência de 35 anos, a partir de 27.08.1998.

O ágio na aquisição do controle acionário tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos. A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina.

Companhia Energética São Salvador – CESS (controlada)

Em 2007, a Companhia adquiriu a totalidade das ações de emissão da CESS, detidas pela sua controladora SUEZ Energy South America Participações Ltda.

A CESS é titular da concessão do aproveitamento hidrelétrico São Salvador, que possui 243,2 MW de capacidade instalada e 148,5 MW médios de energia assegurada. Em outubro de 2006, a CESS comercializou no 3º Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2011, 148 MW médios com empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada - ACR.

O preço pago pela Companhia foi de R$ 304.000 à vista, valor esse que deverá ser acrescido de R$ 18.000, caso ocorra a concatenação entre a data do início dos pagamentos relativos ao Uso do Bem Público - UBP e o início do fornecimento de energia elétrica, originalmente previsto para 2011 nos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica - CCEARs.

O ágio pago na aquisição do controle acionário foi de R$ 35.057 e será adicionado de R$ 18.000 caso seja concretizada a condição acima mencionada. O referido ágio tem fundamento econômico na expectativa de resultado futuro e será amortizado a partir do início da operação comercial, previsto para 2009. A determinação do ágio teve por base fluxo de caixa calculado por instituição financeira especializada, com premissas indicadas ao contexto da investida, projetado para 35 anos, prazo de concessão da usina.

Pela outorga da concessão onerosa da UHE São Salvador, a CESS pagará à União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o valor original de R$ 555.000, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado. De acordo com o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão, datado de 18.07.2007, o início do pagamento dar-se-á a partir da operação comercial da 1ª unidade geradora da UHE São Salvador, ou a partir do início da entrega da energia objeto de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, o que ocorrer primeiro, até o término da concessão, em abril de 2037.

Ainda conforme o referido aditivo, este valor foi atualizado anualmente pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M até a data do aditivo contratual, em 18.07.2007, e a partir desta data, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Os valores contratuais atualizados são os seguintes:

	2007	2006
Valor anual	33.009	30.164
Parcelas mensais (1/12)	2.751	2.514
Valor nominal total	935.264	904.909
Valor presente total	286.317	278.000

O valor presente total foi calculado com base na taxa de desconto de 10% a.a., tradicionalmente utilizada no setor elétrico brasileiro, considerando os pagamentos no período de 01.01.2009 a 23.04.2037.

Lages Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lages detém a autorização da central geradora termelétrica Lages, localizada no Município de Lages – SC, com um turbogerador a vapor de 28 MW, utilizando resíduos de madeira como combustível. A autorização para implantação e exploração do empreendimento tem prazo de 30 anos, a contar de 30.10.2002.

A Usina de Cogeração, no ano de 2006, obteve o registro no Comitê Executivo de Mecanismo do Desenvolvimento Limpo - MDL da ONU por utilizar resíduos de madeira para negociar créditos de carbono.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (controlada)

A Sociedade tem por objeto social a comercialização de energia elétrica no mercado de livre negociação, incluindo a compra, a venda, a importação e a exportação de energia elétrica, bem como a intermediação de qualquer dessas operações, a prática e a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades.

Delta Energética S.A. (controlada)

Em 2007, a controlada adquiriu a totalidade das ações de emissão da Seival Participações S.A.. A Seival é uma *holding* de propósito específico, detentora de 99,99% do capital social da Usina Termelétrica Seival Ltda., com sede na cidade de Porto Alegre - RS.

A aquisição da Seival Participações acrescenta ganhos ao desenvolvimento do projeto para exportação de energia ao Uruguai a partir de 2012, uma vez que detém os direitos (incluindo autorização da ANEEL, licença prévia e opção de compra de imóvel) para implantar e explorar uma termelétrica a carvão em Candiota - RS, com potência instalada de até 540 MW.

O preço da aquisição foi de R$ 23.813, dos quais foram pagos, até 31.12.2007, R$ 20.813, remanescendo o saldo de R$ 3.000 que será quitado de acordo com o cumprimento das condições estabelecidas contratualmente.

O ágio apurado na aquisição do controle acionário foi de R$ 19.528, o qual foi determinado com base em análise econômico-financeira e avaliação dos benefícios que a aquisição do projeto proporcionará à Companhia, e será amortizado a partir do início da operação comercial.

Lagoa Formosa Bioenergética Ltda. (controlada)

A Lagoa Formosa Bioenergética Ltda., Sociedade de Propósito Específico - SPE, controlada integral da Tractebel Energia, foi constituída com o objetivo de construir a Usina Cogeração São João, um empreendimento à biomassa de cana-de-açúcar em consórcio com a empresa Dedini Açúcar e Álcool Ltda., pertencente ao Grupo Dedini Agro.

Em setembro de 2007, a Dedini foi adquirida pelo grupo espanhol Abengoa, que optou por desfazer tal parceria. A Tractebel Energia, entretanto, terá direito a uma compensação financeira a título de indenização pelo descumprimento dos termos contratados entre as partes. O projeto havia vendido 23 MW médios, a partir de 2010, no 1º Leilão de Fontes Alternativas promovido pela ANEEL, em junho do ano corrente, cujo compromisso de implantação e entrega permanece com a Dedini.

b.2) Avaliadas pelo custo de aquisição

Machadinho Energética S.A. – MAESA

Em março de 2007, a Companhia adquiriu por R$ 28.793, representando 2,82% de participação acionária na Machadinho Energética S.A. – MAESA. A MAESA é uma Sociedade de Propósito Específico - SPE que explora, através de consórcio, a usina hidrelétrica Machadinho. O Consórcio Machadinho é composto pela MAESA e pela Tractebel Energia, com participações de 83,06% e 16,94%, respectivamente. Em conseqüência desta aquisição, a Tractebel Energia aumentou a sua participação total na concessão e no consórcio em 2,34%, passando para 19,28%.

11 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Controladora				
	2007				2006
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	640.926	(505.695)	135.231	150.495
UHE Salto Osório	2,7	311.678	(236.477)	75.201	70.754
UHE Passo Fundo	2,4	119.752	(91.566)	28.186	30.353
UHE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.071	(25.735)	154.336	159.065
UHE Itá (em consórcio)	3,6	1.233.790	(221.061)	1.012.729	1.060.782
		2.486.217	**(1.080.534)**	**1.405.683**	**1.471.449**
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.485.256	(1.353.746)	1.131.510	1.188.778
UTE Charqueadas	6,2	58.808	(50.504)	8.304	7.338
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.310)	979	851
UTE William Arjona	4,3	174.657	(75.314)	99.343	105.220
		2.727.010	**(1.486.874)**	**1.240.136**	**1.302.187**
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**46.028**	**(21.176)**	**24.852**	**17.403**
		5.259.255	**(2.588.584)**	**2.670.671**	**2.791.039**
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica		20.452	-	20.452	17.088
Geração Térmica		41.375	-	41.375	31.778
Equipamentos Gerais e Outros		2.200	-	2.200	6.024
		64.027	**-**	**64.027**	**54.890**
Total das imobilizações		**5.323.282**	**(2.588.584)**	**2.734.698**	**2.845.929**
Obrigações especiais		**(9.480)**	**-**	**(9.480)**	**(9.494)**
		5.313.802	**(2.588.584)**	**2.725.218**	**2.836.435**

	Consolidado				
	2007				2006
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	640.926	(505.695)	135.231	150.495
UHE Salto Osório	2,7	311.678	(236.477)	75.201	70.754
UHE Passo Fundo	2,4	119.752	(91.566)	28.186	30.353
UHE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.071	(25.735)	154.336	159.065
UHE Itá (em consórcio)	3,6	1.776.708	(315.999)	1.460.709	1.521.266
UHE Cana Brava	3,0	874.550	(119.016)	755.534	780.930
		3.903.685	**(1.294.488)**	**2.609.197**	**2.712.863**
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.485.256	(1.353.746)	1.131.510	1.188.778
UTE Charqueadas	6,2	58.808	(50.504)	8.304	7.338
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.310)	979	851
UTE William Arjona	4,3	174.657	(75.314)	99.343	105.220
Unidade de Cogeração Lages	4,3	74.148	(11.535)	62.613	65.238
		2.801.158	**(1.498.409)**	**1.302.749**	**1.367.425**
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**46.194**	**(21.278)**	**24.916**	**17.492**
		6.751.037	**(2.814.175)**	**3.936.862**	**4.097.780**
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica					
UHE São Salvador		615.577	-	615.577	-
Outras UHE (obras de adição)		24.861	-	24.861	22.499
Geração Térmica		42.918	-	42.918	32.214
Equipamentos Gerais e Outros		2.213	-	2.213	6.024
		685.569	**-**	**685.569**	**60.737**
Total das imobilizações		**7.436.606**	**(2.814.175)**	**4.622.431**	**4.158.517**
Obrigações especiais		**(9.605)**	**-**	**(9.605)**	**(9.619)**
		7.427.001	**(2.814.175)**	**4.612.826**	**4.148.898**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	Em curso	Total	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2005	**2.919.922**	**63.947**	**2.983.869**	**4.255.437**	**74.031**	**4.329.468**
Ingressos	-	64.347	64.347	-	69.040	69.040
Transferências	46.660	(46.660)	-	55.590	(55.590)	-
Depreciação	(159.442)	-	(159.442)	(196.727)	-	(196.727)
Baixas	(16.101)	(26.744)	(42.845)	(16.520)	(26.744)	(43.264)
Saldo em 31.12.2006	**2.791.039**	**54.890**	**2.845.929**	**4.097.780**	**60.737**	**4.158.517**
Ingressos				-		
UHE São Salvador	-	-	-	-	615.577	615.577
Demais usinas	-	67.586	67.586	-	71.401	71.401
Transferências	58.196	(58.196)	-	59.000	(59.000)	-
Depreciação	(176.066)	-	(176.066)	(217.420)	-	(217.420)
Baixas	(2.498)	(253)	(2.751)	(2.498)	(3.146)	(5.644)
	2.670.671	**64.027**	**2.734.698**	**3.936.862**	**685.569**	**4.622.431**
Obrigações Especiais	(9.480)	-	(9.480)	(9.605)	-	(9.605)
Saldo em 31.12.2007	**2.661.191**	**64.027**	**2.725.218**	**3.927.257**	**685.569**	**4.612.826**

c) Obrigações especiais

Referem-se a obrigações vinculadas ao serviço público de energia elétrica e representam os valores aplicados nos empreendimentos sob concessão, com recursos da União e de doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador. A quitação dessas obrigações dar-se-á no vencimento das respectivas concessões, estabelecido pelo Poder Concedente.

d) Concessões e autorizações do Órgão Regulador

A Companhia e suas controladas possuem as seguintes concessões e autorizações para exploração de energia elétrica:

	Detentora da Concessão ou Autorização	Capacidade Instalada MW	Data do ato	Vencimento
I – Concessões				
UHE Salto Santiago	Controladora	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Controladora	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Controladora	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Machadinho	Controladora	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Itá	Controladora/ITASA	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
UHE São Salvador	CESS	241	23.04.2002	23.04.2037
II–Autorizações				
Complexo Jorge Lacerda	Controladora	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Controladora	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Controladora	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Controladora	190	02.06.2000	28.04.2029
UTE Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

A concessão pertinente à UHE Itá está compartilhada com a controlada em conjunto Itá Energética S.A. – ITASA (ver Nota 10-b.1) e a concessão da UHE Machadinho está compartilhada com outros concessionários que compõem o Consórcio Machadinho (ver Nota 10-b.2)

e) Indisponibilidade dos bens

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na produção, transmissão, distribuição, inclusive comercialização de energia elétrica, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária

sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL nº 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na concessão.

f) Bens da União utilizados pela Companhia

A Companhia exerce a posse e opera a Usina Termelétrica Alegrete, composta de duas unidades geradoras com capacidade total de 66 MW e uma vila residencial com 15 casas, localizada no Município de Alegrete – RS, de titularidade da União e cedida em regime especial de utilização.

12 – ATIVO INTANGÍVEL

	Consolidado					
	2007				2006	
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Empresa
Direito de exploração da UHE Cana Brava	3,2	88.664	(15.488)	73.176	76.022	CEM
Direito de uso de softwares	20,0	10.195	(7.879)	2.316	1.288	Consolidado
		98.859	**(23.367)**	**75.492**	**77.310**	

13 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da usina termelétrica William Arjona, com potência total de 70 MW, utilizam gás natural para geração de energia elétrica e foram implantadas com o objetivo específico de atender a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial – CBEE, sob a regência do Contrato de Suprimento de Energia Elétrica firmado em 10.01.2002, com vigência até 31.12.2004.

A Administração da Companhia vinha considerando a possibilidade de desativar tais unidades geradoras no final do contrato com a CBEE. Em linha com esta possibilidade, a Companhia amortizou o valor econômico destes ativos no período de sua utilização, atingindo um valor residual compatível com o valor estimado de alienação.

Em 26.10.2004, a Administração da Companhia comunicou à Assessoria do Ministério de Minas e Energia que, após o término do contrato com a CBEE, as referidas unidades geradoras seriam mantidas e estariam à disposição para operação centralizada, de acordo com as normas e procedimentos do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a partir de 01.01.2005, nas mesmas condições das unidades 1, 2 e 3.

Desta forma, o processo de depreciação das referidas unidades não foi interrompido. Concomitantemente com a depreciação, a Companhia vem revertendo a amortização acelerada reconhecida ao longo do contrato com a CBEE.

O valor residual das unidades geradoras 4 e 5, em 31.12.2007 e 2006, é de R$ 33.134.

14 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Energia elétrica comprada	79.012	77.257	70.428	70.244
Transações no âmbito da CCEE	17.631	75.921	19.536	75.922
Encargos de uso da rede elétrica	49.747	44.379	54.167	48.880
Combustíveis fósseis / biomassa	40.195	6.252	39.148	6.334
Materiais e serviços	43.123	32.115	90.632	37.939
	229.708	**235.924**	**273.911**	**239.319**

15 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	2007			2006		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional, líquido de garantias depositadas	20.545	160.504	181.049	24.799	223.460	248.259
BNP Paribas (*Floating Rate Note*)	-	104.343	104.343	112.810	-	112.810
Deutsche Bank	3.403	3.403	6.806	4.107	8.215	12.322
ABN AMRO Bank	2.498	-	2.498	6.029	3.015	9.044
Encargos	4.501	-	4.501	5.966	-	5.966
	30.947	**268.250**	**299.197**	**153.711**	**234.690**	**388.401**
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	34.005	66.464	100.469	87.437	93.402	180.839
BNDES	1.790	-	1.790	9.769	1.987	11.756
Banco do Brasil	3.529	10.588	14.117	3.529	14.118	17.647
Encargos	984	-	984	1.706	-	1.706
	40.308	**77.052**	**117.360**	**102.441**	**109.507**	**211.948**
	71.255	**345.302**	**416.557**	**256.152**	**344.197**	**600.349**

	Consolidado					
	2007			2006		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional, líquido de garantias depositadas	20.545	160.504	181.049	24.799	223.460	248.259
BNP Paribas (Floating Rate Note)	-	104.343	104.343	112.810	-	112.810
Deutsche Bank	3.403	3.403	6.806	4.107	8.215	12.322
ABN AMRO Bank	2.498	-	2.498	6.029	3.015	9.044
Encargos	4.501		4.501	5.966		5.966
	30.947	**268.250**	**299.197**	**153.711**	**234.690**	**388.401**
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	34.005	66.464	100.469	87.437	93.402	180.839
BNDES	28.793	255.545	284.338	36.674	150.498	187.172
Agentes Financiadores - BNDES	14.990	338.409	353.399	14.935	85.879	100.814
Banco do Brasil	3.529	10.588	14.117	3.529	14.118	17.647
BRDE	6.810	24.969	31.779	6.785	31.664	38.449
Encargos	1.950	6.506	8.456	3.008	-	3.008
	90.077	**702.481**	**792.558**	**152.368**	**375.561**	**527.929**
	121.024	**970.731**	**1.091.755**	**306.079**	**610.251**	**916.330**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2005	**194.135**	**601.949**	**796.084**	**243.343**	**911.138**	**1.154.481**
Transferências	243.997	(243.997)	-	292.859	(292.859)	-
Encargos gerados	68.583	-	68.583	100.758	5.727	106.485
Variações cambiais	(4.133)	(21.005)	(25.138)	(4.133)	(21.005)	(25.138)
Remuneração de garantias depositadas	-	7.250	7.250	-	7.250	7.250
Amortizações	(246.430)	-	(246.430)	(326.748)	-	(326.748)
Saldo em 31.12.2006	**256.152**	**344.197**	**600.349**	**306.079**	**610.251**	**916.330**
Ingressos	-	-	-	-	392.651	392.651
Transferências	61.311	(61.311)	-	110.139	(110.139)	-
Repactuação do vencimento	(101.289)	101.289	-	(101.289)	101.289	-
Encargos gerados	54.075	-	54.075	82.687	15.552	98.239
Variações cambiais	(21.067)	(33.465)	(54.532)	(21.067)	(33.465)	(54.532)
Remuneração de garantias depositadas	-	(5.408)	(5.408)	-	(5.408)	(5.408)
Amortizações	(177.927)	-	(177.927)	(255.525)	-	(255.525)
Saldo em 31.12.2007	**71.255**	**345.302**	**416.557**	**121.024**	**970.731**	**1.091.755**

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	2007			2006		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	109.411	193.800	46,52	128.392	274.502	45,73
Euro – EUR	40.404	105.397	25,31	40.386	113.899	18,97
		299.197	**71,83**		**388.401**	**64,70**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		101.272	24,31		182.286	30,36
Não indexado		16.088	3,86		29.662	4,94
		117.360	**28,17**		**211.948**	**35,30**
		416.557	**100,00**		**600.349**	**100,00**

	Consolidado					
	2007			2006		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	109.411	193.800	17,75	128.392	274.502	29,96
Euro – EUR	40.404	105.397	9,66	40.386	113.899	12,43
		299.197	**27,41**		**388.401**	**42,39**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		101.272	9,28		182.286	19,89
TJLP		675.198	61,84		315.981	34,48
Não indexado		16.088	1,47		29.662	3,24
		792.558	**72,59**		**527.929**	**57,61**
		1.091.755	**100,00**		**916.330**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

	(%)	
Moeda – indexador	**2007**	**2006**
Dólar Americano – USD	(17,15)	(8,66)
Euro – EUR	(7,50)	1,85
TJLP	6,37	7,87
SELIC	11,88	15,08

e) Condições Contratadas

		Condições de Pagamento		
	Encargos	**Vencimento**	**Encargos**	**Principal**
Moeda estrangeira				
Tractebel Energia				
Secretaria do Tesouro Nacional	Libor + 1,075% a.a.	Abr 2024	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
BNP Paribas *(Floating Rate Note)*	Euribor + 2,75% a.a. [a]	Nov 2015	Anual em Nov	Parcela única em Nov 2015
Deutsche Bank	Libor + 0,55% + IR s/juros (10%)	Out 2009	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
ABN AMRO Bank	Libor + 2,5% a.a.	Mar 2008	Semestrais, em Mar e Set	Semestrais, em Mar e Set
Moeda nacional				
Tractebel Energia				
Eletrobrás	12% a.a.	Abr 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
BNDES	Selic + 1% a.a.	Fev 2008	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Banco do Brasil	9,35% a.a.	Dez 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
CEM				
BNDES	TJLP + 4% a.a. [b]	Abr 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
ITASA				
BNDES	TJLP + 4% a.a. [b]	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Agentes financiadores - BNDES [d]	TJLP + 3,85% a.a. [b]	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
LAGES				
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. [b]	Ago 2012	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
CESS				
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. [b]	Out 2023	Mensais, até o vencimento [c]	Mensais, até o vencimento [c]
Agentes financiadores - BNDES [d]	TJLP + 3,25% a.a. [b]	Out 2023	Mensais, até o vencimento [c]	Mensais, até o vencimento [c]

[a] Repactuação do vencimento, postergado de novembro de 2007 para novembro de 2015 e do *spread* de 7% a.a. para 2,75% a.a.

[b] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.

[c] Os juros serão capitalizados trimestralmente até outubro de 2009, nos meses de janeiro, abril, julho e outubro, incorporando-se ao principal dos financiamentos. Após o período de carência, os juros e o principal serão pagos mensalmente até outubro de 2023.

[d] UNIBANCO, BRADESCO, Banco Itaú, Banco Santander e Banco Votorantim

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2009	21.725	30.974	52.699	21.725	84.624	106.349
2010	16.098	31.753	47.851	16.098	109.641	125.739
2011	16.098	14.325	30.423	16.098	92.213	108.311
2012	11.913	-	11.913	11.913	75.617	87.530
2013	7.728	-	7.728	7.728	54.368	62.096
2014	3.736	-	3.736	3.736	29.086	32.822
2015	104.343	-	104.343	104.343	29.086	133.429
De 2016 até 2022 (parcelas anuais de R$ 29.086)	-	-	-	-	203.602	203.602
2023	-	-	-	-	24.244	24.244
2024	86.609	-	86.609	86.609	-	86.609
	268.250	**77.052**	**345.302**	**268.250**	**702.481**	**970.731**

g) Garantias

g.1) Tractebel Energia S.A.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) Cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R$ 62.642, em 31.12.2007, que está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente.

ABN AMRO Bank: Nota Promissória, com vencimento à vista, no valor correspondente ao do financiamento.

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

ELETROBRÁS: (a) Procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) Notas Promissórias no montante referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais.

BNDES: Cessão e transferência ao Banco do valor equivalente a 1,33% do seu faturamento mensal, a ser feita através de depósitos na Conta Arrecadadora e Conta Vinculada.

Banco do Brasil: (a) Cessão e transferência de crédito, no valor de R$ 8.726, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) Caução de Nota Promissória no valor correspondente ao do financiamento.

g.2) Itá Energética S.A. - ITASA

BNDES e Agentes Financeiros: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; (b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com seus acionistas; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES, substituída por fiança bancária, e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da ITASA ao BNDES e Agentes Financiadores.

g.3) Companhia Energética Meridional - CEM

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures: (a) Cessão de todas as receitas e demais valores recebidos decorrentes da geração e da comercialização provenientes da Usina Hidrelétrica Cana Brava; (b) cessão do direito de receber todos e quaisquer valores que venham a ser exigíveis e pendentes de pagamento pelo Poder Concedente, nos termos da Concessão, mas não se limitando, a todas as indenizações pela extinção da Concessão; (c)

obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a seis meses do serviço da dívida.

g.4) Lages Bioenergética Ltda.

BRDE: (a) Cessão dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Tractebel; (b) cessão dos Direitos de Indenização decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Vapor e Compra e Venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e a Battistella Indústria e Comércio Ltda.; (c) cessão dos Direitos Emergentes da Autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica; (d) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

g.5) Companhia Energética São Salvador - CESS

BNDES e repasse BNDES - agentes financiadores: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE São Salvador; (b) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS e (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida, acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto.

16 – DEBÊNTURES

a) Composição

	2007			2006		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Emissão - 1ª Série	6.483	142.539	149.022	4.939	140.000	144.939
1ª Emissão - 2ª Série	-	60.000	60.000	-	60.000	60.000
2ª Emissão - Série Única	404	357.763	358.167	-	-	-
Encargos	25.251	-	25.251	10.065	-	10.065
Total Controladora	**32.138**	**560.302**	**592.440**	**15.004**	**200.000**	**215.004**
CEM (Série Única)	**10.807**	**63.667**	**74.474**	**9.789**	**74.204**	**83.993**
ITASA (1ª e 2ª Séries)	**10.185**	**40.950**	**51.135**	**8.190**	**49.140**	**57.330**
Encargos	3.430	-	3.430	4.851	-	4.851
Total Consolidado	**56.560**	**664.919**	**721.479**	**37.834**	**323.344**	**361.178**

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2005	**10.286**	**198.348**	**208.634**	**31.090**	**338.196**	**369.286**
Transferências	4.938	(4.938)	-	22.868	(22.868)	-
Encargos gerados	20.928	-	20.928	35.990	1.426	37.416
Variações monetárias	-	6.590	6.590	2.359	6.590	8.949
Amortizações	(21.148)	-	(21.148)	(54.473)	-	(54.473)
Saldo em 31.12.2006	**15.004**	**200.000**	**215.004**	**37.834**	**323.344**	**361.178**
Ingressos	-	353.423	353.423	-	353.423	353.423
Transferências	9.167	(9.167)	-	28.150	(28.150)	-
Encargos gerados	33.487		33.487	46.930	256	47.186
Variações monetárias	2.012	16.046	18.058	6.057	16.046	22.103
Amortizações	(27.532)	-	(27.532)	(62.411)	-	(62.411)
Saldo em 31.12.2007	**32.138**	**560.302**	**592.440**	**56.560**	**664.919**	**721.479**

Em 19.06.2007, a Comissão de Valores Mobiliários - CVM deferiu o Primeiro Programa de Distribuição Pública de debêntures da Tractebel Energia, através do qual a Companhia terá a faculdade de ofertar ao

público debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia. As ofertas de Debêntures a serem realizadas pela Companhia, no âmbito do Programa de Distribuição, estão limitadas ao montante de R$ 1.500.000 durante o prazo de vigência do Programa de Distribuição, até 19.06.2009.

Em 15.05.2007, a Companhia efetuou a sua 2ª emissão, a 1ª dentro do Programa de Distribuição anteriormente citado, composta de 35.000 debêntures simples, de série única, da espécie sem garantia nem preferência (quirografária), com valor nominal unitário de R$ 10.000,00 (dez mil reais), perfazendo, na data de emissão, o montante total de R$ 350.000. As condições contratadas estão apresentadas no item "c" a seguir.

A liquidação total da oferta pública ocorreu no dia 21.06.2007, e o montante recebido, incluindo juros e atualização monetária, foi de R$ 353.423. Os recursos obtidos destinaram-se à aquisição da Companhia Energética São Salvador - CESS.

c) Condições contratadas

			Condições de Pagamento		
	Quantidade em circulação	**Remuneração**	**Juros/atualização monetária**	**Principal**	**Garantia**
Tractebel					
1ª Série	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
2ª Série	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
2ª Emissão Série Única	35.000	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.12, 15.05.13 e 15.05.14	Sem garantia
CEM					
Série Única	7.773	TJLP + 4% a.a.(*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,7027% em 01.04.08, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
ITASA					
1ª Série e 2ª Série	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

d) Variação dos indexadores

	(%)	
Moeda – indexador	**2007**	**2006**
TJLP	6,37	7,87
IGP-M	7,75	3,83
CDI	11,82	15,03
IPCA (maio a dezembro)	2,33	-

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
2009	-	20.078
2010	60.000	81.267
2011	142.540	165.114
2012	119.254	143.267
2013	119.254	135.939
2014	119.254	119.254
	560.302	**664.919**

17 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Circulante				
Imposto de renda	187.970	14.521	225.766	16.662
Contribuição social	55.944	-	66.788	856
ICMS	11.376	6.535	30.002	13.666
PIS e COFINS	10.153	7.620	12.164	9.432
INSS	3.705	2.190	3.746	2.199
Outros	2.576	2.881	2.930	3.055
	271.724	**33.747**	**341.396**	**45.870**
Não Circulante				
INSS	4.472	5.383	4.472	5.383
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	4.787	-	6.416	-
ICMS	-	-	1.315	-
	9.259	**5.383**	**12.203**	**5.383**
	280.983	**39.130**	**353.599**	**51.253**

No exercício de 2007, a Companhia recolheu imposto de renda e contribuição social sobre base de cálculo estimada, em consonância com a legislação em vigor, diferentemente do ano anterior em que a apuração com base no lucro real se mostrou mais adequada.

18 – OBRIGAÇÕES COM O PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO

A Tractebel Energia, na condição de empresa geradora de energia elétrica, autorizada à produção independente, está obrigada a aplicar anualmente, o montante de, no mínimo, 1% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

Os referidos recursos tem a seguinte destinação: (i) 40% para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT; (ii) 40% para projetos de pesquisa e desenvolvimento, segundo regulamentos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL; e (iii) 20% para o MME, a fim de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

19 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A companhia é parte em ações administrativas e judiciais de naturezas tributárias, cíveis e trabalhistas que estão sendo discutidas administrativamente ou na esfera judicial em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

a) Composição

	Controladora					
	2007			2006		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	13.508	(3.489)	10.019	12.077	(3.119)	8.958
INSS	26.421	(11.609)	14.812	23.620	(10.503)	13.117
	39.929	**(15.098)**	**24.831**	**35.697**	**(13.622)**	**22.075**
Cíveis						
Contratos com fornecedores	17.235	-	17.235	15.970	-	15.970
Doença ocupacional e acidente do trabalho	22.625	(491)	22.134	20.662	-	20.662
Ações diversas	6.698	(20)	6.678	2.405	-	2.405
	46.558	**(511)**	**46.047**	**39.037**	**-**	**39.037**
Trabalhistas	**20.018**	**(17.533)**	**2.485**	**23.990**	**(21.061)**	**2.929**
	106.505	**(33.142)**	**73.363**	**98.724**	**(34.683)**	**64.041**
Classificação no Balanço						
Circulante			10.134			11.000
Não circulante			63.229			53.041
			73.363			**64.041**

	Consolidado					
	2007			2006		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	13.508	(3.489)	10.019	12.077	(3.119)	8.958
INSS	26.421	(11.609)	14.812	23.620	(10.503)	13.117
	39.929	**(15.098)**	**24.831**	**35.697**	**(13.622)**	**22.075**
Cíveis						
Contratos com fornecedores	17.235	-	17.235	15.970	-	15.970
Doença ocupacional e acidente do trabalho	22.625	(491)	22.134	20.662	-	20.662
Ações diversas	12.834	(1.143)	11.691	5.859	-	5.859
	52.694	**(1.634)**	**51.060**	**42.491**	**-**	**42.491**
Trabalhistas	**20.018**	**(17.533)**	**2.485**	**23.990**	**(21.061)**	**2.929**
	112.641	**(34.265)**	**78.376**	**102.178**	**(34.683)**	**67.495**
Classificação no Balanço						
Circulante			10.336			11.206
Não circulante			68.040			56.289
			78.376			**67.495**

Contingências tributárias

Contribuição Social

Refere-se a auto de infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter compensado Base de Cálculo Negativa de competências 1989 e 1990 na apuração da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, na Declaração de Rendimentos da Pessoa Jurídica dos exercícios de 1996 e 1997. De acordo com a ementa do referido auto, a compensação de base de cálculo negativa de CSLL só tem amparo legal a partir de 01.01.1992. A Companhia entende não ter base legal os dispostos das instruções normativas que proibiram a compensação de Bases Negativas de exercícios anteriores, uma vez que não há restrição a tal compensação na Lei. Com referência a autuação relativa ao exercício de 1996, no mérito, em âmbito administrativo, a decisão foi contrária a Companhia, que ingressará com medida judicial para discussão do fundamento da exigência tributária.

Instituto Nacional do Seguro Social -INSS

A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito – NFLD, pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho - SAT nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o funcionário tenha direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. O Conselho de Recursos da Previdência Social, diante dos argumentos de defesa apresentados pela Companhia, decidiu converter o julgamento em diligência para a realização de perícia. O valor provisionado em 31.12.2007 é de R$ 16.146.

A Companhia também possui notificação do INSS em função de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a funcionários. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, alegando que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a NFLD e o INSS foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. Esta ação judicial encontra-se em grau de recurso no Tribunal Regional Federal da 4ª Região devido à apelação cível interposta pelo INSS. A provisão em 31.12.2007 é de R$ 7.406.

Contingências cíveis

Contratos com fornecedores

Refere-se principalmente à ação ordinária de indenização ajuizada pela Companhia de Interconexão Energética - CIEN, a qual requer o reconhecimento do direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como à rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual pela Tractebel Energia. Após a apresentação das contestações pela Companhia, o processo se encontra suspenso, a pedido da CIEN, desde 23.04.2007. O valor provisionado em 31.12.2007 era de R$ 13.490.

Doença ocupacional e acidente do trabalho

Correspondem a ações ajuizadas por ex-empregados, cujo objeto versa, principalmente, sobre lesão por esforço repetitivo e eventual dano da capacidade auditiva.

Ações diversas

Decorrem, principalmente, de ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Contingências trabalhistas

Referem-se a ações trabalhistas em andamento movidas por ex-empregados, sindicato e por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, aos pedidos de vínculo empregatício e de reintegração. As demais ações trabalhistas estão relacionadas à cobrança de adicional de periculosidade, de horas extras, de equiparação salarial, de horas *in itinere* e de FGTS.

b) Movimentação

	Controladora			
	Tributárias	Cíveis	Trabalhistas	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2006	**35.697**	**39.037**	**23.990**	**98.724**
Adições	-	5.337	1.521	6.858
Atualizações	4.232	3.680	1.742	9.654
Pagamentos	-	(355)	(6.801)	(7.156)
Reversões	-	(1.141)	(434)	(1.575)
Saldo em 31.12.2007	**39.929**	**46.558**	**20.018**	**106.505**

	Consolidado			
	Tributárias	Cíveis	Trabalhistas	Provisão bruta
Saldo em 31.12.2006	**35.697**	**42.491**	**23.990**	**102.178**
Adições	-	7.857	1.521	9.378
Atualizações	4.232	4.118	1.742	10.092
Pagamentos	-	(362)	(6.801)	(7.163)
Reversões	-	(1.410)	(434)	(1.844)
Saldo em 31.12.2007	**39.929**	**52.694**	**20.018**	**112.641**

c) Contingências de risco possível ou remoto

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com processos de naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram provisionadas, sendo apenas evidenciadas nas demonstrações contábeis. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	Controladora					
	2007					2006
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido	Total líquido
Tributárias	234.675	24.677	259.352	(118.343)	141.009	23.492
Cíveis	8.721	3.082	11.803	(2.514)	9.289	13.204
Trabalhistas	11.643	11.839	23.482	(5.500)	17.982	17.027
	255.039	**39.598**	**294.637**	**(126.357)**	**168.280**	**53.723**

	Consolidado					
	2007					2006
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido	Total líquido
Tributárias	272.692	26.460	299.152	(142.462)	156.690	23.492
Cíveis	30.685	13.009	43.694	(2.717)	40.977	47.526
Trabalhistas	11.643	11.839	23.482	(5.500)	17.982	17.027
	315.020	**51.308**	**366.328**	**(150.679)**	**215.649**	**88.045**

A Companhia possui depósitos judiciais que estão vinculados a provisões de risco possível e remoto que, na sua maioria, são efetuados para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal. Estes valores são atualizados monetariamente e estão apresentados no ativo não circulante.

Contingências tributárias

Os principais objetos relativos às contingências tributárias de risco possível, são os seguintes:

PIS e COFINS

A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei nº 10.833/2003. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-Lei nº 1.598/1977, o que implica ser a referida Instrução Normativa ilegal.

Em conseqüência, a Companhia recolheu o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, no período de novembro de 2004 a maio de 2005, no valor de R$ 38.653. No período de junho de 2005 a outubro de 2006, depositou os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação, no montante de R$ 121.319.

Em virtude de previsão de decisão favorável do Tribunal Regional Federal - TRF da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em dezembro de 2006. Em 11.04.2007, o TRF concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade das Instruções Normativas n.ºs 468 e 658, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que se refere à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Tractebel Energia e da CEM.

Em 06.07.2007, a Companhia recebeu Auto de Infração Fiscal por não ter recolhido ou depositado, nem informado em Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais – DCTF, os valores do PIS e da COFINS relativos aos meses de novembro e dezembro de 2006. O não recolhimento ou depósito dos valores, muito embora questionados judicialmente, não teria amparo jurídico segundo o entendimento da Delegacia da Receita Federal de Florianópolis. Em 07.08.2007, a Companhia impugnou o Auto de Infração alegando que são indevidos os valores sob os mesmos fundamentos jurídicos sustentados no Mandado de Segurança impetrado em julho de 2005. O valor do Auto de Infração Fiscal está incluído nas contingências tributárias, como risco possível.

Na opinião dos consultores jurídicos, o risco de perda da demanda judicial é inferior à chance de êxito, razão pela qual a Companhia não está provisionando o valor não recolhido a partir da competência junho de 2005. A contingência atualizada, em 31.12.2007, na controladora e no consolidado, é de respectivamente R$ 176.532 e R$ 214.465 (R$ 77.465 e R$ 93.146, líquida dos depósitos judiciais acima mencionados).

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

As principais autuações avaliadas como possível, são as seguintes:

- Autos de Infração lavrados pela Delegacia da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter efetuado compensações de débitos de imposto de renda e contribuição social, em denúncia espontânea, através do Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação - PER/DCOMP, sem a incidência de multas. Desta forma, a Receita Federal homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se pode cogitar que a administração tributária possa impetrar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através de denúncia espontânea. O montante atualizado da autuação, em 31.12.2007, na controladora e no consolidado, é de R$ 32.917;
- Auto de Infração emitida pela Delegacia da Receita Federal, em função de a Companhia ter utilizado bases negativas de contribuição social de competências de 1997 e 1998, provenientes de incorporação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. - GERASUL pela Eletrobrás Geração S.A. – ELETROGER (atualmente Tractebel Energia S.A.), em data posterior à modificação da Lei, em junho de 2001, que inibiu a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação de empresas para fins de compensação da CSLL. A Companhia argumenta que a incorporação se deu antes da vigência da vedação ao aproveitamento dessas bases e que está garantido o direito de utilizá-las, pois essas bases de cálculo negativas foram integradas ao seu patrimônio no ato da incorporação. Em 31.12.2007, o valor atualizado da autuação é de R$ 17.644.

INSS

As principais notificações classificadas como possíveis, são as que seguem:

- Auto de infração referente a notificações de cobrança de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias. A Companhia foi absolvida parcialmente na esfera administrativa e, ingressou com medida judicial, tendo obtido êxito em primeiro grau. Atualmente, aguarda julgamento de apelação do INSS. O valor atualizado da autuação, em 31.12.2007, é de R$ 2.841.
- Notificações fiscais relativas à aplicação de suposta solidariedade e transferência de responsabilidade, da Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL para a Tractebel Energia, referentes à incidência de encargos previdenciários sobre serviços de mão de obra prestados por empresas terceirizadas, até a data de cisão da ELETROSUL, e conseqüente constituição da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – GERASUL (atualmente Tractebel Energia). Em 31.12.2007, o valor atualizado da notificação é de R$ 3.639.

Contingências cíveis

As ações cíveis, de risco possível, correspondem, basicamente, a ações de desapropriações e indenizações impetradas por pessoas físicas e jurídicas que alegam terem sido afetadas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

Contingências trabalhistas

As contingências trabalhistas, de risco possível, referem-se, principalmente, a ações movidas por ex-empregados requerendo o vínculo empregatício, a reintegração e a complementação de aposentadoria.

d) Contingências ativas

De acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, o registro do consumo de combustível fóssil adquirido com recursos da CCC/CDE que, até novembro de 2005, vinha sendo registrado na receita operacional, na rubrica "Subvenção combustível CCC/CDE", passou a ser contabilizado em conta retificadora do custo de produção de energia elétrica, na conta "Combustível para produção de energia elétrica".

A Companhia entende que, em decorrência da alteração da referida prática contábil, o PIS e a COFINS recolhidos em função do procedimento contábil anteriormente adotado devem ser recuperados. Assim sendo, está analisando a forma mais adequada de proceder a esta recuperação. O valor da contingência ativa não contabilizada, atualizada para 31.12.2007, é de R$ 58.179.

20 – CONCESSÕES A PAGAR

A controlada Companhia Energética Meridional – CEM pagará à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M. Os valores históricos e atualizados, em 31.12.2007, são os seguintes:

	Valor Histórico		Valor Atualizado	
Ano	**Anual**	**Total**	**Anual**	**Total**
De 01.01.2008 a 30.07.2023	680	10.597	1.639	25.544
De 01.08.2023 a 30.07.2033	61.280	612.800	147.717	1.477.172
		623.397		**1.502.716**

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, a CEM registrou o seu valor no ativo intangível em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a CEM procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da usina Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

a) Mutação

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2005	**1.530**	**178.130**	**179.660**
Transferências	1.564	(1.564)	-
Encargos gerados	-	18.039	18.039
Variações monetárias	-	6.941	6.941
Amortizações	(1.535)	-	(1.535)
Saldo em 31.12.2006	**1.559**	**201.546**	**203.105**
Transferências	1.660	(1.660)	-
Encargos gerados	-	20.187	20.187
Variações monetárias	-	14.115	14.115
Amortizações	(1.580)	-	(1.580)
Saldo em 31.12.2007	**1.639**	**234.188**	**235.827**

b) Vencimentos da concessão a pagar apresentada no passivo não circulante

2009	1.639
2010	1.639
2011	1.639
2012	1.639
2013	1.639
De 2014 até 2033	225.993
	234.188

21 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar

A Companhia, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar, pessoa jurídica de direito privado, de fins não lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras Companhias pertencentes ao Grupo Suez.

Os Planos de Benefícios administrados pela PREVIG são dos tipos Benefício Definido e Contribuição Definida. O Plano de Benefício Definido encontra-se fechado para novas inscrições de empregados.

a.1) Plano de Benefício Definido

O Plano de Benefício Definido tem regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e os auxílios. Os benefícios previstos são os seguintes:

- Complementação de aposentadoria por tempo de serviço;
- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria especial e de ex-combatente;
- Complementação de pensão;
- Complementação de auxílio reclusão; e
- Auxílio funeral.

O benefício inicial de complementação de aposentadoria consiste, basicamente, na diferença entre a média aritmética dos 36 últimos salários reais de contribuição do empregado ao Plano, atualizados, mês a mês, pelos mesmos índices adotados pela Previdência Social, e o valor hipotético do benefício de aposentadoria da Previdência Social, calculado com a aplicação das regras que vigoravam antes da entrada em vigor da Lei nº 9.876, de 26.11.1999. Após sua concessão, a complementação de benefício é reajustada anualmente com base na variação do INPC do IBGE.

O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de Benefício Definido era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS, patrocinado pela Companhia e pela ELETROSUL, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da citada rescisão, face liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da ELETROSUL, os participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da ELETROSUL, bem como pelos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, permaneceram no Plano de Benefícios administrado pela ELOS, sob a responsabilidade da Companhia, que paga 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da ELETROSUL). As despesas são limitadas em 15% das respectivas receitas previdenciais da ELOS vinculadas a essa massa de participantes e o valor de responsabilidade da Companhia, no exercício de 2007, foi de R$ 1.558.

A Companhia, no dia 15.05.2007, celebrou acordos com a ELOS, ELETROSUL, PREVIG e Associação de Aposentados da ELETROSUL visando o restabelecimento da adesão com a ELOS, permitindo aos participantes optarem em permanecer naquela Fundação ou transferir-se para a PREVIG. Em ambas as opções tendo a Companhia como patrocinadora do Plano. O prazo para a opção encerrou-se no dia 30.11.2007 e 29 participantes optaram pela transferência para a PREVIG. A efetivação dessa transferência deverá ocorrer em janeiro de 2008.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, vinculadas a esse Plano de Benefícios, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. O valor dessas despesas no exercício de 2007 foi de R$ 966.

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

	2007	2006
Taxa de desconto (a.a.)	10,25%	10,75%
Taxa de retorno esperado dos ativos (a.a.)	10,50%	11,00%
Crescimento salarial futuro		
- Participante ativo (a.a.)	5,00%	7,00%
- Participante autopatrocinado (a.a.)	5,00%	5,00%
Crescimento dos benefícios da previdência social (a.a.)	5,00%	5,00%
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia (a.a.)	5,00%	5,00%
Inflação	5,00%	5,00%
Fator de capacidade		
- Salários	100%	100%
- Benefícios	100%	100%

Hipóteses Demográficas

	2007	2006
Tábua de Mortalidade (ativos)	AT 2000 (por sexo)	AT 2000 (por sexo)
Tábua de Mortalidade de Inválidos	RP 2000 *Disabled*	RP 2000 Disabled
Tábua de Entrada em Invalidez	Watson Wyatt 1985 *Disability Class 1*	Watson Wyatt 1985 *Disability Class 1*
Tábua de Rotatividade	T-1 *Service Table*	T-1 *Service Table*
Idade de Aposentadoria	Primeira data em que completam todas as carências	Primeira data em que completam todas as carências
% de participantes ativos casados na data da aposentadoria	90	90
Diferença de idade entre participante e cônjuge	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos	Esposas são 4 anos mais jovens que maridos

Outras Hipóteses

	2007	2006
Participantes com direito à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40), que optarão pela conversão	100%	100%
Fator de conversão do SB-40	140%	140%

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações contábeis da Companhia, é a seguinte:

	Controladora e Consolidado					
	2007			2006		
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Total
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.249.541	-	1.249.541	1.179.927	-	1.179.927
Valor justo dos ativos	(796.910)	-	(796.910)	(736.567)	-	(736.567)
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.632	1.632	-	1.628	1.628
Subtotal	452.631	1.632	454.263	443.360	1.628	444.988
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(124.867)	(613)	(125.480)	(130.187)	(707)	(130.894)
Passivo reconhecido no balanço	**327.764**	**1.019**	**328.783**	**313.173**	**921**	**314.094**
Classificação no balanço						
Circulante			18.450			20.369
Não circulante			310.333			293.725
			328.783			**314.094**

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 6,75 anos, que corresponde ao tempo médio de contribuição futura estimado para os empregados participantes do plano.

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está coberto por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as Fundações. A composição do passivo nas demonstrações contábeis é a seguinte:

	Controladora e Consolidado			
	2007			2006
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	15.709	122.189	137.898	144.945
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	2.216	2.548	4.764	9.709
Passivo atuarial não contratado	525	185.596	186.121	159.440
Passivo atuarial total	**18.450**	**310.333**	**328.783**	**314.094**

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor - INPC do IBGE e sobre as mesmas incidem juros de 6% a.a. Os valores apresentados no não circulante são os seguintes:

	ELOS	PREVIG	Total
2009	14.339	1.815	16.154
2010	15.222	1.923	17.145
2011	14.419	1.907	16.326
2012	11.581	1.946	13.527
2013	12.294	2.062	14.356
2014 em diante	28.911	15.770	44.681
	96.766	**25.423**	**122.189**

A movimentação do passivo atuarial está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2005	**285.721**	**1.054**	**286.775**
Despesas do exercício de 2006	58.158	199	58.357
Contribuições	(30.706)	-	(30.706)
Benefícios pagos	-	(332)	(332)
Passivo em 31.12.2006	**313.173**	**921**	**314.094**
Despesas do exercício de 2007	45.445	262	45.707
Contribuições	(30.854)	-	(30.854)
Benefícios pagos	-	(164)	(164)
Passivo em 31.12.2007	**327.764**	**1.019**	**328.783**

Os valores a serem reconhecidos no resultado, no exercício de 2008, relativamente ao plano de Benefícios Definidos e Gratificação de Confidencialidade, são os seguintes:

	Plano de aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	485	53	538
Custo dos juros	123.667	137	123.804
Rendimento esperado dos ativos do plano	(80.463)	-	(80.463)
Amortização de perdas atuariais	1.620	40	1.660
Contribuição dos empregados	(189)	-	(189)
	45.120	**230**	**45.350**

a.2) Plano de Contribuição Definida

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG passou a administrar o plano tipo Contribuição Definida, encerrando o plano inicial para novas inserições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

No plano de Contribuição Definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia (889 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O valor da contribuição da Companhia, no exercício de 2007, foi de R$ 3.584.

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial cujo valor, no exercício de 2007, correspondeu a R$ 4.256, depositada na conta da PREVIG ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano anterior, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

A Companhia, até 31.12.2006, foi responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas do Plano de Contribuição Definida. No exercício de 2007, a patrocinadora foi responsável por 75% e os participantes do plano por 25% dessas despesas. A contribuição da Companhia nesse exercício foi de R$ 997.

A partir de 2008, as despesas administrativas serão rateadas entre a patrocinadora e os participantes levando-se em consideração a formação da reserva financeira dos participantes. A parcela correspondente ao saldo da reserva na data da migração dos participantes do Plano de Benefícios Definidos para o Plano de Contribuição Definida será integralmente assumida pela patrocinadora. A parcela relativa à reserva constituída a partir desta data será custeada 75% pela patrocinadora e 25% pelo participante.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

22 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica, na controladora e no consolidado, o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 36.535 no exigível a longo prazo, calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 107.456, correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto em Despacho da ANEEL, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais.

23 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária. De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

b) Capital social subscrito e integralizado

A Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2007, é de R$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de dezembro de 2007, é de R$ 4,32 (R$ 4,24 por ação em 31.12.2006).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

	% do Capital	
Acionistas	**2007**	**2006**
Suez Energy South America Participações Ltda.	68,71	68,71
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	2,80	2,80
União Federal	1,90	1,90
Outros	16,59	16,59
	100,00	**100,00**

c) Composição das reservas

	2007	**2006**
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	**91.695**	**91.695**
Reservas de Lucros		
Reserva legal	249.496	197.214
Reserva de retenção de lucros	29.896	29.896
	279.392	**227.110**

24 – DIVIDENDOS

No decorrer do ano de 2007, o Conselho de Administração da Companhia aprovou créditos de juros sobre o capital próprio nos seguintes valores:

- R$ 88.000, correspondentes a R$ 0,1348158600 por ação, aprovados em 10.05.2007 e pagos em 25.10.2007.
- R$ 88.000, correspondentes a R$ 0,1348158600 por ação, aprovados em 05.12.2007, que serão pagos em data a ser posteriormente definida pela Diretoria Executiva e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

Os valores acima mencionados, líquidos do imposto de renda retido na fonte, estão sendo imputados aos dividendos referentes ao exercício de 2007.

Os juros sobre o capital próprio foram registrados em despesas financeiras e revertidos nessa mesma rubrica e não estão sendo apresentados na demonstração do resultado do exercício, em virtude dos mesmos não produzirem efeitos no lucro operacional, mas tão-somente nas linhas do imposto de renda e da contribuição social.

O Conselho de Administração, em reunião realizada em 14.08.2007, aprovou a distribuição de dividendos intercalares, com base nas demonstrações contábeis levantadas em 30.06.2007, no valor de R$ 360.066, correspondentes a R$ 0,5516214256 por ação, os quais foram pagos em 25.10.2007.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 30% do lucro líquido ajustado, conforme disposto no Estatuto Social da Companhia.

	2007	**2006**
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	1.045.627	979.146
Constituição da reserva legal (5%)	(52.282)	(48.957)
Base de cálculo	993.345	930.189
Dividendos mínimos obrigatórios (30%)	**298.004**	**279.057**
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	151.301	182.649
Dividendos intercalares	360.066	324.000
Dividendos adicionais propostos	457.279	393.189
Subtotal	968.646	899.838
IRRF dos juros sobre o capital próprio	24.699	30.351
Total	**993.345**	**930.189**
Dividendos/juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por ação ordinária **(em R$ 1,00)**:	1,5218031188	1,4250471146

Os dividendos adicionais propostos, no valor de R$ 457.279, correspondem a R$ 0,7005499732 por ação, serão pagos após deliberação da Assembléia Geral Ordinária que aprovar as demonstrações contábeis.

A destinação do lucro líquido do exercício foi refletida nas demonstrações contábeis no pressuposto de sua aprovação pela Assembléia Geral Ordinária.

25 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	2007					2006
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	89.037	7.915	6.549	37.909	141.410	126.889
Administradores	-	-	-	10.878	10.878	8.474
Material	19.640	240	44	1.347	21.271	22.220
Serviço de terceiro	42.176	2.037	863	29.969	75.045	67.727
Combustível p/produção de energia	118.684				118.684	95.575
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	71.127	-	-	-	71.127	26.830
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	169.161	-	169.161	162.625
Depreciação e amortização	174.910	-	2	1.609	176.521	159.004
Seguros	6.020	494		284	6.798	6.097
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	-	-	5.315	5.315	7.351
Contribuições setoriais	-	-	1.988	208	2.196	2.330
Taxa de fiscalização	-	-	-	6.782	6.782	8.011
Contribuições e doações	222	54	16	6.889	7.181	5.319
Outros	4.556	90	415	12.526	17.587	26.273
	526.372	**10.830**	**179.038**	**113.716**	**829.956**	**724.725**

	Consolidado					
	2007					2006
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	89.370	7.915	6.549	38.485	142.319	127.686
Administradores	-	-	-	12.356	12.356	9.944
Material	21.589	240	50	1.421	23.300	23.897
Serviço de terceiro	50.384	2.037	1.134	33.984	87.539	78.240
Combustível p/produção de energia	126.960	-	-	-	126.960	102.070
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	89.756	-	-	-	89.756	38.326
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	205.762	-	205.762	202.845
Depreciação e amortização	219.117	-	2	10.000	229.119	208.364
Seguros	7.146	494	-	284	7.924	7.561
Indenizações trabalhistas e a terceiros	-	-	-	5.315	5.315	7.355
Contribuições setoriais	-	-	2.701	307	3.008	2.803
Taxa de fiscalização	-	-	-	8.117	8.117	9.419
Contribuições e doações	295	54	16	7.420	7.785	9.714
Outros	5.012	90	543	12.432	18.077	28.200
	609.629	**10.830**	**216.757**	**130.121**	**967.337**	**856.124**

26 – (CONSTITUIÇÃO) REVERSÃO DE PROVISÕES OPERACIONAIS, LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Benefícios pós-emprego	818	(7.881)	818	(7.881)
Contingências cíveis	(4.644)	23.520	(6.746)	23.078
Contingências tributárias	1.213	(1.600)	1.213	(1.600)
Contingências trabalhistas	1.653	(1.442)	1.653	(1.442)
Outras	702	(702)	833	(702)
	(258)	**11.895**	**(2.229)**	**11.453**

27 – GANHOS EM AÇÕES JUDICIAIS

Em 2007, foi reconhecido o ganho de R$ 3.700, decorrente do trânsito em julgado de decisão favorável no processo que se discutia a redução da alíquota de retenção do Seguro Acidente do Trabalho - SAT.

No exercício de 2006, a Companhia e sua controlada CEM obtiveram ganhos em ações judiciais no valor de R$ 87.535 e R$ 1.152, respectivamente, pelo trânsito em julgado de decisão favorável ao afastamento da base de cálculo da contribuição ao PIS e a COFINS. Também em 2006, a Tractebel Energia obteve ganho judicial, no valor de R$ 5.815, relativo a acordo efetuado em ação declaratória pelo pagamento indevido de seguro garantia em processo de concorrência internacional para importação de energia da Argentina.

28 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	2007	2006	2007	2006
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	44.591	42.771	60.358	55.487
Juros sobre valores a receber	10.943	24.910	11.175	24.774
Variação monetária sobre depósitos judiciais	14.421	12.489	16.621	14.364
Variação monetária sobre contas a receber e outras	5.756	2.726	5.756	2.738
Outras	6.314	9.865	6.692	10.303
	82.025	**92.761**	**100.602**	**107.666**
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	82.539	96.970	124.841	151.360
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	20.187	18.039
Encargos sobre passivo atuarial	44.206	49.480	44.206	49.480
Encargos sobre provisões operacionais, líquidos	3.775	1.973	3.854	1.974
Encargos sobre tributos e contribuições sociais	2.856	332	4.906	364
Variação monetária sobre financiamentos e debêntures	18.058	6.590	22.103	8.949
Variação monetária sobre Concessão ANEEL	-	-	14.115	6.941
Variação monetária outras	3.665	4.671	3.966	4.703
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	(54.532)	(25.138)	(54.532)	(25.138)
Perdas com operações de *swaps* cambiais	21.551	17.441	21.551	25.684
CPMF	14.483	11.786	19.947	15.565
Outras	7.926	5.218	10.111	5.953
	144.527	**169.323**	**235.255**	**263.874**
	62.502	**76.562**	**134.653**	**156.208**

29 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia, tem como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer *hedge* contra esses riscos, porém os mesmos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.

Em novembro de 2007, a Companhia liquidou sua última operação *swap* no mercado de balcão, onde a variação cambial de empréstimos e financiamentos era trocada pela variação do CDI.

O resultado dessas operações está apresentado na despesa financeira na rubrica "Perdas com operações de *swaps* cambiais".

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo firmados com distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Nas transações de venda para clientes industriais, os chamados Consumidores Livres, para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais, a Companhia, através de sua área de crédito, procede a uma análise de crédito prévia e estabelece, em conjunto com o Comitê de Crédito, o limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.

Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado na Nota 4, a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia, através de sua política de créditos para instituições financeiras.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos, financiamentos e debêntures foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	Controladora			
	2007		2006	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda estrangeira	299.197	322.316	388.401	363.812
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda nacional	117.360	116.564	211.948	215.188
Debêntures	592.440	483.202	215.004	195.865
	1.008.997	**922.082**	**815.353**	**774.865**

	Consolidado			
	31.12.2007		31.12.2006	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda estrangeira	299.197	322.316	388.401	363.812
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda nacional	792.558	721.916	527.929	456.127
Debêntures	721.479	601.958	361.178	332.301
	1.813.234	**1.646.190**	**1.277.508**	**1.152.240**

30 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas, conforme a seguir especificados:

Itá Energética S. A. – ITASA

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 167 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela Companhia, de 61 MW médios de energia de propriedade da ITASA na Usina Hidrelétrica Itá, sendo regido pela legislação aplicável e pelas regras de mercado, com vigência até 16.10.2030, reajustado anualmente pela variação do Dólar acrescido da inflação norte americana.

Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da Usina Hidrelétrica ITÁ, celebrado pela Companhia, no âmbito do Consórcio Itá, com vigência até 16.10.2030, cujos valores são reajustáveis anualmente pelo índice IGP-M.

Companhia Energética Meridional – CEM

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com vigência até 2015, para aquisição da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Companhia, no montante anual de 2.395.903 MWh. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento.

Lages Bioenergética Ltda.

Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, com o objetivo de regular a compra, pela controlada, de até 26 MW médios mensais de energia elétrica de propriedade da Companhia, com vigência até 31.03.2017.

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude da Lages não possuir quadro próprio de empregados. O valor contratual é reajustado anualmente pelo IGP-M.

Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages, com término em 31.03.2012, através do qual a Companhia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento. O valor contratual é reajustado anualmente com base na variação da remuneração definida em Acordo Coletivo de Trabalho dos empregados da Companhia.

Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da controlada. O valor contratual é reajustado anualmente pela variação do IGP-M.

Companhia Energética São Salvador – CESS

Contrato com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação, pela Companhia, dos serviços de gerenciamento, planejamento, controle e administração econômica, contábil, fiscal, jurídica e financeira da controlada. O valor contratual é reajustado anualmente pela variação do IGP-M.

Suez-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

Em 17.04.2007, a Companhia celebrou contrato com a Suez-Tractebel S.A., sua controladora indireta, com sede em Bruxelas, Bélgica, cujo objeto é a prestação de serviços de consultoria em assuntos específicos por parte daquela empresa. A contratação foi aprovada por unanimidade pelos acionistas minoritários da Companhia, em Assembléia Geral Extraordinária - A.G.E. realizada em 17.04.2007, tendo o acionista controlador renunciado ao seu direito de voto. O prazo do contrato é de 36 meses, condicionada a sua revalidação, pelos acionistas minoritários, a cada período de 12 meses, em Assembléia convocada para este fim. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não cumulativo de 1.500.000 EUROS, devendo os serviços executados e respectivos honorários ser submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	2007							2006
	SESA[a]	CEM	ITASA	LAGES	TBLC[b]	CESS[c]	Total	Total
Ativo								
Contas a receber	12	338	1.715	800	53.124	62	**56.051**	**17.732**
Dividendos a receber de controladas		61.363	3.429	4.929	21.285	-	**91.006**	**103.021**
Passivo								
Fornecedores	-	33.372	9.945	8	6.387	-	**49.712**	**42.068**
Dividendos e juros s/ o capital próprio	365.602	-	-	-	-	-	**365.602**	**327.989**

	2007								2006
	SUEZ[d]	DELTA	CEM	ITASA	LAGES	TBLC[b]	CESS[c]	Total	Total
Resultado									
Receita operacional									
Suprimento de Energia	-	-	-	-	5.801	323.593	-	**329.394**	**142.121**
Serviços									
Administração	-	-	681	-	107	26	389	**1.203**	**759**
Oper. e manut.	-	-	1.790	10.167	1.484	-	-	**13.441**	**12.995**
Custo de Energia Elétrica									
Compra energia	-	-	277.017	116.136	-	-	-	**393.153**	**382.798**
Outros	-	-	-	-	31	-	-	**31**	**18**
Despesas Operacionais									
Gerais e Administrativas	2.540	-	-	-	-	-	-	**2.540**	**-**
Financeiro									
Receita financeira	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**213**
Resultado de Participações Societárias	-	(31)	94.978	12.149	7.929	64.066	-	**179.091**	**113.538**

[a] Suez Energy South America Participações

[b] Tractebel Energia Comercializadora

[c] Companhia Energética São Salvador

[d] Suez-Tractebel S.A.

31 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida, BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2007 é de R$ 209.041 (R$ 243.059 em 31.12.2006).

Companhia Energética Meridional - CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, celebrados entre a controlada CEM e o BNDES. Como interveniente, a Companhia assumiu as obrigações em relação aos contratos:

garantir o pagamento antecipado nas seguintes hipóteses exclusivas: a) de extinção da concessão por motivo imputável à CEM, aos intervenientes ou suas controladas, coligadas ou controladoras; e b) celebração de acordo com o Poder Concedente pela CEM, pelos intervenientes ou por qualquer uma de suas controladas,

coligadas ou controladoras, visando à extinção da concessão; ceder ao BNDES quaisquer valores resultantes de indenização recebida em função da extinção da concessão da UHE Cana Brava, pelo Poder Concedente.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia deu ao BNDES, em caução, a totalidade das ações de sua propriedade, representativas do capital social da CEM, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2007 totaliza R$ 156.109 (R$ 180.511 em 31.12.2006).

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 31.12.2007 totaliza R$ 31.877 (R$ 38.585 em 31.12.2006).

Companhia Energética São Salvador – CESS

A Companhia é interveniente nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financeiros, vinculados à construção da UHE São Salvador. A interveniente deu, em caução, a totalidade das ações de emissão da CESS, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.12.2007 é de R$ 407.210.

32 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.570.974 mil, equivalentes a R$ 6.325.266 em 31.12.2007, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 42.458 mil, equivalentes a R$ 75.206 em 31.12.2007. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 250.000 mil, equivalentes a R$ 442.825 em 31.12.2007, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada Companhia Energética Meridional - CEM, está incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 278.569 mil, equivalentes a R$ 493.429 em 31.12.2007.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 88.565 em 31.12.2007. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de riscos operacionais com cobertura de US$ 25.000 mil equivalentes a R$ 44.283 em 31.12.2007, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 88.565 em 31.12.2007.

A Companhia Energética São Salvador – CESS, controlada da Tractebel Energia desde 01.05.2007, possui apólice de seguros de riscos de engenharia com cobertura de manutenção ampla de 12 meses, com limite máximo de indenização de R$ 701.880. A CESS possui ainda, duas apólices de responsabilidade civil com coberturas de R$ 22.200 cada.

Além destes seguros estratégicos, a Tractebel Energia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade para conselheiros, diretores e administradores extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

33 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

A Companhia possui compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

A Companhia mantém Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

A Companhia tem contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, empresas transmissoras e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, com vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro.

c) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está quase totalmente contratada até 2008 e com parcela significativa contratada em 2009 e 2010.

d) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Interconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL. No mês de março de 2005, a ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguaiana e das Interconexões de Garabi (CIEN), onde foi constatada a indisponibilidade de efetiva geração e transporte de energia elétrica pelos agentes fiscalizados, nos montantes contratados. Em decorrência deste fato, o Ministério de Minas e Energia expediu Portaria, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005, foi publicada Resolução Normativa ANEEL estabelecendo os critérios a serem utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia para a UTE Uruguaiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos, o valor da garantia física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato de 300 MW foi reduzido para, aproximadamente, 72 MW. Em razão do modo como o contrato está registrado na CCEE, esta redução deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na legislação setorial, por insuficiência de lastro físico, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que a levou a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente de outro agente. Por força do ocorrido, a Companhia entende que ficou caracterizado inadimplemento contratual por parte da CIEN, e que multas e ressarcimentos previstos no contrato tornaram-se devidos à Companhia. Assim, baseada em dispositivos contratuais que determinam que os valores constantes das faturas emitidas pela CIEN já devem ser líquidos de todos os montantes por elas devidos à Companhia, a título de multas e ressarcimentos (o que não vem sendo feito pela CIEN com relação a nenhuma das faturas por ela emitidas sob o contrato desde a redução de sua garantia física), a Companhia não vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inábeis.

Em 20.06.2006, a ANEEL, através de Resolução Normativa, reduziu a zero os valores de garantia física de energia elétrica oriunda de importação da CIEN em decorrência da impossibilidade de fornecimento de energia elétrica por parte desta empresa. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de cinco anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona, localizada em Campo Grande – MS, renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato em 22 de maio de 2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém, a MSGás comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, vendedora do gás para a MSGás.

Ante a ameaça da Petrobras de cortar o suprimento de gás para a Usina, a Companhia ajuizou medida cautelar contra a MSGás e a Petrobras, com pedido de antecipação de tutela, que foi deferida para obrigar a manutenção do fornecimento do gás, nos termos do contrato.

A Companhia também ajuizou ação ordinária visando a renovação do contrato por mais um período, cujo processo está tramitando no Poder Judiciário da Comarca do Mato Grosso do Sul.

Em recente recurso ajuizado perante o Superior Tribunal de Justiça, a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás para a Usina.

Em conseqüência, a Companhia tem comprado energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para suprir o lastro de energia vendida de Arjona. Alternativamente, está sendo avaliada a viabilidade da usina operar com óleo diesel como combustível, uma vez que a mesma possui essa flexibilidade.

34 – ALTERAÇÃO DA LEGISLAÇÃO SOCIETÁRIA BRASILEIRA - LEI 6.404/1976

Em 28.12.2007, foi promulgada a Lei nº. 11.638, que altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações nº 6.404, de 15.12.1976, notadamente em relação ao capítulo XV, que trata sobre matéria contábil, com vigência a partir do exercício que se inicia em 1º de janeiro de 2008. A referida lei visa, principalmente, a atualização da lei societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes das normas internacionais de contabilidade e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, em consonância com os padrões internacionais de contabilidade. Algumas alterações devem ser aplicadas a partir do início do próximo exercício, enquanto outras dependem de normatização por parte dos órgãos reguladores.

As principais modificações podem ser sumarizadas como segue:

- Substituição da Demonstração das Origens e Aplicações de Recursos – DOAR pela Demonstração dos Fluxos de Caixa - DFC;

- Inclusão da apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA;

- Criação da possibilidade da escrituração das transações para atender à legislação tributária e, na seqüência, os ajustes necessários para atender às práticas contábeis.

- Criação de dois novos subgrupos de contas: Intangível, no Ativo Permanente e Ajustes de Avaliação Patrimonial, no Patrimônio Líquido, para permitir o registro de determinadas avaliações de ativos a preço de mercado, principalmente instrumentos financeiros; registro de variação cambial sobre investimentos societários no exterior avaliados pelo método de equivalência patrimonial; ajustes dos ativos e passivos a valor de mercado, em razão de fusão e incorporação ocorrida entre partes não relacionadas que estiveram vinculadas à efetiva transferência de controle;

- Normatização de novos critérios para a classificação e a avaliação das aplicações em instrumentos financeiros, inclusive derivativos;

- Introdução do conceito de ajuste a valor presente para as operações ativas e passivas de longo prazo e para as relevantes de curto prazo;

- Alteração dos parâmetros de avaliação de coligadas pelo método de equivalência patrimonial;

- Introdução do conceito sociedade de grande porte;

A Companhia já vem apresentando a DFC e a DVA como informações suplementares às demonstrações contábeis divulgadas, e a segregação do Intangível, no Ativo Permanente.

Em razão dessas alterações terem sido recentemente promulgadas e algumas ainda dependerem de normatização dos órgãos reguladores para serem aplicadas, a Administração da Companhia ainda não conseguiu avaliar todos os efeitos que as alterações introduzidas pela nova lei poderiam resultar em suas demonstrações contábeis e nos resultados dos exercícios seguintes.

35 – EVENTO SUBSEQÜENTE

A Tractebel Energia S.A. e sua controlada integral Companhia Energética Meridional – CEM, comunicaram através de Fato Relevante publicado em 24.01.2008, que seus Conselhos de Administração submeterão aos seus acionistas, em Assembléia Geral Extraordinária a ser convocada, a incorporação, pela Tractebel Energia, de sua subsidiária integral CEM, mediante a versão do patrimônio líquido da CEM, a valor contábil.

A incorporação pretendida objetiva a simplificação da estrutura societária do grupo, mediante a reestruturação societária e patrimonial concernente na operação de incorporação da CEM pela Tractebel Energia, a qual não só reduzirá a estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos, bem como facilitará a unificação, padronização e aperfeiçoamento da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitirá a eliminação dos custos de negociação que a manutenção das duas companhias impõe.

O Protocolo de Incorporação de Ações e Sociedade e Instrumento de Justificação foi firmado entre as partes e a proposta de incorporação foi previamente aprovada pelo Conselho de Administração das Companhias e pelos debenturistas da 1ª emissão de debêntures da CEM.

Adicionalmente, a ANEEL, através de Resolução autorizativa, anuiu a transferência da concessão de geração da Usina Hidrelétrica Cana Brava – UHCB para a Tractebel Energia, em virtude da referida incorporação.

(A nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro de 2007 encontra-se na próxima página)

(Nominata de assinaturas das Demonstrações Contábeis em 31 de dezembro 2007 da Tractebel Energia S.A.)

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciseus Maria Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Beeuwsaert
Conselheiro

Pierre Michel Philippe Chareyre
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Antonio Alberto Gouvêa Vieira
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador - CRC RJ 072259/O-5 S-SC

Deloitte

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 231
22, 25 e 27º andares
20030-905 - Rio de Janeiro - RJ
Brasil

Tel: +55 (21) 3981-0500
Fax: +55 (21) 3981-0600
www.deloitte.com.br

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Examinamos os balanços patrimoniais, individual e consolidado, da Tractebel Energia S.A. ("Sociedade" ou "controladora") e controladas, levantados em 31 de dezembro de 2007, e as respectivas demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido (controladora) e das origens e aplicações de recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis.

2. Nosso exame foi conduzido de acordo com as normas brasileiras de auditoria e compreendeu: (a) o planejamento dos trabalhos, considerando a relevância dos saldos, o volume das transações e os sistemas contábil e de controles internos da Sociedade e suas controladas; (b) a constatação, com base em testes, das evidências e dos registros que suportam os valores e as informações contábeis divulgados; e (c) a avaliação das práticas e das estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração da Sociedade e suas controladas, bem como da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

3. Em nossa opinião, as demonstrações contábeis referidas no parágrafo 1 representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da Tractebel Energia S.A. e suas controladas em 31 de dezembro de 2007, o resultado de suas operações, as mutações de seu patrimônio líquido (controladora) e as origens e aplicações de seus recursos correspondentes ao exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

4. Nosso exame foi conduzido com o objetivo de emitirmos parecer sobre as demonstrações contábeis básicas referidas no parágrafo 1, tomadas em conjunto. As demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, que estão sendo apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a Sociedade e suas controladas, não são requeridas como parte integrante das demonstrações contábeis básicas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. As demonstrações dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos no parágrafo 2 e, em nossa opinião, essas demonstrações suplementares estão adequadamente apresentadas, em todos os aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis básicas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2007, tomadas em conjunto.

5. As demonstrações contábeis básicas e as demonstrações suplementares dos fluxos de caixa e do valor adicionado (controladora e consolidado) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2006, apresentadas para fins de comparação, foram examinadas por outros auditores independentes, que emitiram parecer, em 05 de fevereiro de 2007, sem ressalvas.

Rio de Janeiro, 1º de fevereiro de 2008

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

Roberto Paulo Kenedi
Contador
CRC 1RJ 081.401/O-5 "S" SC

Tractebel Energia
GDF SUEZ

PARECER DO CONSELHO FISCAL

Os membros do Conselho Fiscal da Empresa Tractebel Energia S.A., Newton de Lima Azevedo Junior, Paulo de Resende Salgado e Manoel Eduardo Lima Lopes, abaixo assinados, após examinarem o Relatório Anual da Administração, incluindo as Demonstrações Contábeis e o Relatório da Administração relativos ao exercício de 2007, e com base no parecer dos auditores independentes Deloitte Touche Tohmatsu emitido em 01/02/08, declaram que o Relatório Anual da Administração representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Tractebel Energia S/A em 31 de dezembro de 2007, estando em condições de ser apreciado pela Assembléia Geral de Acionistas da Companhia.

Rio de Janeiro, 07 de março de 2008.

Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente

Paulo de Resende Salgado
Conselheiro

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

- Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2008, respectivo parecer dos Auditores Independentes

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

O REGISTRO NA CVM NÃO IMPLICA QUALQUER APRECIAÇÃO SOBRE A COMPANHIA, SENDO OS SEUS ADMINISTRADORES RESPONSÁVEIS PELA VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19
4 - NIRE		
42300024384		

01.02 - SEDE

1 - ENDEREÇO COMPLETO				2 - BAIRRO OU DISTRITO
RUA: ANTÔNIO DIB MUSSI, Nº 366				CENTRO
3 - CEP	4 - MUNICÍPIO			5 - UF
88015-110	FLORIANÓPOLIS			SC
6 DDD	7 TELEFONE	8 TELEFONE	9 TELEFONE	10 TELEX
048	3221-7221	-	-	
11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX	
048	3221-7002	-	-	
15 - E-MAIL				
previlali@tractebelenergia.com.br				

01.03 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)

1 - NOME				
MARC VERSTRAETE				
2 - ENDEREÇO COMPLETO				3 - BAIRRO OU DISTRITO
RUA: ANTÔNIO DIB MUSSI, Nº 366				CENTRO
4 - CEP	5 - MUNICÍPIO			6 - UF
88015-110	FLORIANÓPOLIS			SC
7 - DDD	8 - TELEFONE	9 - TELEFONE	10 - TELEFONE	11 - TELEX
048	3221-7060	-	-	
12 - DDD	13 - FAX	14 - FAX	15 - FAX	
048	3221-7002	-	-	
16 - E-MAIL				
marc@tractebelenergia.com.br				

01.04 - REFERÊNCIA / AUDITOR

EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO		TRIMESTRE ATUAL			TRIMESTRE ANTERIOR		
1 - INÍCIO	2 - TÉRMINO	3 - NÚMERO	4 - INÍCIO	5 - TÉRMINO	6 - NÚMERO	7 - INÍCIO	8 - TÉRMINO
01/01/2008	31/12/2008	1	01/01/2008	31/03/2008	4	01/10/2007	31/12/2007

9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	10 - CÓDIGO CVM
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU AUDITORES INDEPENDENTES	00385-9
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	12 - CPF DO RESP. TÉCNICO
ROBERTO PAULO KENEDI	898.355.657-91

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

01.05 - COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL

Número de Ações (Unidades)	1 - TRIMESTRE ATUAL 31/03/2008	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/12/2007	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 31/03/2007
Do Capital Integralizado			
1 - Ordinárias	652.742.192	652.742.192	652.742.192
2 - Preferenciais	0	0	0
3 - Total	652.742.192	652.742.192	652.742.192
Em Tesouraria			
4 - Ordinárias	0	0	0
5 - Preferenciais	0	0	0
6 - Total	0	0	0

01.06 - CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA

1 - TIPO DE EMPRESA Empresa Comercial, Industrial e Outras
2 - TIPO DE SITUAÇÃO Operacional
3 - NATUREZA DO CONTROLE ACIONÁRIO Privada Nacional
4 - CÓDIGO ATIVIDADE 1120 - Energia Elétrica
5 - ATIVIDADE PRINCIPAL GERAÇÃO E COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA
6 - TIPO DE CONSOLIDADO Total
7 - TIPO DO RELATÓRIO DOS AUDITORES Sem Ressalva

01.07 - SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS

1 - ITEM	2 - CNPJ	3 - DENOMINAÇÃO SOCIAL

01.08 - PROVENTOS EM DINHEIRO DELIBERADOS E/OU PAGOS DURANTE E APÓS O TRIMESTRE

1 - ITEM	2 - EVENTO	3 - APROVAÇÃO	4 - PROVENTO	5 - INÍCIO PGTO.	6 - ESPÉCIE E CLASSE DE AÇÃO	7 - VALOR DO PROVENTO P/ AÇÃO
01	RCA	05/12/2007	Juros Sobre Capital Próprio	20/05/2008	ON	0,1348158600
02	AGO	08/04/2008	Dividendo	20/05/2008	ON	0,7005499732

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

01.09 - CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO

1- ITEM	2 - DATA DA ALTERAÇÃO	3 - VALOR DO CAPITAL SOCIAL (Reais Mil)	4 - VALOR DA ALTERAÇÃO (Reais Mil)	5 - ORIGEM DA ALTERAÇÃO	7 - QUANTIDADE DE AÇÕES EMITIDAS (Unidades)	8 - PREÇO DA AÇÃO NA EMISSÃO (Reais)

01.10 - DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES

1 - DATA	2 - ASSINATURA
13/05/2008	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

02.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2008	4 - 31/12/2007
1	Ativo Total	6.116.103	5.422.037
1.01	Ativo Circulante	1.398.687	1.100.878
1.01.01	Disponibilidades	904.998	571.755
1.01.01.01	Numerário Disponivel	1.174	6.694
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	903.824	565.061
1.01.02	Créditos	428.213	458.213
1.01.02.01	Clientes	395.962	323.171
1.01.02.01.01	Consumidores, Concess. e Permissionárias	395.962	323.171
1.01.02.02	Créditos Diversos	32.251	135.042
1.01.02.02.01	Dividendos a Receber de Controladas	8.358	91.006
1.01.02.02.02	Tributos e Contrib. Sociais a Compensar	9.202	8.285
1.01.02.02.03	Cauções e Depósitos Vinculados	640	18.375
1.01.02.02.04	Outros	14.051	17.376
1.01.03	Estoques	42.148	49.289
1.01.04	Outros	23.328	21.621
1.01.04.01	Despesas Pagas Antecipadamente	2.001	3.656
1.01.04.02	Ativo Fiscal Diferido	15.030	12.091
1.01.04.03	Outros	6.297	5.874
1.02	Ativo Não Circulante	4.717.416	4.321.159
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	471.065	437.275
1.02.01.01	Créditos Diversos	108.563	107.452
1.02.01.01.01	Concessionárias e Permissionárias	1.966	4.548
1.02.01.01.02	Alienação de Bens e Direitos	84.793	81.315
1.02.01.01.03	Tributos e Contrib. Sociais a Compensar	21.579	21.208
1.02.01.01.04	Outros	225	381
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.01.03	Outros	362.502	329.823
1.02.01.03.01	Depósitos Judiciais	150.343	126.357
1.02.01.03.02	Ativo Fiscal Diferido	210.190	201.371
1.02.01.03.03	Outros	1.969	2.095
1.02.02	Ativo Permanente	4.246.351	3.883.884
1.02.02.01	Investimentos	711.239	1.156.481
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	640.221	1.062.602
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	40.206	63.067
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	30.812	30.812
1.02.02.02	Imobilizado	3.438.651	2.725.218
1.02.02.03	Intangível	75.274	2.185
1.02.02.04	Diferido	21.187	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2008	4 - 31/12/2007
2	Passivo Total	6.116.103	5.422.037
2.01	Passivo Circulante	1.193.427	1.275.732
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	80.690	71.255
2.01.02	Debêntures	57.938	32.138
2.01.03	Fornecedores	176.652	229.708
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	188.433	271.724
2.01.05	Dividendos a Pagar	532.997	532.997
2.01.05.01	Dividendos e Juros s/ Capital Próprio	532.997	532.997
2.01.06	Provisões	49.534	42.847
2.01.06.01	Obrigações Estimadas	38.048	32.713
2.01.06.02	Contingências	11.486	10.134
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	107.183	95.063
2.01.08.01	Benefícios Pós-Emprego	20.647	18.450
2.01.08.02	Obrigações com o Programa de P&D	49.005	38.820
2.01.08.03	Outros	37.531	37.793
2.02	Passivo Não Circulante	1.714.311	1.329.452
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	1.714.311	1.329.452
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	394.741	345.302
2.02.01.02	Debêntures	636.992	560.302
2.02.01.03	Provisões	74.266	66.023
2.02.01.03.01	Obrigações Estimadas	3.609	2.794
2.02.01.03.02	Contingências	70.657	63.229
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0
2.02.01.06	Outros	608.312	357.825
2.02.01.06.01	Tributos e Contribuições Sociais	10.664	9.259
2.02.01.06.02	Benefício Pós-Emprego	311.931	310.333
2.02.01.06.03	Passivo Fiscal Diferido	36.535	36.535
2.02.01.06.04	Concessões a pagar	247.453	0
2.02.01.06.05	Outros	1.729	1.698
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	3.208.365	2.816.853
2.04.01	Capital Social Realizado	2.445.766	2.445.766
2.04.02	Reservas de Capital	91.695	91.695
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	279.392	279.392
2.04.04.01	Legal	249.496	249.496
2.04.04.02	Estatutária	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	29.896	29.896
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

02.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 -31/03/2008	4 -31/12/2007
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuizos Acumulados	391.512	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/03/2008	4 - 01/01/2008 a 31/03/2008	5 - 01/01/2007 a 31/03/2007	6 - 01/01/2007 a 31/03/2007
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	902.452	902.452	652.513	652.513
3.01.01	Suprimento de Energia Elétrica	800.650	800.650	572.518	572 518
3.01.02	Fornecimento de Energia Elétrica	97.253	97.253	76.201	76 201
3.01.03	Outras Receitas	4.549	4.549	3.794	3.794
3.02	Deduções da Receita Bruta	(84.939)	(84.939)	(55.527)	(55.527)
3.02.01	PIS e COFINS	(60.769)	(60.769)	(33.746)	(33.746)
3.02.02	ICMS	(16.824)	(16.824)	(15.721)	(15.721)
3.02.03	ISS	(96)	(96)	(89)	(89)
3.02.04	Pesquisa e Desenvolvimento	(7.250)	(7.250)	(5.971)	(5.971)
3.03	Receita Liquida de Vendas e/ou Serviços	817.513	817.513	596.986	596.986
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(254.638)	(254.638)	(235.256)	(235.256)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(75.799)	(75.799)	(96.548)	(96.548)
3.04.02	Transações no Âmbito da CCEE	(12.938)	(12.938)	(44.145)	(44.145)
3.04.03	Custo de Produção de Energia Elétrica	(162.724)	(162.724)	(92.560)	(92.560)
3.04.04	Custo dos Serviços Prestados	(3.177)	(3.177)	(2.003)	(2.003)
3.05	Resultado Bruto	562.875	562.875	361.730	361.730
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	4.602	4.602	(25.752)	(25.752)
3.06.01	Com Vendas	(46.726)	(46.726)	(43.135)	(43.135)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(31.397)	(31.397)	(25.848)	(25.848)
3.06.03	Financeiras	(25.900)	(25.900)	(8.080)	(8.080)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	26.582	26.582	19.323	19.323
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(52.482)	(52.482)	(27.403)	(27.403)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	77.915	77.915	737	737
3.06.04.01	Recuperação de PIS/COFINS	76.431	76.431	0	0
3.06.04.02	Reversão de Prov.Operac., liquida	1.484	1.484	737	737

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CODIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A	02.474.103/0001-19

03.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/03/2008	4 - 01/01/2008 a 31/03/2008	5 - 01/01/2007 a 31/03/2007	6 - 01/01/2007 a 31/03/2007
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	30.710	30.710	50.574	50.574
3.06.06.01	Equivalência Patrimonial	32.025	32.025	52.261	52.261
3.06.06.02	Amortização de Ágio na Partic. Empresas	(1.315)	(1.315)	(1.687)	(1.687)
3.07	Resultado Operacional	567.477	567.477	335.978	335.978
3.08	Resultado Não Operacional	(1.064)	(1.064)	(702)	(702)
3.08.01	Receitas	511	511	347	347
3.08.02	Despesas	(1.575)	(1.575)	(1.049)	(1.049)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	566.413	566.413	335.276	335.276
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(185.018)	(185.018)	(101.546)	(101.546)
3.10.01	Imposto de Renda	(134.157)	(134.157)	(74.473)	(74.473)
3.10.02	Contribuição Social	(50.861)	(50.861)	(27.073)	(27.073)
3.11	IR Diferido	10.117	10.117	8.372	8.372
3.11.01	Imposto de Renda	7.439	7.439	6.810	6.810
3.11.02	Contribuição Social	2.678	2.678	1.562	1.562
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	391.512	391.512	242.102	242.102
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192	652.742.192
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,59980	0,59980	0,37090	0,37090
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)				

1 – CONTEXTO OPERACIONAL

A Companhia é concessionária de uso de bem público, na condição de produtor independente, com sede em Florianópolis - SC, e tem como atividade a geração e comercialização de energia elétrica, cuja regulamentação está subordinada à ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Sua capacidade instalada, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá, Machadinho e Ponte de Pedra, cuja aquisição foi concretizada em 29.04.2008, e da Unidade de Co-geração Lages, é de 6.057 MW, dos quais aproximadamente 80% em usinas hidrelétricas e 20% em termelétricas. A capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, incluindo o contrato para compra de longo prazo firmado com a controlada Itá Energética S.A. - ITASA é de 6.094 MW.

Em Assembléia Geral Extraordinária realizada em 28.03.2008, foi aprovada a incorporação pela Tractebel Energia, de sua subsidiária integral CEM, mediante a versão de seu acervo líquido, na data-base de 29.02.2008, avaliado a valor contábil por empresa especializada. As variações patrimoniais ocorridas entre a data-base e a data da efetiva incorporação foram absorvidas pela Tractebel Energia.

A incorporação objetivou a simplificação da estrutura societária do grupo, a qual não só reduzirá a estrutura organizacional atual, diminuindo custos, aumentando o valor para os acionistas, racionalizando e otimizando os investimentos, bem como facilitará a unificação, padronização e aperfeiçoamento da administração geral dos negócios das sociedades envolvidas e permitirá a eliminação dos custos de negociação que a manutenção das duas companhias impõe.

A ANEEL, através de Resolução Autorizativa de 22.01.2008, anuiu à transferência da concessão de geração da Usina Hidrelétrica Cana Brava – UHCB para a Tractebel Energia, em virtude da referida incorporação.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O valor do acervo líquido incorporado pela Tractebel Energia, avaliado na data-base 29.02.2008, foi de R$ 454.866 e é composto com segue:

ATIVO		PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	
ATIVO CIRCULANTE		**PASSIVO CIRCULANTE**	
Disponibilidades	28.344	Fornecedores	5.811
Concessionária - Controladora	31.962	Dividendos propostos	25.104
Transações no âmbito da CCEE	187	Financiamentos e debêntures	29.053
Cauções e depósitos vinculados	1.643	Tributos e contribuições sociais	4.445
Outros	1.072	Contas a pagar controladora	13.988
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**63.208**	Outras obrigações	9.578
		TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**87.979**
ATIVO NÃO CIRCULANTE		**NÃO CIRCULANTE**	
Realizável a Longo Prazo		**Exigível a Longo Prazo**	
Depósitos judiciais	24.487	Financiamentos e debêntures	125.845
Ativo fiscal diferido	1.613	Concessões a pagar	244.614
Outros	798	Provisão para contingências	3.165
	26.898	**TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE**	**373.624**
Permanente			
Imobilizado	753.618		
Intangível	72.745		
	826.363		
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**853.261**	**ACERVO LÍQUIDO**	**454.866**
TOTAL DO ATIVO	**916.469**	**TOTAL DO PASSIVO**	**916.469**

2 – APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

As Informações Trimestrais foram elaboradas segundo as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais são consistentes com aquelas adotadas para a elaboração das Demonstrações Contábeis de 31.12.2007.

Os valores apresentados nas Informações Trimestrais - ITR (textos e tabelas) estão expressos em milhares (de reais e outras moedas), exceto onde indicado de maneira diferente.

As notas explicativas às Demonstrações Contábeis de 31.12.2007 complementam as notas destas Informações Trimestrais, apresentadas de formas resumidas.

Demonstrações contábeis consolidadas

São eliminados os investimentos da investidora no capital das investidas, bem como os saldos ativos e passivos e as receitas e despesas decorrentes de operações entre as companhias consolidadas.

Os componentes do ativo e passivo e as receitas e despesas da ITASA são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado.

3 – ALTERAÇÃO DA LEGISLAÇÃO SOCIETÁRIA BRASILEIRA – LEI 6.404/1976

Em 28.12.2007, foi promulgada a Lei nº 11.638, que altera, revoga e introduz novos dispositivos à Lei das Sociedades por Ações nº 6.404, de 15.12.1976, notadamente em relação ao capítulo XV, que trata sobre matéria contábil, que entrou em vigor em 01.01.2008 e aplica-se às demonstrações contábeis de encerramento do exercício social iniciado a partir de 1º de janeiro de 2008. A referida lei visa, principalmente, a atualização da lei societária brasileira para possibilitar o processo de convergência das práticas contábeis adotadas no Brasil com aquelas constantes das normas internacionais de contabilidade e permitir que novas normas e procedimentos contábeis sejam expedidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, em consonância com os padrões internacionais de contabilidade. Algumas alterações devem ser aplicadas a partir deste exercício, enquanto outras dependem de normatização por parte de órgãos reguladores.

A Companhia já vem apresentando trimestralmente a Demonstrações do Fluxo de Caixa, individuais e consolidadas, e a segregação do Intangível, no Ativo Permanente, bem com divulga anualmente a Demonstração do Valor Adicionado como informações suplementares às demonstrações contábeis. Adicionalmente, a Companhia já ajusta a valor presente (AVP) os seus ativos e passivos de longo prazo (vide Notas 9 e 18).

Embora as alterações das práticas contábeis em questão tenham sido recentemente estabelecidas e algumas ainda dependam de regulamentação por parte de órgãos reguladores para serem aplicadas, a Administração entende que com base nos pronunciamentos contábeis até então existentes, as modificações introduzidas pela nova lei e, pela Instrução CVM nº 469/08, não produzem efeitos relevantes sobre as demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, da Companhia.

4 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.12.2007	31.03.2008	31.12.2007
Citibank - Fundo de Investimento Exclusivo				
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais e Privados [1]				
Nota do Tesouro Nacional - NTN	610.302	424.512	641.856	535.435
Debêntures	37.025	30.092	38.939	37.955
Letra do Tesouro Nacional - LTN	-	241	-	303
	647.327	454.845	680.795	573.693
Certificado de Depósito Bancário - CDB	21.438	20.473	22.546	25.823
Letra do Tesouro Nacional - LTN	44.856	40.410	47.175	50.969
Letra Financeira do Tesouro - LFT	190.203	49.333	200.037	62.224
	903.824	565.061	950.553	712.709
Instituições Financeiras [2]				
Certificado de Depósito Bancário - CDB	-	-	-	31.657
Notas do Tesouro Nacional - NTN	-	-	-	3.634
Operações Compromissadas com Títulos Privados [1]				
Debêntures	-	-	25.599	20.921
	-	-	25.599	56.212
	903.824	565.061	976.152	768.921
Banco Santos				
Certificado de Depósito Bancário - CDB	2.603	1.777	2.603	2.603
(-) Provisão para perdas	(2.603)	(1.777)	(2.603)	(2.603)
	903.824	**565.061**	**976.152**	**768.921**

A Companhia estruturou as suas aplicações financeiras através da concentração dos recursos em um Fundo de Investimento Exclusivo e Multimercado, o qual pode ter suas cotas resgatadas a qualquer momento sem prejuízo dos rendimentos.

Os fundos exclusivos não possuem obrigações financeiras significativas, estando estas limitadas aos honorários de serviços de administração dos ativos, de execução das transações de investimentos e de auditoria, além de despesas gerais e administrativas.

Na carteira do fundo, em 31.03.2008, está registrada operação no mercado futuro de taxa de juros (DI Futuro BMF), que tem por objetivo transformar alocações pré-fixadas em alocações indexadas ao CDI. Os resultados dessas operações são compensados com os apresentados na carteira de títulos acima mencionada. O saldo consolidado dessa transação em 31.03.2008 é de R$ 24.327 (R$ 38.678 em 31.12.2007).

	Valor	Vencimento	Carteira protegida	Vencimento
DI Futuro	**24.327**	01.07.2008	LTN	01.07.2008

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída para cobrir possíveis perdas decorrentes das aplicações em CDB que a Companhia possuí no Banco Santos, o qual teve a sua falência decretada em 2005.

(1) São operações de venda de títulos com compromisso de recompra assumido pelo vendedor, concomitante ao compromisso de revenda assumido pelo comprador. Essas operações possuem liquidez imediata, são remuneradas por uma taxa pré-fixada e estão lastreadas em títulos públicos federais e em títulos privados.

(2) Banco Safra, Banco Votorantim e UNIBANCO.

5 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				
	31.03.2008				31.12.2007
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	174.328	-	-	174.328	192.569
Comercializadoras	96.400	-	-	96.400	82.232
Consumidores livres	31.514	-	6	31.520	28.383
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Correntes	71.456	10.442	-	81.898	6.312
- Parcelamentos	10.795	-	-	10.795	11.350
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	76	205	-	281	1.585
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	12.076	122.574	121.820
	192.825	10.647	12.076	215.548	141.067
	495.067	**10.647**	**12.822**	**518.536**	**444.991**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(121.820)
	384.569	**10.647**	**746**	**395.962**	**323.171**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado				
	31.03.2008				31.12.2007
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Concessionárias	190.884	-	-	190.884	195.483
Comercializadoras	75.325	-	-	75.325	42.999
Consumidores livres	96.694	606	6	97.306	88.352
Exportação	-	-	740	740	740
Transações no âmbito do CCEE/MAE					
- Correntes	71.457	10.583	-	82.040	7.529
- Pareclamentos	10.795	-	-	10.795	11.350
- Recomposição tarifária extra-ordinária - RTE	76	205	-	281	1.585
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	13.944	124.442	124.442
	192.826	10.788	13.944	217.558	144.906
	555.729	**11.394**	**14.690**	**581.813**	**472.480**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(122.574)
	445.231	**11.394**	**2.614**	**459.239**	**349.906**

O prazo médio de recebimento de suas faturas de comercialização de energia é de, no máximo, 45 dias.

Os valores vencidos há mais de 90 dias relativos a transações no âmbito do MAE referem-se a débitos de agentes inadimplentes na 1ª liquidação do MAE, realizada em 30.12.2002. Tais valores estão sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido crédito, a Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

A provisão para devedores duvidosos sobre os valores vincendos foi constituída em virtude de incertezas quanto à realização de créditos decorrentes de transações ocorridas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE (atualmente, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE) no período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cujos agentes devedores ingressaram com ações judiciais por discordarem da interpretação adotada por aquele órgão, relativamente às disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico.

6 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.12.2007	31.03.2008	31.12.2007
Circulante				
ICMS	43.856	42.764	44.076	44.894
Imposto de renda	-	-	1.102	681
Contribuição social	-	-	123	-
COFINS	2.843	2.256	2.911	2.316
PIS	617	490	632	503
INSS	2.024	2.913	2.024	2.913
	49.340	**48.423**	**50.868**	**51.307**
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	(40.138)	(40.138)	(40.138)	(40.138)
	9.202	**8.285**	**10.730**	**11.169**
Não Circulante				
ICMS	4.597	3.934	8.112	6.897
COFINS	7.984	8.762	7.984	8.772
PIS	1.733	1.902	1.733	1.904
INSS	7.265	6.610	7.265	6.610
	21.579	**21.208**	**25.094**	**24.183**

A provisão para perdas na realização de crédito acumulado de ICMS decorrente da aquisição de gás natural para produção de energia elétrica na UTE William Arjona, no Estado do Mato Grosso do Sul, foi constituída em virtude da dificuldade de compensação total dos créditos naquele Estado, tendo em vista que parcela substancial da venda de energia elétrica ocorria com diferimento de ICMS.

7 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Controladora				
	31.03.2008				31.12.2007
Natureza dos créditos	Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	Total
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	146.550	36.637	-	36.637	36.637
Benefícios pós-emprego	195.230	48.808	17.570	66.378	64.876
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.419
Provisão para contingências	110.758	27.690	9.969	37.659	36.212
Provisão para perdas com créditos de ICMS	40.138	10.035	3.612	13.647	13.647
Depreciação complementar UTE W. Arjona	24.355	6.089	2.192	8.281	8.565
Bônus gerencial e especial	6.183	1.546	556	2.102	1.731
Ajuste a valor presente de valores a receber	18.564	4.641	1.671	6.312	6.861
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	604
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	6.430	1.607	579	2.186	1.628
Ágio incorporado	23.032	5.758	2.073	7.831	-
Outros	4.785	1.196	431	1.627	1.282
		175.301	**49.919**	**225.220**	**213.462**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		12.021	3.009	15.030	12.091
Não circulante		163.280	46.910	210.190	201.371
		175.301	**49.919**	**225.220**	**213.462**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado				
	31.03.2008				31.12.2007
Natureza dos créditos	**Base de cálculo**	**Imposto de renda**	**Contribuição social**	**Total**	**Total**
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	146.550	36.637	-	36.637	36.637
Benefícios pós-emprego	195.230	48.808	17.570	66.378	64.876
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.675
Provisão para contingências	111.366	27.841	10.023	37.864	37.488
Provisão para perdas com créditos de ICMS	40.138	10.035	3.612	13.647	13.647
Depreciação complementar UTE W. Arjona	24.355	6.089	2.192	8.281	8.565
Bônus gerencial e especial	6.183	1.546	556	2.102	1.731
Ajuste a valor presente de valores a receber	18.564	4.641	1.671	6.312	6.861
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	885
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	8.682	2.170	782	2.952	2.182
Ágio incorporado	23.032	5.758	2.073	7.831	-
Outros	5.801	1.450	523	1.973	1.628
		176.269	**50.268**	**226.537**	**216.175**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		12.051	3.020	15.071	12.160
Não circulante		164.218	47.248	211.466	204.015
		176.269	**50.268**	**226.537**	**216.175**

A realização dos ativos fiscais diferidos, oriundos das diferenças temporárias, dar-se-á pelo pagamento das provisões efetuadas ou, quando for o caso, pela realização das perdas provisionadas.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O horizonte de realização do ativo fiscal diferido e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	Controladora	Consolidado
Ativo fiscal diferido, registrado		
2008 (abr a dez)	11.476	11.507
2009	18.658	19.063
2010	14.569	14.610
2011	21.825	21.856
2012	40.441	40.463
2013 a 2015	85.529	86.316
2016 a 2018 (jan a mar)	32.722	32.722
	225.220	**226.537**
Ativo fiscal diferido, não registrado		
2018 (abr a dez)	2.748	2.748
2019	3.492	3.492
2020	734	734
2021	734	734
2022	734	734
2023 a 2025	2.202	2.202
2026 a 2028	2.202	2.202
2029 em diante	1.686	1.686
	14.532	**14.532**
	239.752	**241.069**

O ativo fiscal diferido não registrado corresponde a Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC. A sua realização ocorre na proporção da depreciação dos respectivos ativos, cujo prazo, atualmente, ultrapassa 10 anos, resultando em ativo fiscal diferido não reconhecido, em observância à Instrução CVM nº 371, de 27.06.2002.

8 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	31.03.2008		31.03.2007	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**566.413**	**566.413**	**335.276**	**335.276**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	1.315	-	1.687	-
Gratificação e 13º de dirigentes	495	-	657	-
Doações	896	896	400	400
Outras despesas indedutíveis	86	86	44	44
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(32.025)	(32.025)	(52.261)	(52.261)
RIC (*)	(3.664)	-	(3.644)	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	**533.516**	**535.370**	**282.159**	**283.459**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(133.378)**	**(48.183)**	**(70.540)**	**(25.511)**
IR sobre reversão de ágio amortizado na incorporação de controlada	5.758	-	-	-
Complemento do IR diferido sobre a RIC (*)	-	-	2.471	-
Incentivos fiscais	896	-	400	-
Outros	6	-	6	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	**(126.718)**	**(48.183)**	**(67.663)**	**(25.511)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(134.157)	(50.861)	(74.473)	(27.073)
Diferido	7.439	2.678	6.810	1.562
	(126.718)	**(48.183)**	**(67.663)**	**(25.511)**

(*) *RIC - Remuneração das Imobilizações em Curso*

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado			
	31.03.2008		31.03.2007	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**587.738**	**587.738**	**366.289**	**366.289**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	1.315	-	1.687	-
Gratificação e 13º de dirigentes	532	-	707	-
Doações	896	896	550	550
Outras despesas indedutíveis	342	342	56	56
Exclusões				
RIC (*)	(3.664)	-	(3.644)	-
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(603)	(286)	(1.470)	(1.108)
Base de cálculo dos tributos no resultado	**586.556**	**588.690**	**364.175**	**365.787**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(146.640)**	**(52.984)**	**(91.044)**	**(32.921)**
IR sobre reversão de ágio amortizado na incorporação de controlada	5.758	-	-	-
Complemento do IR diferido sobre a RIC (*)	-	-	2.471	-
IR e CS de exercícios anteriores	(2.409)	(868)	(2.400)	(864)
Incentivos fiscais	896	-	550	-
Outros	21	-	21	-
Imposto de renda e contrib. social - resultado	**(142.374)**	**(53.852)**	**(90.402)**	**(33.785)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(149.994)	(56.595)	(96.568)	(35.116)
Diferido	7.620	2.743	6.166	1.331
	(142.374)	**(53.852)**	**(90.402)**	**(33.785)**

(*) *RIC – Remuneração das Imobilizações em Curso*

9 – ALIENAÇÃO DE BENS E DIREITOS

Registra os valores a receber da Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA relativos à venda do empreendimento termelétrico Jacuí. A ELEJA é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de jazidas de carvão mineral na região do projeto Jacuí, a qual, nos termos do contrato, assumiu a responsabilidade pela conclusão do projeto.

Em garantia ao cumprimento das obrigações contratuais, incluindo o pagamento do preço de compra, a ELEJA deu à Tractebel Energia, em promessa de penhor e hipoteca, os direitos, bens, máquinas, imóveis e seus acessórios, que foram objeto do contrato de compra e venda entre as partes.

De acordo com as condições contratuais, os valores da venda estão sendo atualizados pelo IGP-DI e serão recebidos em 36 parcelas a partir da data de início da operação comercial da UTE Jacuí ou da data que se completarem quatro anos, contados a partir da venda.

Considerando que os valores contratuais estão a preço futuro, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente, aplicando a taxa de desconto de 10% a.a. Os valores nominais e os descontados a valor presente, na controladora e no consolidado, são como se segue:

	Controladora e Consolidado	
	31.03.2008	31.12.2007
Valor da alienação	103.357	101.496
(-) Ajuste a valor presente	(18.564)	(20.181)
	84.793	**81.315**

10 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.12.2007	31.03.2008	31.12.2007
Participações societárias permanentes:				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Equivalência Patrimonial	640.221	1.062.602	-	-
Ágio	40.206	63.067	59.734	82.595
Avaliadas pelo custo de aquisição	28.796	28.796	28.796	28.796
Bens e direitos para uso futuro	1.895	1.895	1.895	1.895
Outros investimentos	121	121	121	121
	711.239	**1.156.481**	**90.546**	**113.407**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

b) Participações societárias permanentes

b.1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Empresas	31.03.2008				31.03.2007	31.12.2007
	Lote de Mil Ações ou Quotas	Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido
Itá Energética S.A. – ITASA	253.607	48,75	4.524	592.704	5.817	583.424
Companhia Energética Meridional – CEM [1]	-	-	11.122 [*]	-	21.435	443.744
Companhia Energética São Salvador – CESS [2]	268.943	99,99	-	268.943	-	268.943
Lages Bioenergética Ltda.	30.530	99,99	1.124	41.469	2.060	40.345
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	99,99	15.511	19.711	22.961	4.200
Delta Energética S.A.	20.960	99,99	(61)	20.837	(12)	20.898
Lagoa Formosa Bioenergética Ltda.	50	99,99	-	270	-	50

[*] *Lucro líquido em 29.02.2008.*
[1] *A controlada CEM foi incorporada na Tractebel Energia em 29.02.2008, conforme mencionado na Nota 1..*
[2] *Em fase pré-operacional.*

Movimentação dos investimentos no trimestre

Equivalência Patrimonial

Empresas	Saldos em 31.12.2007	Incorporação de controlada	Adiantamento p/futuro aumento de Capital	Resultado da equivalência patrimonial	Saldos em 31.03.2008
ITASA	284.419	-	-	4.524	288.943
CEM	443.744	(454.866)	-	11.122	-
CESS	268.943	-	-	-	268.943
Lages Bioenergética	40.345	-	-	1.124	41.469
Tractebel Energia Comercializadora	4.200	-	-	15.511	19.711
Delta Energética	20.898	-	-	(61)	20.837
Lagoa Formosa	50	-	220	-	270
Outras	3	-	240	(195)	48
	1.062.602	**(454.866)**	**460**	**32.025**	**640.221**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Ágio

Empresas	Saldos em 31.12.2007	Incorporação de controlada	Amortização	Saldos em 31.03.2008
ITASA	5.721	-	(572)	5.149
CEM	22.289	(21.546)	(743)	-
CESS	35.057	-	-	35.057
Controladora	**63.067**	**(21.546)**	**(1.315)**	**40.206**
Delta Energética				
Seival Participações	19.528	-	-	19.528
Consolidado	**82.595**	**(21.546)**	**(1.315)**	**59.734**

O ágio do investimento na controladora CEM tem o fundamento econômico baseado na lucratividade futura e foi reconhecido no ativo diferido em decorrência da incorporação pela Tractebel Energia.

11 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Controladora				
		31.03.2008			31.12.2007
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	640.926	(509.556)	131.370	135.231
UHE Salto Osório	2,7	311.678	(240.315)	71.363	75.201
UHE Passo Fundo	2,4	119.752	(92.261)	27.491	28.186
UHE Cana Brava	3,0	872.291	(124.882)	747.409	-
UHE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.071	(27.167)	152.904	154.336
UHE Itá (em consórcio)	3,6	1.233.883	(232.063)	1.001.820	1.012.729
		3.358.601	**(1.226.244)**	**2.132.357**	**1.405.683**
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.511.879	(1.375.862)	1.136.017	1.131.510
UTE Charqueadas	6,2	58.808	(50.758)	8.050	8.304
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.322)	967	979
UTE William Arjona	4,3	174.657	(76.347)	98.310	99.343
		2.753.633	**(1.510.289)**	**1.243.344**	**1.240.136**
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**48.993**	**(20.386)**	**28.607**	**24.852**
		6.161.227	**(2.756.919)**	**3.404.308**	**2.670.671**
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica		22.616	-	22.616	20.452
Geração Térmica		18.226	-	18.226	41.375
Equipamentos Gerais e Outros		3.008	-	3.008	2.200
		43.850	**-**	**43.850**	**64.027**
Total das imobilizações		**6.205.077**	**(2.756.919)**	**3.448.158**	**2.734.698**
Obrigações especiais		**(9.507)**	**-**	**(9.507)**	**(9.480)**
		6.195.570	**(2.756.919)**	**3.438.651**	**2.725.218**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado				
	31.03.2008				31.12.2007
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Imobilizações em Serviço					
Geração Hidráulica					
UHE Salto Santiago	2,5	640.926	(509.556)	131.370	135.231
UHE Salto Osório	2,7	311.678	(240.315)	71.363	75.201
UHE Passo Fundo	2,4	119.752	(92.261)	27.491	28.186
UHE Cana Brava	3,0	872.291	(124.882)	747.409	755.534
UHE Machadinho (em consórcio)	3,2	180.071	(27.167)	152.904	154.336
UHE Itá (em consórcio)	3,6	1.776.843	(330.127)	1.446.716	1.460.709
		3.901.561	**(1.324.308)**	**2.577.253**	**2.609.197**
Geração Térmica					
Complexo Jorge Lacerda	4,4	2.511.879	(1.375.862)	1.136.017	1.131.510
UTE Charqueadas	6,2	58.808	(50.758)	8.050	8.304
UTE Alegrete	3,6	8.289	(7.322)	967	979
UTE William Arjona	4,3	174.657	(76.347)	98.310	99.343
Unidade de Cogeração Lages	4,3	74.158	(12.364)	61.794	62.613
		2.827.791	**(1.522.653)**	**1.305.138**	**1.302.749**
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**49.180**	**(20.491)**	**28.689**	**24.916**
		6.778.532	**(2.867.452)**	**3.911.080**	**3.936.862**
Imobilizações em Curso					
Geração Hidráulica					
UHE São Salvador		653.945	-	653.945	615.577
Outras UHE (obras de adição)		24.666	-	24.666	24.861
Geração Térmica		19.885	-	19.885	42.918
Equipamentos Gerais e Outros		3.008	-	3.008	2.213
		701.504	**-**	**701.504**	**685.569**
Total das imobilizações		**7.480.036**	**(2.867.452)**	**4.612.584**	**4.622.431**
Obrigações especiais		**(9.632)**	**-**	**(9.632)**	**(9.605)**
		7.470.404	**(2.867.452)**	**4.602.952**	**4.612.826**

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	Em curso	Total	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2007	**2.670.671**	**64.027**	**2.734.698**	**3.936.862**	**685.569**	**4.622.431**
Ingressos						
UHE Cana Brava	753.143	476	753.619	-	-	-
UHE São Salvador	-	-	-	-	38.368	38.368
Demais usinas	-	8.230	8.230	-	8.467	8.467
Transferências	28.883	(28.883)	-	30.900	(30.900)	-
Depreciação	(46.811)	-	(46.811)	(55.104)	-	(55.104)
Baixas	(1.578)	-	(1.578)	(1.578)	-	(1.578)
	3.404.308	**43.850**	**3.448.158**	**3.911.080**	**701.504**	**4.612.584**
Obrigações Especiais	(9.507)	-	(9.507)	(9.632)	-	(9.632)
Saldo em 31.03.2008	**3.394.801**	**43.850**	**3.438.651**	**3.901.448**	**701.504**	**4.602.952**

Apropriação dos encargos financeiros

Os encargos financeiros vinculados aos financiamentos da Companhia Energética São Salvador – CESS, cujo valor no 1° trimestre foi de R$ 9.060, estão sendo reconhecidos no imobilizado em curso.

12 – ATIVO INTANGÍVEL

	Controladora				
	31.03.2008				31.12.2007
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em Serviço					
Direito de exploração da UHE Cana Brava	3,2	88.664	(16.199)	72.465	-
Direito de uso de softwares	20.0	10.520	(8.049)	2.471	1.860
		99.184	**(24.248)**	**74.936**	**1.860**
Em Curso					
Direito de uso de softwares	-	338	-	338	325
		99.522	**(24.248)**	**75.274**	**2.185**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado				
	31.03.2008				31.12.2007
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em Serviço					
Direito de exploração da UHE Cana Brava	3.2	88.664	(16.199)	72.465	73.176
Direito de uso de softwares	20.0	10.608	(8.098)	2.510	1.947
		99.272	**(24.297)**	**74.975**	**75.123**
Em Curso					
Direito de uso de softwares	-	382	-	382	369
Direito de compra de energia	-	64.561	-	64.561	-
		64.943	**-**	**64.943**	**369**
		164.215	**(24.297)**	**139.918**	**75.492**

13 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2008			31.12.2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional, líquido de garantias depositadas	20.288	150.473	170.761	20.545	160.504	181.049
BNP Paribas (*Floating Rate*	-	110.424	110.424	-	104.343	104.343
Deutsche Bank	3.360	3.360	6.720	3.403	3.403	6.806
ABN AMRO Bank	-	-	-	2.498	-	2.498
Encargos	10.608	-	10.608	4.501	-	4.501
	34.256	**264.257**	**298.513**	**30.947**	**268.250**	**299.197**
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	27.565	59.856	87.421	34.005	66.464	100.469
BNDES	14.920	60.922	75.842	1.790	-	1.790
Banco do Brasil	3.529	9.706	13.235	3.529	10.588	14.117
Encargos	420	-	420	984	-	984
	46.434	**130.484**	**176.918**	**40.308**	**77.052**	**117.360**
	80.690	**394.741**	**475.431**	**71.255**	**345.302**	**416.557**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2008			31.12.2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional, líquido de garantias depositadas	20.288	150.473	170.761	20.545	160.504	181.049
BNP Paribas (Floating Rate Note)	-	110.424	110.424	-	104.343	104.343
Deutsche Bank	3.360	3.360	6.720	3.403	3.403	6.806
ABN AMRO Bank	-	-	-	2.498	-	2.498
Encargos	10.608	-	10.608	4.501	-	4.501
	34.256	**264.257**	**298.513**	**30.947**	**268.250**	**299.197**
Moeda nacional						
ELETROBRÁS	27.565	59.856	87.421	34.005	66.464	100.469
BNDES	27.019	251.665	278.684	28.793	255.545	284.338
Agentes Financiadores - BNDES	14.998	340.505	355.503	14.990	338.409	353.399
Banco do Brasil	3.529	9.706	13.235	3.529	10.588	14.117
BRDE	6.814	23.281	30.095	6.810	24.969	31.779
Encargos	1.062	6.961	8.023	1.950	6.506	8.456
	80.987	**691.974**	**772.961**	**90.077**	**702.481**	**792.558**
	115.243	**956.231**	**1.071.474**	**121.024**	**970.731**	**1.091.755**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2007	**71.255**	**345.302**	**416.557**	**121.024**	**970.731**	**1.091.755**
Ingressos por incorporação de controlada	15.203	62.153	77.356	-	-	-
Transferências	8.855	(8.855)	-	19.833	(19.833)	-
Encargos gerados	9.784	11	9.795	15.323	9.203	24.526
Variações cambiais	(277)	4.163	3.886	(277)	4.163	3.886
Remuneração de garantias depositadas	-	(8.033)	(8.033)	-	(8.033)	(8.033)
Amortizações	(24.130)	-	(24.130)	(40.660)	-	(40.660)
Saldo em 31.03.2008	**80.690**	**394.741**	**475.431**	**115.243**	**956.231**	**1.071.474**

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	31.03.2008			31.12.2007		
	Moeda	Reais	%	Moeda	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	105.696	184.873	38,89	109.411	193.800	46,52
Euro – EUR	41.165	113.640	23,90	40.404	105.397	25,31
		298.513	**62,79**		**299.197**	**71,83**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		87.421	18,39		101.272	24,31
TJLP		76.123	16,01		-	-
Não indexado		13.374	2,81		16.088	3,86
		176.918	**37,21**		**117.360**	**28,17**
		475.431	**100,00**		**416.557**	**100,00**

	Consolidado					
	31.03.2008			31.12.2007		
	Moeda	Reais	%	Moeda	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	105.696	184.873	17,25	109.411	193.800	17,75
Euro – EUR	41.165	113.640	10,61	40.404	105.397	9,66
		298.513	**27,86**		**299.197**	**27,41**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		87.421	8,16		101.272	9,28
TJLP		672.166	62,73		675.198	61,84
Não indexado		13.374	1,25		16.088	1,47
		772.961	**72,14**		**792.558**	**72,59**
		1.071.474	**100,00**		**1.091.755**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

	(%)	
Moeda – indexador	**31.03.2008**	**31.03.2007**
Dólar Americano – USD	(1,25)	(4,10)
Euro – EUR	5,83	(2,88)
TJLP	1,54	1,60
SELIC	2,56	2,99

e) Condições contratadas

		Condições de Pagamento		
	Encargos	**Vencimento**	**Encargos**	**Principal**
Moeda estrangeira				
Tractebel Energia				
Secretaria do Tesouro Nacional	Libor + 1,075% a.a.	Abr 2024	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
BNP Paribas *(Floating Rate Note)*	Euribor + 2,75% a.a. [a]	Nov 2015	Anual em Nov	Parcela única em Nov 2015
Deutsche Bank	Libor + 0,55% + IR s/juros (10%)	Out 2009	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
Moeda nacional				
Tractebel Energia				
Eletrobrás	12% a.a.	Abr 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Banco do Brasil	9,35% a.a.	Dez 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
BNDES	TJLP + 4% a.a. [b]	Abr 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
ITASA				
BNDES	TJLP + 4% a.a. [b]	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Agentes financiadores - BNDES [d]	TJLP + 3,85% a.a. [b]	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
LAGES				
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. [b]	Ago 2012	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
CESS				
BNDES	TJLP + 2,7% a.a. [b]	Out 2023	Mensais, até o vencimento [c]	Mensais, até o vencimento [c]
Agentes financiadores - BNDES [d]	TJLP + 3,25% a.a. [b]	Out 2023	Mensais, até o vencimento [c]	Mensais, até o vencimento [c]

[a] Repactuação do vencimento de novembro de 2007 para novembro de 2015, e do *spread* de 7% a.a. para 2,75% a.a.

[b] O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao principal dos financiamentos.

[c] Os juros serão capitalizados trimestralmente até outubro de 2009, nos meses de janeiro, abril, julho e outubro, incorporando-se ao principal dos financiamentos. Após o período de carência, os juros e o principal serão pagos mensalmente até outubro de 2023.

[d] UNIBANCO, BRADESCO, Banco Itaú, Banco Santander e Banco Votorantim

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos apresentados no passivo não circulante

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
Abril a dezembro 2009	21.326	34.674	56.000	21.326	65.062	86.388
2010	15.896	46.672	62.568	15.896	110.318	126.214
2011	15.896	29.245	45.141	15.896	92.891	108.787
2012	11.764	14.920	26.684	11.764	76.295	88.059
2013	7.631	4.973	12.604	7.631	55.030	62.661
2014	3.689	-	3.689	3.689	29.734	33.423
2015	110.424	-	110.424	110.424	29.734	140.158
2016 a 2022 (parcelas anuais de R$ 29.734)	-	-	-	-	208.138	208.138
2023	-	-	-	-	24.772	24.772
2024	77.631	-	77.631	77.631	-	77.631
	264.257	**130.484**	**394.741**	**264.257**	**691.974**	**956.231**

g) Garantias

g.1) Tractebel Energia S.A.

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira

Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) Cessão e transferência à União dos recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor R$ 69.750, em 31.03.2008, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente.

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

Empréstimos e financiamentos em moeda nacional

ELETROBRÁS: (a) Procuração ao credor com poderes de, em caso de inadimplência, transferir para o seu próprio nome, os valores necessários para o pagamento de sua dívida, a partir da conta bancária arrecadadora de receitas da Companhia; (b) Notas Promissórias no montante referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais.

Banco do Brasil: (a) Cessão e transferência de crédito no valor de R$ 8.726, representado por venda de energia elétrica ou outros recursos com a mesma finalidade; (b) caução de Nota Promissória no valor correspondente ao do financiamento.

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito e do Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures: Em conseqüência da incorporação da CEM pela Tractebel Energia, ocorrida em 28.03.2008, as garantias anteriormente existentes nos dois Contratos, foram substituídas por Carta de Fiança do UNIBANCO, no valor de R$ 156.700, com validade até 15.10.2013.

g.2) Itá Energética S.A. - ITASA

BNDES e repasse BNDES - agentes financiadores: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE Itá; (b) Penhor de Direitos Creditórios decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados com seus acionistas; (c) conta reserva num montante equivalente a três meses da dívida do BNDES (substituída por fiança bancária) e três meses das despesas contratuais de operação e manutenção da UHE Itá. Além dessas garantias, os sócios caucionaram a totalidade das ações da ITASA ao BNDES e Agentes Financiadores.

g.3) Lages Bioenergética Ltda.

BRDE: (a) Cessão dos direitos creditórios do Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado com a CELESC, com a interveniência da Tractebel; (b) cessão dos Direitos de Indenização decorrentes dos Contratos de Compra e Venda de Vapor e Compra e Venda de Biomassa celebrados com as empresas Sofia Industrial e Exportadora Ltda. e a Battistella Ind. e Com. Ltda.; (c) cessão dos Direitos Emergentes da Autorização concedida pela ANEEL para estabelecer-se como Produtor Independente de Energia Elétrica; (d) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a, em média, quatro meses do serviço da dívida.

g.4) Companhia Energética São Salvador - CESS

BNDES e repasse BNDES - agentes financiadores: (a) Penhor de Direitos Emergentes da Concessão para a exploração da UHE São Salvador; (b) Conta Centralizadora de Direitos Creditórios para recebimento dos direitos de crédito da CESS; e (c) obrigação de manter aberta uma Conta Reserva com um montante depositado equivalente a três meses do serviço da dívida acrescido do valor de três meses de pagamento do Contrato de Operação e Manutenção do Projeto.

14 – DEBÊNTURES

a) Composição

	31.03.2008			31.12.2007		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Tractebel Energia S.A.						
1ª Emissão - 1ª Série	6.483	148.449	154.932	6.483	142.539	149.022
1ª Emissão - 2ª Série	-	60.000	60.000	-	60.000	60.000
2ª Emissão - Série Única	404	364.837	365.241	404	357.763	358.167
CEM – Séria Única	10.814	63.706	74.520	-	-	-
Encargos	40.237	-	40.237	25.251	-	25.251
Total Controladora	**57.938**	**636.992**	**694.930**	**32.138**	**560.302**	**592.440**
CEM - Série Única	-	-	-	**10.807**	**63.667**	**74.474**
ITASA -1ª e 2ª Séries	**11.418**	**40.950**	**52.368**	**10.185**	**40.950**	**51.135**
Encargos	2.894	-	2.894	3.430	-	3.430
Total Consolidado	**72.250**	**677.942**	**750.192**	**56.560**	**664.919**	**721.479**

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2007	**32.138**	**560.302**	**592.440**	**56.560**	**664.919**	**721.479**
Incorporação de controlada	13.850	63.692	77.542	-	-	-
Encargos gerados	11.950	13	11.963	14.457	38	14.495
Variações monetárias	-	12.985	12.985	1.233	12.985	14.218
Saldo em 31.03.2008	**57.938**	**636.992**	**694.930**	**72.250**	**677.942**	**750.192**

c) Condições contratadas

	Quantidade em circulação	Remuneração	Condições de Pagamento		Garantia
			Juros/atualização monetária	Principal	
Tractebel					
1ª Série	14.000	IGPM + 9,29% a.a.	Anualmente em 02.05	Parcela única em 02.05.11	Sem garantia
2ª Série	6.000	103,9% do CDI	Semestrais em 02.05 e 02.11	Parcela única em 02.05.10	Sem garantia
2ª Emissão Série Única	35.000	IPCA + 7% a.a.	Anualmente em 15.05	3 parcelas em 15.05.12, 15.05.13 e 15.05.14	Sem garantia
CEM - Série Única	7.773	TJLP + 4% a.a. (*)	Semestral em 01.04 e 01.10, até 01.04.2013	Semestral, variando de 4,7027% em 01.04.08, a 7,5737% em 01.04.13	Recebíveis decorrentes da geração e comercialização de energia
ITASA					
1ª Série e 2ª Série	8.400	IGPM + 9,4% a.a.	Anualmente em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série)	7 parcelas iguais, em 01.12 (1ª série) e 01.06 (2ª série) de cada ano, até 01.12.13 (1ª série), e 01.06.13 (2ª série)	Penhor dos Direitos Creditórios dos contratos de venda de energia para os seus acionistas

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

d) Variação dos indexadores

	(%)	
Moeda – indexador	31.03.2008	31.03.2007
TJLP	1,54	1,60
IGP-M	2,38	1,11
CDI	2,53	3,03
IPCA	1,52	-

e) Vencimentos das debêntures apresentadas no passivo não circulante

	Controladora	Consolidado
Abril a dezembro 2009	11.895	20.085
2010	73.085	81.275
2011	162.842	171.032
2012	137.445	145.635
2013	130.113	138.303
2014	121.612	121.612
	636.992	**677.942**

15 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.12.2007	31.03.2008	31.12.2007
Energia elétrica comprada para revenda	46.302	79.012	81.578	70.428
Transações no âmbito da CCEE	15.605	17.631	17.454	19.536
Encargos de uso da rede elétrica	52.945	49.747	54.742	54.167
Combustíveis fósseis / biomassa	26.700	40.195	26.870	39.148
Materiais e serviços	35.100	43.123	90.812	90.632
	176.652	**229.708**	**271.456**	**273.911**

16 – IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.12.2007	31.03.2008	31.12.2007
Circulante				
Imposto de renda	116.709	187.970	119.939	225.766
Contribuição social	42.534	55.944	43.254	66.788
ICMS	10.608	11.376	27.245	30.002
PIS e COFINS	13.665	10.153	14.506	12.164
INSS	3.239	3.705	3.239	3.746
Outros	1.678	2.576	2.125	2.930
	188.433	**271.724**	**210.308**	**341.396**
Não Circulante				
INSS	4.234	4.472	4.234	4.472
PIS e COFINS com exigibilidade suspensa	6.430	4.787	8.696	6.416
ICMS	-	-	3.157	1.315
	10.664	**9.259**	**16.087**	**12.203**
	199.097	**280.983**	**226.395**	**353.599**

Desde o exercício de 2007, a Companhia vem recolhendo imposto de renda e contribuição social sobre base de cálculo estimada, em consonância com a legislação em vigor.

17 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia possui notificações fiscais e cíveis que estão sendo impugnadas administrativamente, bem como processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores jurídicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2008			31.12.2007		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	13.858	(3.579)	10.279	13.508	(3.489)	10.019
INSS	27.106	(11.910)	15.196	26.421	(11.609)	14.812
	40.964	**(15.489)**	**25.475**	**39.929**	**(15.098)**	**24.831**
Cíveis						
Contratos com fornecedores	17.714	-	17.714	17.235	-	17.235
Doença ocupacional e acidente do trabalho	22.306	(971)	21.335	22.625	(491)	22.134
Ações diversas	10.205	(19)	10.186	6.698	(20)	6.678
	50.225	**(990)**	**49.235**	**46.558**	**(511)**	**46.047**
Trabalhistas	**19.569**	**(12.136)**	**7.433**	**20.018**	**(17.533)**	**2.485**
	110.758	**(28.615)**	**82.143**	**106.505**	**(33.142)**	**73.363**
Classificação no Balanço						
Circulante			11.486			10.134
Não circulante			70.657			63.229
			82.143			**73.363**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2008			31.12.2007		
	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida	Provisão bruta	Depósito judicial	Provisão líquida
Tributárias						
Contribuição Social	13.858	(3.579)	10.279	13.508	(3.489)	10.019
INSS	27.106	(11.910)	15.196	26.421	(11.609)	14.812
	40.964	**(15.489)**	**25.475**	**39.929**	**(15.098)**	**24.831**
Cíveis						
Contratos com fornecedores	17.714	-	17.714	17.235	-	17.235
Doença ocupacional e acidente do trabalho	22.306	(971)	21.335	22.625	(491)	22.134
Ações diversas	13.226	(1.142)	12.084	12.834	(1.143)	11.691
	53.246	**(2.113)**	**51.133**	**52.694**	**(1.634)**	**51.060**
Trabalhistas	**19.569**	**(12.136)**	**7.433**	**20.018**	**(17.533)**	**2.485**
	113.779	**(29.738)**	**84.041**	**112.641**	**(34.265)**	**78.376**
Classificação no Balanço						
Circulante			11.608			10.336
Não circulante			72.433			68.040
			84.041			**78.376**

Contingências tributárias

Contribuição Social

Refere-se a auto de infração lavrado pela Secretaria da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter compensado Base de Cálculo Negativa de competências de 1989 e 1990 na apuração da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL, na Declaração de Rendimentos da Pessoa Jurídica dos exercícios de 1996 e 1997. De acordo com a ementa do referido auto, a compensação de base de cálculo negativa de CSLL só tem amparo legal a partir de 01.01.1992. A Companhia entende não ter base legal os dispostos nas instruções normativas que proibiram a compensação de Bases Negativas de exercícios anteriores, uma vez que não há restrição a tal compensação na Lei. Com referência a autuação relativa ao exercício de 1996, no mérito, em âmbito administrativo, a decisão foi contrária a Companhia, que ingressará com medida judicial para discussão do fundamento da exigência tributária.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Instituto Nacional do Seguro Social -INSS

A Companhia recebeu Notificação Fiscal de Lançamento de Débito – NFLD, pelo não recolhimento de contribuição adicional ao Seguro de Acidente de Trabalho - SAT nas competências de abril de 1999 a março de 2004, em razão de suposta ausência de comprovação de fator de risco relacionado com o ambiente de trabalho. A Companhia defende que não há respaldo na legislação citada na notificação para as mencionadas competências, e que somente pode ser cobrado o adicional de contribuição caso o funcionário tenha direito à aposentadoria especial, o que não é o caso no período em referência. O Conselho de Recursos da Previdência Social, diante dos argumentos de defesa apresentados pela Companhia, decidiu converter o julgamento em diligência para a realização de perícia. O valor provisionado em 31.03.2008 é de R$ 16.564. (R$ 16.146 em 31.12.2007)

A Companhia também possui notificação do INSS em função de pressuposta falta de recolhimento dos encargos previdenciários sobre verbas remuneratórias creditadas a funcionários. O objeto da notificação foi contestado pela Companhia, alegando que as importâncias pagas em decorrência dos acordos coletivos de trabalho tinham natureza indenizatória. A Companhia obteve êxito no julgamento de primeira instância, onde foi declarada nula a NFLD e o INSS foi condenado a restituir os depósitos convertidos em renda. Esta ação judicial encontra-se em grau de recurso no Tribunal Regional Federal devido à apelação cível interposta pelo INSS. A provisão em 31.03.2008 é de R$ 7.598 (R$ 7.406 em 31.12.2007).

Contingências cíveis

Contratos com fornecedores

Refere-se principalmente à ação ordinária de indenização ajuizada pela Companhia de Interconexão Energética - CIEN, a qual requer o reconhecimento do direito ao recebimento de diferença relativa à aplicação de reajuste cambial previsto no contrato de venda de energia, bem como à rescisão do mesmo por suposto descumprimento de cláusula contratual pela Tractebel Energia. Após a apresentação das contestações pela Companhia, o processo se encontra suspenso, a pedido da CIEN, desde 23.04.2007. O valor provisionado em 31.03.2008 é de R$ 13.920 (R$ 13.490 em 31.12.2007).

Doença ocupacional e acidente do trabalho

Correspondem a ações ajuizadas por ex-empregados, cujo objeto versa, principalmente, sobre lesão por esforço repetitivo e eventual dano da capacidade auditiva.

Ações diversas

Decorrem, principalmente, de ações de desapropriação e indenização impetradas por pessoas físicas e jurídicas atingidas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas.

Contingências trabalhistas

Referem-se a ações trabalhistas em andamento movidas por ex-empregados, sindicato e por trabalhadores de empresas terceirizadas, cujos objetos correspondem, principalmente, aos pedidos de vínculo empregatício e de reintegração. As demais ações trabalhistas estão relacionadas à cobrança de adicional de periculosidade, horas extras, equiparação salarial, horas *in itinere* e FGTS.

b) Movimentação da provisão bruta

	Controladora			
	Tributárias	**Cíveis**	**Trabalhistas**	**Provisão bruta**
Saldo em 31.12.2007	**39.929**	**46.558**	**20.018**	**106.505**
Adições	-	-	1.455	1.455
Incorporação de controlada	-	3.245	-	3.245
Atualizações	1.035	1.456	850	3.341
Pagamentos	-	(60)	(2.665)	(2.725)
Reversões	-	(974)	(89)	(1.063)
Saldo em 31.03.2008	**40.964**	**50.225**	**19.569**	**110.758**

	Consolidado			
	Tributárias	**Cíveis**	**Trabalhistas**	**Provisão bruta**
Saldo em 31.12.2007	**39.929**	**52.694**	**20.018**	**112.641**
Adições	-	-	1.455	1.455
Atualizações	1.035	1.586	850	3.471
Pagamentos	-	(60)	(2.665)	(2.725)
Reversões	-	(974)	(89)	(1.063)
Saldo em 31.03.2008	**40.964**	**53.246**	**19.569**	**113.779**

c) Contingências com risco possível ou remoto

A Companhia é parte, também, em outros processos judiciais que na avaliação dos consultores jurídicos, baseada em experiências com processos de naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram provisionadas, sendo apenas evidenciadas nas demonstrações contábeis. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	Controladora					
	31.03.2008					31.12.2007
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**Depósito Judicial**	**Total líquido**	**Total líquido**
Tributárias	291.066	26.371	317.437	(144.319)	173.118	141.009
Cíveis	26.861	12.233	39.094	(2.539)	36.555	9.289
Trabalhistas	11.119	12.441	23.560	(3.485)	20.075	17.982
	329.046	**51.045**	**380.091**	**(150.343)**	**229.748**	**168.280**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2008					31.12.2007
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	Depósito Judicial	Total líquido	Total líquido
Tributárias	291.152	26.371	317.523	(144.405)	173.118	156.690
Civeis	31.152	12.856	44.008	(2.710)	41.298	40.977
Trabalhistas	11.119	12.441	23.560	(3.485)	20.075	17.982
	333.423	**51.668**	**385.091**	**(150.600)**	**234.491**	**215.649**

A Companhia possui depósitos judiciais que estão vinculados a provisões de risco possível e remoto que, na sua maioria, são efetuados para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal. Estes valores são atualizados monetariamente e estão apresentados no ativo não circulante.

Contingências tributárias

Os principais objetos relativos às contingências tributárias de risco possível são os seguintes:

PIS e COFINS

A Companhia, em julho de 2005, impetrou Mandado de Segurança contra o Delegado da Receita Federal, em Florianópolis, por entender que a Instrução Normativa SRF nº 468/2004 invadiu a competência do Poder Legislativo, ao dar novo conceito ao termo "preço predeterminado", previsto no art. 10 da Lei nº 10.833/2003. A Companhia entende que a acepção do referido termo já está consagrada no Sistema Tributário Nacional e vem sendo usado desde o Decreto-Lei nº 1.598/1977, o que implica ser a referida Instrução Normativa ilegal.

Em conseqüência, a Companhia recolheu o PIS e a COFINS incidentes sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31.10.2003, com prazo superior a um ano e a preço predeterminado, com base no regime de tributação cumulativa previsto na legislação anterior, no período de novembro de 2004 a maio de 2005, no valor de R$ 39.371. No período de junho de 2005 a outubro de 2006, depositou os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação, no montante de R$ 122.707.

Em virtude de previsão de decisão favorável do Tribunal Regional Federal - TRF da 4ª Região, a Companhia suspendeu os depósitos em dezembro de 2006. Em 11.04.2007, o TRF concluiu o julgamento do referido mandado de segurança, dando-lhe, por unanimidade, integral provimento para reconhecer a ilegitimidade e inconstitucionalidade das Instruções Normativas n.ºs 468 e 658, tanto no que se refere à aplicação da cláusula de correção monetária, quanto no que se refere à aplicação da cláusula de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos da Companhia.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Em 06.07.2007, a Companhia recebeu Auto de Infração Fiscal por não ter recolhido ou depositado, nem informado em Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais – DCTF, os valores do PIS e da COFINS relativos aos meses de novembro e dezembro de 2006. O não recolhimento ou depósito dos valores, muito embora questionados judicialmente, não teria amparo jurídico segundo o entendimento da Delegacia da Receita Federal de Florianópolis. Em 07.08.2007, a Companhia impugnou o Auto de Infração alegando que são indevidos os valores sob os mesmos fundamentos jurídicos sustentados no Mandado de Segurança impetrado em julho de 2005. O valor do Auto de Infração Fiscal está incluído nas contingências tributárias, como risco possível.

Na opinião dos consultores jurídicos, o risco de perda da demanda judicial é inferior à chance de êxito, razão pela qual a Companhia não está provisionando o valor não recolhido a partir da competência junho de 2005. A contingência atualizada, em 31.03.2008, na controladora e no consolidado, é de R$ 229.291 (R$ 106.584, líquida dos depósitos judiciais acima mencionados).

Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

As principais autuações avaliadas como possível, são as seguintes:

- Autos de Infração lavrados pela Delegacia da Receita Federal, em decorrência de a Companhia ter efetuado compensações de débitos de imposto de renda e contribuição social, em denúncia espontânea, através do Pedido de Ressarcimento ou Restituição via Declaração de Compensação - PER/DCOMP, sem a incidência de multas. Desta forma, a Receita Federal homologou parcialmente os pedidos de compensação e a Companhia apresentou manifestações de inconformidade, as quais se encontram pendentes de julgamento. A Companhia defende que não se pode cogitar que a administração tributária possa impetrar multa contra a Companhia que possuía créditos fiscais a compensar e que declarou os seus débitos através de denúncia espontânea. O montante atualizado da autuação, em 31.03.2008, na controladora e no consolidado, é de R$ 36.335;
- Auto de Infração emitida pela Delegacia da Receita Federal, em função de a Companhia ter utilizado bases negativas de contribuição social de competências de 1997 e 1998, provenientes de incorporação da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. - GERASUL pela Eletrobrás Geração S.A. – ELETROGER (atualmente Tractebel Energia S.A.), em data posterior à modificação da Lei, em junho de 2001, que inibiu a utilização de bases negativas decorrentes de incorporação de empresas para fins de compensação da CSLL. A Companhia argumenta que a incorporação se deu antes da vigência da vedação ao aproveitamento dessas bases e que está garantido o direito de utilizá-las, pois essas bases de cálculo negativas foram integradas ao seu patrimônio no ato da incorporação. Em 31.03.2008, o valor atualizado da autuação é de R$ 17.644.

INSS

As principais notificações classificadas como possíveis, são as que seguem:

- Auto de infração referente a notificações de cobrança de contribuição previdenciária sobre parcelas indenizatórias. A Companhia foi absolvida parcialmente na esfera administrativa e, ingressou com medida judicial, tendo obtido êxito em primeiro grau. Atualmente, aguarda julgamento de apelação do INSS. O valor atualizado da autuação, em 31.03.2008, é de R$ 2.858.

- Notificações fiscais relativas à aplicação de suposta solidariedade e transferência de responsabilidade, da Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A. - ELETROSUL para a Tractebel Energia, referentes à incidência de encargos previdenciários sobre serviços de mão de obra prestados por empresas terceirizadas, até a data de cisão da ELETROSUL, e conseqüente constituição da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – GERASUL (atualmente Tractebel Energia). Em 31.03.2008, o valor atualizado da notificação é de R$ 3.715.

Contingências cíveis

As ações cíveis, de risco possível, correspondem, basicamente, a ações de desapropriações e indenizações impetradas por pessoas físicas e jurídicas que alegam terem sido afetadas pelas áreas alagadas dos reservatórios das usinas da Companhia.

Contingências trabalhistas

As contingências trabalhistas, de risco possível, referem-se, principalmente, a ações movidas por ex-empregados requerendo o vínculo empregatício, a reintegração e a complementação de aposentadoria.

18 – CONCESSÕES A PAGAR

Em virtude da incorporação de sua controlada, Companhia Energética Meridional – CEM, a Companhia assumiu a obrigação de pagar à União pela outorga da concessão para exploração do potencial de energia hidráulica do aproveitamento hidrelétrico Cana Brava, os valores abaixo indicados, em parcelas mensais equivalentes a 1/12 (um doze avos) dos respectivos valores de pagamento anual, com atualização baseada na variação anual do Índice Geral de Preços – Mercado – IGP-M. Os valores históricos e atualizados, em 31.03.2008, são os seguintes:

	Valor Histórico		Valor Atualizado	
Ano	Anual	Total	Anual	Total
De 01.04.2008 a 30.07.2023	680	10.427	1.684	25.828
De 01.08.2023 a 30.07.2033	61.280	612.800	147.717	1.517.954
		623.227		**1.543.782**

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, o valor da concessão foi registrado no ativo intangível em contrapartida com os passivos circulante e exigível a longo prazo.

Considerando que os valores contratuais estão a preços futuros, a Companhia procedeu ao seu ajuste a valor presente com base na taxa de desconto de 10% a.a., prevista no Edital de Concorrência para a licitação da referida concessão. Até a entrada em operação comercial da Usina Hidrelétrica Cana Brava, a atualização do passivo em função da taxa de desconto e da variação do IGP-M foi capitalizada no ativo intangível e, a partir daí, reconhecida diretamente no resultado.

a) Mutação

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2007	**-**	**-**	**-**	**1.639**	**234.188**	**235.827**
Incorporação de controlada	**1.670**	**244.614**	**246.284**	-	-	-
Transferências	148	(148)	-	450	(450)	-
Encargos gerados	-	1.770	1.770	-	5.390	5.390
Variações monetárias	-	1.217	1.217	-	8.325	8.325
Amortizações	(134)	-	(134)	(405)	-	(405)
Saldo em 31.03.2008	**1.684**	**247.453**	**249.137**	**1.684**	**247.453**	**249.137**

O montante relativo ao passivo circulante está apresentado no balanço no grupo denominado "Outros".

b) Vencimentos da concessão a pagar apresentada no passivo não circulante

Abril a dezembro 2009	1.263
2010	1.684
2011	1.684
2012	1.684
2013	1.684
De 2014 até 2033	239.454
	247.453

19 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Os benefícios pós-emprego mantidos pela Companhia são os seguintes:

a) Plano de Benefícios de Previdência Complementar

A Companhia, através da PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, mantém Plano de Benefícios de Previdência Complementar para seus empregados. A PREVIG é uma entidade fechada de previdência complementar, pessoa jurídica de direito privado, de fins não lucrativos, patrocinada pela Companhia, na condição de sua Instituidora, e por outras Companhias pertencentes ao Grupo Suez.

Os Planos de Benefícios administrados pela PREVIG são dos tipos Benefício Definido e Contribuição Definida. O Plano de Benefício Definido encontra-se fechado para novas inscrições de empregados.

a.1) Plano de Benefício Definido

O Plano de Benefício Definido tem regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e os auxílios.

O custeio do Plano de Benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. A contribuição da Companhia corresponde a duas vezes a contribuição de seus empregados.

Anteriormente à constituição da PREVIG, o Plano de Benefício Definido era administrado pela Fundação Eletrosul de Previdência e Assistência Social - ELOS, patrocinado pela Companhia e pela ELETROSUL, sem solidariedade entre as patrocinadoras. Em outubro de 2002, a Secretaria de Previdência Complementar aprovou a rescisão do Convênio de Adesão com a ELOS e a total transferência de gerenciamento do plano de benefícios para a PREVIG. Apesar da citada rescisão, face liminares obtidas por entidades sindicais e pela Associação dos Aposentados da ELETROSUL, os participantes que entraram em gozo de benefícios até 23.12.1997, data da cisão da ELETROSUL, bem como pelos participantes que optaram pelo Benefício Proporcional Diferido até aquela data, permaneceram no Plano de Benefícios administrado pela ELOS, sob a responsabilidade da Companhia, que paga 57% do valor das despesas administrativas da ELOS (a parcela restante, de 43%, é custeada pelo Plano de Benefícios da ELETROSUL). As despesas são limitadas em 15% das respectivas receitas previdenciais da ELOS vinculadas a essa massa de participantes e o valor de responsabilidade da Companhia, no 1° trimestre de 2008, foi de R$ 338 (R$ 352 no 1° trimestre de 2007).

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Companhia, no dia 15.05.2007, celebrou acordos com a ELOS, ELETROSUL, PREVIG e Associação de Aposentados da ELETROSUL visando o restabelecimento da adesão com a ELOS, permitindo aos participantes optarem em permanecer naquela Fundação ou transferir-se para a PREVIG. Em ambas as opções tendo a Companhia como patrocinadora do Plano. Em janeiro de 2008 ocorreu a efetivação da transferência de 29 participantes que optaram pela migração para a PREVIG.

A Companhia é responsável, também, por 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG, vinculadas a esse Plano de Benefícios, as quais são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais. No 1° trimestre de 2008, foi de R$ 449 (R$ 186 no 1° trimestre de 2007).

Parte do passivo atuarial reconhecido no balanço patrimonial está coberto por obrigações contratadas/reconhecidas através de instrumento de confissão de dívida e de termo de acordo firmados pela Companhia com as Fundações. A composição do passivo nas demonstrações contábeis é a seguinte:

	Controladora e Consolidado			
	31.03.2008			31.12.2007
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	16.286	120.762	137.048	137.898
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	2.149	2.442	4.591	4.764
Passivo atuarial não contratado	2.212	188.727	190.939	186.121
Passivo atuarial total	**20.647**	**311.931**	**332.578**	**328.783**

As dívidas contratadas são atualizadas pelo Índice Nacional de Preço ao Consumidor - INPC do IBGE e sobre as mesmas incidem juros de 6% a.a. Os valores apresentados no não circulante são os seguintes:

	ELOS	PREVIG	Total
2009 (abr à dez)	11.067	1.384	12.451
2010	15.872	1.978	17.850
2011	14.717	1.955	16.672
2012	11.973	2.000	13.973
2013	12.710	2.119	14.829
2014 em diante	28.897	16.090	44.987
	95.236	**25.526**	**120.762**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A movimentação do passivo atuarial está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2007	**327.764**	**1.019**	**328.783**
Despesas do 1° trimestre de 2008	11.280	58	11.338
Contribuições	(7.465)	-	(7.465)
Benefícios pagos	-	(78)	(78)
Passivo em 31.03.2008	**331.579**	**999**	**332.578**

Os valores a serem reconhecidos no resultado, de abril a dezembro de 2008, relativamente ao plano de Benefícios Definidos e Gratificação de Confidencialidade, são os seguintes:

	Plano de aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	365	41	406
Custo dos juros	92.749	104	92.853
Rendimento esperado dos ativos do plano	(60.348)	-	(60.348)
Amortização de perdas atuariais	1.215	31	1.246
Contribuição dos empregados	(141)	-	(141)
	33.840	**176**	**34.016**

a.2) Plano de Contribuição Definida

Além do plano de Benefício Definido, a PREVIG passou a administrar o plano tipo Contribuição Definida, encerrando o plano inicial para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar - SPC.

No plano de Contribuição Definida, do qual fazem parte 94% dos empregados da Companhia (889 participantes), o custeio do Plano de Benefícios é constituído por contribuições básicas dos participantes e da patrocinadora. A contribuição básica da Companhia corresponde ao mesmo valor da contribuição básica de seus empregados. O valor da contribuição da Companhia, no 1° trimestre de 2008, foi de R$ 711 (R$ 627 no 1° trimestre de 2007).

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial cujo valor, no 1° trimestre de 2008, correspondeu a R$ 1.084 (R$ 1.072 no 1° trimestre de 2007), depositada na conta da PREVIG ao participante com, no mínimo, 10 (dez) anos de vinculação ao plano anterior, calculada com o objetivo de aumentar as provisões matemáticas dos participantes, buscando neutralizar eventual impacto que teria ao optar pela migração.

Em 2008, as despesas administrativas passaram a ser rateadas entre a patrocinadora e os participantes levando-se em consideração a formação da reserva financeira dos participantes. A parcela correspondente ao saldo da reserva na data da migração dos participantes do Plano de Benefícios Definidos para o Plano de Contribuição Definida está sendo integralmente assumida pela patrocinadora. A parcela relativa à reserva constituída a partir daquela data será custeada 50% pela patrocinadora e 50% pelo participante. A contribuição da Companhia no 1° trimestre de 2008 foi de R$ 458, e a no 1° trimestre de 2007 foi de R$ 255. Em 2007, a patrocinadora foi responsável por 75% e os participantes por 25% das despesas administrativas.

b) Gratificação por Confidencialidade

Consiste no pagamento de uma remuneração ao empregado da carreira gerencial, por ocasião do término do seu vínculo empregatício.

20 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica, na controladora e no consolidado, o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 36.535 no exigível a longo prazo, calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 107.456, correspondente ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002. Considerando que o valor da receita está sendo contestado judicialmente por agentes que discordam da interpretação adotada pelo MAE na aplicação de determinadas regras de contabilização, segundo o disposto em Despacho da ANEEL, eventual êxito dos agentes impetrantes caracterizará a inexistência da receita e do respectivo ativo, razão pela qual a mesma está sendo tratada como provisão e considerada diferença temporária para fins fiscais.

21 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000, independentemente de reforma estatutária. De acordo com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado, a Companhia não poderá emitir ações preferenciais, ou partes beneficiárias. A Companhia não possui ações em tesouraria.

b) Capital social subscrito e integralizado

A Companhia é uma sociedade por ações de capital aberto, constituída de acordo com as leis do Brasil e listada no segmento do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA.

O capital social da Companhia, em 31 de março de 2008, é de R$ 2.445.766, totalmente subscrito e integralizado, e está representado por 652.742.192 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal. O valor patrimonial da ação, em 31 de março de 2008, é de R$ 4,92 (R$ 4,32 por ação em 31.12.2007).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

	% do Capital	
Acionistas	31.03.2008	31.12.2007
Suez Energy South America Participações Ltda.	68,71	68,71
Banco Clássico S.A.	10,00	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	2,80	2,80
União Federal	1,90	1,90
Outros	16,59	16,59
	100,00	**100,00**

22 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	31.03.2008					31.03.2007
	Custos		Despesas			
	Produção de energia	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	22.098	2.283	1.575	9.906	35.862	31.462
Administradores	-	-	-	2.309	2.309	2.531
Material	6.384	40	15	383	6.822	4.471
Serviço de terceiro	10.405	654	264	7.666	18.989	15.579
Combustivel p/produção energia	56.773	-	-	-	56.773	7.659
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	17.590	-	-	-	17.590	7.571
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-	-	44.200	-	44.200	41.724
Depreciação e amortização	46.854	-	-	766	47.620	42.872
Seguros	1.711	140	-	40	1.891	1.572
Taxa de fiscalização	-	-	-	1842	1.842	1.694
Contribuições e doações	49	6	-	2.019	2.074	1.186
Outros	860	54	672	6.466	8.052	5.225
	162.724	**3.177**	**46.726**	**31.397**	**244.024**	**163.546**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2008					31.03.2007
	Custos		Despesas			
	Produção de energia	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	22.179	2.283	1.575	10.048	36.085	31.637
Administradores	-	-	-	2.681	2.681	2.912
Material	6.760	40	15	419	7.234	4.911
Serviço de terceiro	11.856	654	327	9.099	21.936	18.380
Combustível p/produção energia	59.821	-	-	-	59.821	9.520
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	20.416	-	-	-	20.416	10.810
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-	-	51.919	-	51.919	48.923
Depreciação e amortização	55.621	-	-	2.599	58.220	55.909
Seguros	1.909	140	-	40	2.089	1.833
Taxa de fiscalização	-	-	-	2.133	2.133	2.024
Contribuições e doações	80	6	-	2.063	2.149	1.377
Outros	929	54	2.617	6.572	10.172	5.695
	179.571	**3.177**	**56.453**	**35.654**	**274.855**	**193.931**

23 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.03.2007	31.03.2008	31.03.2007
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	17.543	9.950	20.726	13.284
Juros sobre valores a receber	3.343	3.688	3.343	3.729
Variação monetária de depósitos judiciais	3.848	3.720	4.277	4.289
Variação monetária de contas a receber	1.508	652	1.508	652
Outras	340	1.313	610	1.404
	26.582	**19.323**	**30.464**	**23.358**
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	21.880	19.906	30.083	31.071
Encargos sobre garantias de dívida - STN	(8.033)	(6.864)	(8.033)	(6.864)
Encargos sobre concessão ANEEL	1.770	-	5.390	4.802
Encargos sobre passivo atuarial	10.835	11.052	10.835	11.052
Encargos sobre provisões operacionais, líquidos	1.131	1.298	1.169	1.309
Variação monetária sobre financiamentos e debêntures	12.985	1.612	14.218	2.261
Variação monetária sobre concessão ANEEL	1.217	-	8.325	2.327
Variação monetária outras	4.604	886	4.667	901
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	3.886	(14.371)	3.886	(14.371)
Perdas com operações de *swaps* cambiais	-	9.302	-	9.302
CPMF	324	2.884	518	3.895
Outras	1.883	1.698	2.280	4.159
	52.482	**27.403**	**73.338**	**49.844**
Despesas financeiras, líquidas	**25.900**	**8.080**	**42.874**	**26.486**

24 – RECUPERAÇÃO DE PIS/COFINS

A Companhia reconheceu no primeiro trimestre de 2008, na rubrica "Outras Receitas Operacionais", receita não recorrente de R$ 76.431, relativa à recuperação de PIS/COFINS. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fosseis adquiridos com recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, de acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica, a partir de novembro de 2005.

25 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

a) Gestão de risco

a.1) Risco de Mercado

A utilização de instrumentos financeiros, pela Companhia e suas controladas, têm como objetivo proteger seus ativos e passivos, minimizando a exposição a riscos de mercado, principalmente no que diz respeito às oscilações de taxas de juros, índices de preços e moedas. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer *hedge* contra esses riscos, porém os mesmos são monitorados pelo Comitê de Gestão Financeira, que periodicamente avalia a exposição da Companhia e propõe estratégias operacionais, sistema de controle, limites de posição e limites de crédito com os demais parceiros do mercado.

a.2) Risco de Crédito

Nos contratos bilaterais de longo prazo firmados com distribuidoras, a Companhia busca minimizar o seu risco de crédito através da utilização de um mecanismo de constituição de garantias envolvendo os recebíveis de seus clientes.

Nas transações de venda para clientes industriais, os chamados Consumidores Livres, para minimizar o risco de crédito diante desses parceiros comerciais, a Companhia, através de sua área de crédito, procede a uma análise de crédito prévia e estabelece, em conjunto com o Comitê de Crédito, o limite de crédito e garantias a serem exigidas das contrapartes.

Nas operações no mercado financeiro, a Companhia também possui limites de crédito com as instituições financeiras, os quais são revisados periodicamente pelo seu Comitê de Gestão Financeira, com base em avaliação interna e em *ratings* divulgados pelas agências classificadoras de risco.

Conforme mencionado na Nota 4, a Companhia mantém aplicações financeiras em Fundo de Investimentos Exclusivo. O montante das aplicações por instituição financeira está dentro dos limites definidos pela Companhia, através de sua política de créditos para instituições financeiras.

b) Valor de mercado

Nas operações envolvendo instrumentos financeiros, somente nos empréstimos, financiamentos e debêntures foram identificadas diferenças significativas entre os valores de mercado e os valores contábeis, principalmente em virtude de estes instrumentos financeiros possuírem prazos de liquidação bastante alongados e custos significativamente baixos em relação às taxas praticadas atualmente para contratos similares. Na determinação dos valores de mercado, a administração da Companhia utilizou fluxos de caixa futuros descontados a taxas julgadas adequadas para operações semelhantes, ou cotações do mercado internacional, quando disponíveis.

	Controladora			
	31.03.2008		31.12.2007	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda estrangeira	298.513	399.164	299.197	322.316
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda nacional	176.918	202.642	117.360	116.564
Debêntures	694.930	569.654	592.440	483.202
	1.170.361	**1.171.460**	**1.008.997**	**922.082**

	Consolidado			
	31.03.2008		31.12.2007	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda estrangeira	298.513	399.164	299.197	322.316
Empréstimos/financiamentos e encargos em moeda nacional	772.961	629.162	792.558	721.916
Debêntures	750.192	592.860	721.479	601.958
	1.821.666	**1.621.186**	**1.813.234**	**1.646.190**

26 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	31.03.2008						31.12.2007
	SESA[a]	ITASA	LAGES	TBLC[b]	CESS[c]	Total	Total
Ativo							
Contas a receber	-	1.706	618	45.564	127	**48.015**	**56.051**
Dividendos a receber de controladas	-	3.429	4.929	-	-	**8.358**	**91.006**
Passivo							
Fornecedores	-	10.606	-	1.501	-	**12.107**	**49.712**
Dividendos e juros s/ o capital próprio	365.602	-	-	-	-	**365.602**	**365.602**

	31.03.2008								31.03.2007
	SUEZ[d]	DELTA e EAS[e]	CEM	ITASA	LAGES	TBLC[b]	CESS[c]	Total	Total
Resultado									
Receita operacional									
Suprimento de energia elétrica	-	-	-	-	1.060	106.816	-	**107.876**	**56.601**
Outras receitas [*]			425	2.559	414	7	100	**3.505**	**3.454**
Custo de Produção de Energia Elétrica									
Energia elétrica comprada para revenda	-	-	46.652	29.146	-	-	-	**75.798**	**96.304**
Combustível para produção de energia elétrica	-	-	-	-	9	-	-	**9**	**6**
Despesas Gerais e Administrativas	33	-	-	-	-	-	-	**33**	**-**
Resultado de Participações Societárias	-	(256)	10.379	3.952	1.124	15.511	-	**30.710**	**50.574**

[a] Suez Energy South America Participações Ltda

[b] Tractebel Energia Comercializadora

[c] Companhia Energética São Salvador

[d] Suez-Tractebel S.A.

[e] Energia América do Sul Ltda.

[*] Serviços de administração, operação e manutenção.

27 – GARANTIAS A TERCEIROS

Itá Energética S.A. - ITASA

A Companhia e demais acionistas da ITASA são intervenientes nos contratos firmados entre a investida, BNDES e outros agentes financiadores, vinculados à construção da UHE Itá. As intervenientes deram, em caução, a totalidade das ações de emissão da ITASA, de suas propriedades, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.03.2008 é de R$ 204.847 (R$ 209.041 em 31.12.2007).

Lages Bioenergética Ltda.

A Companhia é interveniente fiadora no Contrato de Abertura de Crédito Fixo celebrado entre a Lages Bioenergética e o Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul – BRDE, tendo cedido, em caução, as quotas de participação no capital social da controlada, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas no referido contrato. A dívida em 31.03.2008 totaliza R$ 30.188 (R$ 31.877 em 31.12.2007).

Companhia Energética São Salvador – CESS

A Companhia é interveniente nos contratos firmados entre a investida e o BNDES e outros agentes financiadores, vinculados à construção da UHE São Salvador. A interveniente deu, em caução, a totalidade das ações de emissão da CESS, de sua propriedade, até a liquidação final de todas as obrigações assumidas nos referidos contratos. A dívida em 31.03.2008 é de R$ 416.270 (R$ 407.210 em 31.12.2007).

28 – SEGUROS

A Companhia possui apólice de seguros abrangente de riscos operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 3.570.974, equivalentes a R$ 6.245.991 em 31.03.2008, e de lucro cessante de curto prazo com valor declarado de US$ 42.458, equivalentes a R$ 74.263 em 31.03.2008 e de lucro cessante de longo prazo com valor declarado de US$ 318.399 equivalentes a R$ 556.912 em 31.03.2008. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 250.000, equivalentes a R$ 437.275 em 31.03.2008, por evento.

A UHE Cana Brava que, após o processo de incorporação, passou a integrar diretamente o patrimônio da Companhia, possuí Apólice de Riscos Operacionais com valor declarado para danos materiais de US$ 278.569, equivalentes a R$ 487.245 em 31.03.2008.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000, equivalentes a R$ 87.455 em 31.03.2008. Estas apólices incluem a UHE Itá, construída e explorada em consórcio com a controlada em conjunto ITASA.

A controlada Lages Bioenergética Ltda. possui seguro de Riscos Operacionais com cobertura de US$ 25.000 equivalentes a R$ 43.728 em 31.03.2008, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000, equivalentes a R$ 87.455 em 31.03.2008.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A Companhia Energética São Salvador – CESS, possui apólice de seguros de riscos de engenharia com cobertura de manutenção ampla de 12 meses, com limite máximo de indenização de R$ 701.880 mil. A CESS possui ainda, duas apólices de responsabilidade civil a 1º e 2º riscos com coberturas de R$ 22.200 mil cada.

Além destes seguros estratégicos, a Companhia possui seguros para cobertura de riscos em transportes nacionais e internacionais, seguro de responsabilidade de conselheiros, diretores e administradores, extensivo as suas controladas, bem como, seguro de vida em grupo para os seus diretores e empregados.

29 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

A Companhia e suas controladas possuem compromissos de longo prazo, dentre os quais se destacam:

a) Contrato de Conexão

A Companhia mantém Contrato de Conexão com a ELETROSUL Centrais Elétricas S.A., com vigência até a data de extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição

A Companhia celebrou contratos com o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, empresas transmissoras e Empresa Energética do Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL, com vigência até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras e distribuidoras, o que ocorrer primeiro.

c) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

De acordo com os dados acerca da energia assegurada e contratos de compra e venda em vigor, o balanço energético da Companhia mostra que a atual capacidade está quase totalmente contratada até 2008 e com parcela significativa contratada em 2009 e 2010.

d) Compra de Energia Elétrica da Argentina

A Companhia firmou contrato com a CIEN – Companhia de Interconexão Energética, por um prazo de 20 anos, a partir de 21.06.2000, para a compra de 300 MW de potência firme com energia associada, para ser disponibilizada na subestação de Itá, da ELETROSUL. No mês de março de 2005, a ANEEL realizou fiscalização para verificar as condições de garantia de entrega física da UTE Uruguaiana e das Interconexões de Garabi (CIEN), onde foi constatada a indisponibilidade de efetiva geração e transporte de energia elétrica pelos agentes fiscalizados, nos montantes contratados. Em decorrência deste fato, o Ministério de Minas e Energia expediu Portaria, definindo novos valores de garantia física dos respectivos empreendimentos de geração e interconexões.

Em 01.04.2005, foi publicada Resolução Normativa ANEEL estabelecendo os critérios a serem utilizados pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE na determinação dos limites de disponibilidade de geração e de garantia física de energia para a UTE Uruguaiana e para as Interconexões de Garabi. Com base nos referidos atos normativos, o valor da garantia física originalmente atribuído à CIEN para o atendimento do contrato de 300 MW foi reduzido para, aproximadamente, 72 MW.

Em razão do modo como o contrato está registrado na CCEE, esta redução deixaria a Companhia sujeita às penalidades previstas na legislação setorial, por insuficiência de lastro físico, além da exposição ao mercado de curto prazo da CCEE, o que a levou a firmar contrato para compra da energia elétrica correspondente de outro agente. Por força do ocorrido, a Companhia entende que ficou caracterizado inadimplemento contratual por parte da CIEN, e que multas e ressarcimentos previstos no contrato tornaram-se devidos à Companhia. Assim, baseada em dispositivos contratuais que determinam que os valores constantes das faturas emitidas pela CIEN já devem ser líquidos de todos os montantes por elas devidos à Companhia, a título de multas e ressarcimentos o que não vem sendo feito pela CIEN com relação a nenhuma das faturas por ela emitidas sob o contrato desde a redução de sua garantia física, a Companhia não vem efetuando o pagamento das referidas faturas, desde março de 2005, por serem tais faturas consideradas inábeis.

Em 20.06.2006, a ANEEL, através de Resolução Normativa, reduziu a zero os valores de garantia física de energia elétrica oriunda de importação da CIEN em decorrência da impossibilidade de fornecimento de energia elétrica por parte desta empresa. Esta redução será mantida até que a CIEN comprove a existência de disponibilidade de energia.

Até a data do fechamento do balanço em referência, a situação permanece inalterada.

e) Compra de gás natural

A Companhia celebrou contrato de aquisição de gás natural com a Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul – MSGÁS, com vigência de cinco anos a partir de 2001, início da operação comercial a gás da Usina Termelétrica William Arjona - UTWA, localizada em Campo Grande – MS, renováveis por mais cinco anos.

Com o vencimento do prazo do contrato, em 22 de maio de 2006, a Companhia manifestou interesse em renovar o acordo, porém, a MSGás comunicou que a renovação dependeria de reajuste no preço do produto, conforme determinação da Petrobras, vendedora do gás para a MSGás e anuente no contrato.

Ante a ameaça da Petrobras de cortar o suprimento de gás para a Usina, a Companhia ajuizou medida cautelar contra a MSGás e a Petrobras, com pedido de antecipação de tutela, que foi deferida para obrigar a manutenção do fornecimento do gás, nos termos do contrato.

A Companhia também ajuizou ação ordinária visando a renovação do contrato por mais um período, cujo processo está tramitando no Poder Judiciário da Comarca do Mato Grosso do Sul.

Em recente recurso ajuizado perante o Superior Tribunal de Justiça, a Petrobras obteve efeito suspensivo que lhe autorizou, a partir de novembro de 2007, a suspensão do fornecimento de gás para a Usina.

Em conseqüência, a Companhia tem comprado energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para suprir o lastro de energia vendida de UTWA. Quando conveniente e necessário, a usina tem operado com óleo diesel como combustivel, uma vez que a mesma possui essa flexibilidade.

30 – EVENTOS SUBSEQÜENTES

a) Emissão pública de notas promissórias

Na Reunião do Conselho de Administração realizada em 22.04.2008, foi aprovada a 3ª emissão de notas promissórias comercias da Companhia, no valor de até R$ 400.000, que terão as seguintes principais características e condições:

Número de Séries:	Série Única
Quantidade de Notas Promissórias:	40 Notas Promissórias
Valor Nominal Unitário:	R$ 10.000.000,00
Data de Emissão:	Data em que ocorrer a primeira subscrição e integralização
Forma:	Serão emitidas fisicamente e ficarão depositadas em instituição habilitada à prestação de serviços de custódia
Prazo e Vencimento:	360 dias contados da data de emissão, e será considerado o 360º dia como a data de vencimento
Local de Negociação e de Pagamento:	Mercado de balcão organizado, junto ao Sistema de Nota Promissória operacionalizado pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP.
Remuneração:	Remuneração equivalente à acumulação de 103,50% das taxas médias diárias dos Depósitos Interfinanceiros de um dia, *over* extra grupo, denominada "Taxa DI *Over* Extra Grupo", expressa na forma percentual ao ano, base 252 dias úteis calculada e divulgada diariamente pela CETIP.
Atualização Monetária:	O valor unitário nominal das Notas Promissórias não será atualizado.
Repactuação Programada:	Não haverá.
Garantia:	Não farão jus a nenhum tipo de garantia.

b) Concretização da aquisição de Ponte de Pedra Energética S.A.

A Companhia, através de fato relevante de 29.04.2008, comunicou a conclusão da operação de aquisição da totalidade do capital social da empresa Ponte de Pedra Energética S.A., por sua controlada integral Energia América do Sul Ltda, através do pagamento de R$ 613.229, nos termos do contrato de compra e venda de ações de 13 de dezembro de 2007. O patrimônio líquido da empresa em 31.03.2008 era de R$ 283.034. O fundamento econômico do ágio pago é a expectativa de lucro futuro.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR

Demonstração do Fluxo de Caixa

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2008	31.03.2007	31.03.2008	31.03.2007
Atividades operacionais				
Lucro líquido do trimestre	391.512	242.102	391.512	242.102
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	47.620	42.872	58.220	55.909
Resultado de equivalência patrimonial	(32.025)	(52.261)	-	-
Amortização de ágio	1.315	1.687	1.315	1.687
Variação monetária e cambial, líquida	13.656	(7.192)	21.684	(4.313)
Juros líquidos	4.488	4.123	6.298	8.000
Recuperação de PIS/COFINS	(76.431)	-	(76.431)	-
Constituição de provisão operacional, líquida	1.192	220	1.192	264
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(10.117)	(8.372)	(10.363)	(7.497)
Resultado na baixa de bens do imobilizado	1.064	702	1.064	702
Outros	122	52	122	52
	342.396	**223.933**	**394.613**	**296.906**
Redução (aumento) nos ativos				
Consumidores e concessionárias	(52.048)	11.289	(120.740)	9.395
Recursos vinculados a pagamento de obrigações	-	17.011	-	17.011
Alienações, serviços e gastos reembolsáveis	679	1.793	144	1.764
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(459)	(7.512)	(443)	(13.499)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	23.835	16.989	50.898	17.245
Almoxarifado	7.328	577	7.272	648
Despesas antecipadas	1.801	1.144	1.989	1.350
Outros	3.605	2.865	3.317	3.085
	(15.259)	**44.156**	**(57.563)**	**36.999**
Aumento (redução) nos passivos				
Fornecedores	(58.867)	(53.161)	(50.876)	(69.023)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17.082	12.125	28.686	15.714
Tributos e contribuições sociais	(9.901)	73.009	(52.614)	99.404
Obrigações estimadas	6.135	3.150	6.230	3.153
Benefícios pós-emprego	(7.374)	(7.702)	(7.374)	(7.702)
Pesquisa e desenvolvimento	3.960	1.154	4.757	2.112
Devolução do adicional tarifário	-	(3.180)	-	(3.180)
Outros	(1.880)	(3.179)	10.188	(3.506)
	(50.845)	**22.216**	**(61.003)**	**36.972**
Recursos provenientes das atividades operacionais	**276.292**	**290.305**	**276.047**	**370.877**

Continua na próxima página

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Continuação

Atividades de investimento				
Aumento em investimentos	-	(28.793)	-	(28.793)
Dividendos recebidos de controladas	57.544	-	-	-
Adiantamento para futuro aumento de capital	(460)	(10)	-	-
Aplicação no intangível	(793)	(895)	(16.934)	(895)
Aplicação no imobilizado e diferido	(8.230)	(4.148)	(45.259)	(4.931)
Recursos provenientes (utilizados nas) das atividades de investimento	**48.061**	**(33.846)**	**(62.193)**	**(34.619)**
Atividades de financiamento				
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(19.454)	(32.257)	(30.415)	(44.421)
Liquidações de operações de *swap*	-	(313)	-	(313)
Disponibilidades recebidas na incorporação de controlada	28.344	-	-	-
Recursos provenientes (utilizados nas) das atividades de financiamento	**8.890**	**(32.570)**	**(30.415)**	**(44.734)**
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	**333.243**	**223.889**	**183.439**	**291.524**
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	571.755	193.806	794.091	256.840
Saldo final	904.998	417.695	977.530	548.364
	333.243	**223.889**	**183.439**	**291.524**
Pagamentos efetuados no período				
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	4.676	7.729	10.244	15.080
Imposto de renda e contribuição social	180.682	34.445	235.901	57.034
Transações que não envolveram o caixa				
Imposto de renda e contribuição social compensados	48	-	1.593	-

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Maurício Stolle Bähr
Presidente

Jan Franciscus Maria Flachet
Vice-Presidente

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Conselheiro

Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Conselheiro

Dirk Beeuwsaert
Conselheiro

Pierre Michel Philippe Chareyre
Conselheiro

Luiz Antônio Barbosa
Conselheiro

José Pais Rangel
Conselheiro

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro
Conselheiro

DIRETORIA EXECUTIVA

Manoel Arlindo Zaroni Torres
Diretor Presidente

Marc Verstraete
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Miroel Makiolke Wolowski
Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos

José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

Marco Antonio Amaral Sureck
Diretor de Planejamento e Controle

Luciano Flávio Andriani
Diretor Administrativo

DEPARTAMENTO DE CONTABILIDADE

Marcelo Cardoso Malta
Gerente do Departamento de Contabilidade
Contador – CRC RJ 072259-O5/ T

01732-9 TRACTEBEL ENERGIA S.A. 02.474.103/0001-19

05.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE

O comentário do desempenho da Companhia no trimestre está apresentado no Quadro 08.01 – COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

06.01 - BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2008	4 - 31/12/2007
1	Ativo Total	6.897.001	6.598.090
1.01	Ativo Circulante	1.528.830	1.264.361
1.01.01	Disponibilidades	977.530	794.091
1.01.01.01	Numerário Disponível	1.378	25.170
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	976.152	768.921
1.01.02	Créditos	485.028	398.091
1.01.02.01	Clientes	459.239	349.906
1.01.02.01.01	Consumidores,Concess. e Permissionárias	459.239	349.906
1.01.02.02	Créditos Diversos	25.789	48.185
1.01.02.02.01	Tributos e Contrib Sociais a Compensar	10.730	11.169
1.01.02.02.02	Cauções e Depósitos Vinculados	1.071	19.785
1.01.02.02.03	Outros	13.988	17.231
1.01.03	Estoques	42.821	50.068
1.01.04	Outros	23.451	22.101
1.01.04.01	Despesas Pagas Antecipadamente	2.083	4.067
1.01.04.02	Ativo Fiscal Diferido	15.071	12.160
1.01.04.03	Outros	6.297	5.874
1.02	Ativo Não Circulante	5.368.171	5.333.739
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	482.613	499.546
1.02.01.01	Créditos Diversos	118.578	142.757
1.02.01.01.01	Concessionárias e Permissionárias	1.966	4.548
1.02.01.01.02	Alienação de Bens e Direitos	84.793	81.315
1.02.01.01.03	Tributos e Contrib. Sociais a Compensar	25.094	24.183
1.02.01.01.04	Cauções e Depósitos Vinculados	6.500	32.330
1.02.01.01.05	Outros	225	381
1.02.01.02	Créditos com Pessoas Ligadas	0	0
1.02.01.02.01	Com Coligadas e Equiparadas	0	0
1.02.01.02.02	Com Controladas	0	0
1.02.01.02.03	Com Outras Pessoas Ligadas	0	0
1.02.01.03	Outros	364.035	356.789
1.02.01.03.01	Depósitos Judiciais	150.600	150.679
1.02.01.03.02	Ativo Fiscal Diferido	211.466	204.015
1.02.01.03.03	Outros	1.969	2.095
1.02.02	Ativo Permanente	4.885.558	4.834.193
1.02.02.01	Investimentos	90.546	113.407
1.02.02.01.01	Participações Coligadas/Equiparadas	0	0
1.02.02.01.02	Participações Coligadas/Equiparadas-Ágio	0	0
1.02.02.01.03	Participações em Controladas	0	0
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	59.734	82.595
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	30.812	30.812
1.02.02.02	Imobilizado	4.602.952	4.612.826
1.02.02.03	Intangível	139.918	75.492
1.02.02.04	Diferido	52.142	32.468

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 CÓDIGO	2 DESCRIÇÃO	3 31/03/2008	4 31/12/2007
2	Passivo Total	6.897.001	6.598.090
2.01	Passivo Circulante	1.364.686	1.479.796
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	115.243	121.024
2.01.02	Debêntures	72.250	56.560
2.01.03	Fornecedores	271.456	273.911
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	210.308	341.396
2.01.05	Dividendos a Pagar	532.997	532.997
2.01.05.01	Dividendos e Juros s/ Capital Próprio	532.997	532.997
2.01.06	Provisões	50.098	43.409
2.01.06.01	Obrigações Estimadas	38.490	33.073
2.01.06.02	Contingências	11.608	10.336
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	112.334	110.499
2.01.08.01	Benefícios Pós-Emprego	20.647	18.450
2.01.08.02	Obrigações com o Programa de P&D	51.331	46.574
2.01.08.03	Outros	40.356	45.475
2.02	Passivo Não Circulante	2.323.950	2.301.441
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	2.323.950	2.301.441
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	956.231	970.731
2.02.01.02	Debêntures	677.942	664.919
2.02.01.03	Provisões	76.042	70.834
2.02.01.03.01	Obrigações Estimadas	3.609	2.794
2.02.01.03.02	Contingências	72.433	68.040
2.02.01.04	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.02.01.05	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0
2.02.01.06	Outros	613.735	594.957
2.02.01.06.01	Tributos e Contribuições Sociais	16.087	12.203
2.02.01.06.02	Concessões a Pagar	247.453	234.188
2.02.01.06.03	Benefícios Pós-Emprego	311.931	310.333
2.02.01.06.04	Passivo Fiscal Diferido	36.535	36.535
2.02.01.06.05	Outros	1.729	1.698
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.03	Part. de Acionistas Não Controladores	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	3.208.365	2.816.853
2.04.01	Capital Social Realizado	2.445.766	2.445.766
2.04.02	Reservas de Capital	91.695	91.695
2.04.03	Reservas de Reavaliação	0	0
2.04.03.01	Ativos Próprios	0	0
2.04.03.02	Controladas/Coligadas e Equiparadas	0	0
2.04.04	Reservas de Lucro	279.392	279.392
2.04.04.01	Legal	249.496	249.496
2.04.04.02	Estatutária	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	0	0
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	29.896	29.896

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

06.02 - BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 31/03/2008	4 - 31/12/2007
2.04.04.06	Especial p/ Dividendos Não Distribuídos	0	0
2.04.04.07	Outras Reservas de Lucro	0	0
2.04.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	391.512	0
2.04.06	Adiantamento para Futuro Aumento Capital	0	0

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/03/2008	4 - 01/01/2008 a 31/03/2008	5 - 01/01/2007 a 31/03/2007	6 - 01/01/2007 a 31/03/2007
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	1.059.138	1.059.138	761.314	761.314
3.01.01	Suprimento de Energia Elétrica	790.513	790.513	544.064	544.064
3.01.02	Fornecimento de Energia Elétrica	266.002	266.002	215.254	215.254
3.01.03	Outras Receitas	2.623	2.623	1.996	1.996
3.02	Deduções da Receita Bruta	(107.497)	(107.497)	(85.766)	(85.766)
3.02.01	PIS e COFINS	(76.017)	(76.017)	(45.982)	(45.982)
3.02.02	ICMS	(23.404)	(23.404)	(32.783)	(32.783)
3.02.03	ISS	(96)	(96)	(89)	(89)
3.02.04	Pesquisa e Desenvolvimento	(7.980)	(7.980)	(6.912)	(6.912)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	951.641	951.641	675.548	675.548
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(304.458)	(304.458)	(200.342)	(200.342)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada para Revenda	(106.531)	(106.531)	(39.930)	(39.930)
3.04.02	Transações no Âmbito da CCEE	(15.179)	(15.179)	(47.216)	(47.216)
3.04.03	Custo de Produção de Energia Elétrica	(179.571)	(179.571)	(111.193)	(111.193)
3.04.04	Custo dos Serviços Prestados	(3.177)	(3.177)	(2.003)	(2.003)
3.05	Resultado Bruto	647.183	647.183	475.206	475.206
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(58.381)	(58.381)	(108.215)	(108.215)
3.06.01	Com Vendas	(56.453)	(56.453)	(50.501)	(50.501)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(35.654)	(35.654)	(30.234)	(30.234)
3.06.03	Financeiras	(42.874)	(42.874)	(26.486)	(26.486)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	30.464	30.464	23.358	23.358
3.06.03 02	Despesas Financeiras	(73.338)	(73.338)	(49.844)	(49.844)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	77.915	77.915	693	693
3.06.04.01	Recuperação de PIS/COFINS	76.431	76.431	0	0
3.06.04.02	Reversão de Prov.Operac., liquida	1.484	1.484	693	693

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

07.01 - DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO (Reais Mil)

1 - CÓDIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2008 a 31/03/2008	4 - 01/01/2008 a 31/03/2008	5 - 01/01/2007 a 31/03/2007	6 - 01/01/2007 a 31/03/2007
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	0	0	0	0
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(1.315)	(1.315)	(1.687)	(1.687)
3.06.06.01	Amortização de Ágio na Partic. Empresas	(1.315)	(1.315)	(1.687)	(1.687)
3.07	Resultado Operacional	588.802	588.802	366.991	366.991
3.08	Resultado Não Operacional	(1.064)	(1.064)	(702)	(702)
3.08.01	Receitas	511	511	347	347
3.08.02	Despesas	(1.575)	(1.575)	(1.049)	(1.049)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	587.738	587.738	366.289	366.289
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(206.589)	(206.589)	(131.684)	(131.684)
3.10.01	Imposto de Renda	(149.994)	(149.994)	(96.568)	(96.568)
3.10.02	Contribuição Social	(56.595)	(56.595)	(35.116)	(35.116)
3.11	IR Diferido	10.363	10.363	7.497	7.497
3.11.01	Imposto de Renda	7.620	7.620	6.166	6.166
3.11.02	Contribuição Social	2.743	2.743	1.331	1.331
3.12	Participações/Contribuições Estatutárias	0	0	0	0
3.12.01	Participações	0	0	0	0
3.12.02	Contribuições	0	0	0	0
3.13	Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	0
3.14	Part. de Acionistas Não Controladores	0	0	0	0
3.15	Lucro/Prejuízo do Período	391.512	391.512	242.102	242.102
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192	652.742.192
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,59980	0,59980	0,37090	0,37090
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)				

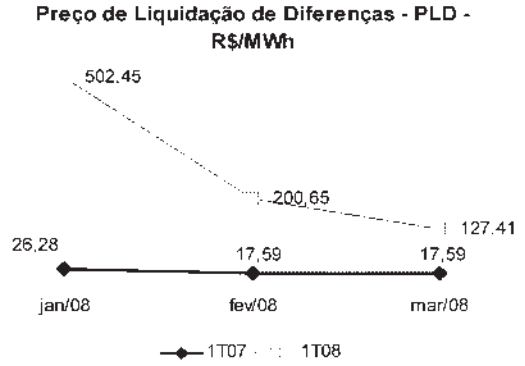
08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Receita Operacional Bruta

Consolidado

A receita operacional bruta no 1T08 foi de R$ 1.059.138, 39,1% superior ante o 1T07, que foi de R$ 761.314, refletindo, principalmente, o aumento do preço médio de venda da energia em 15,5% e o incremento de R$ 201.068 na receita de energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), nos meses de janeiro e fevereiro.

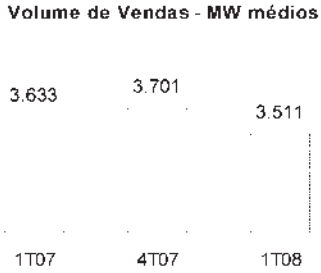
Cabe destacar que a receita auferida na CCEE no trimestre em questão decorreu, basicamente, dos seguintes fatores: (i) maior disponibilidade de energia vendida na CCEE, em função do processo de alocação mensal da energia assegurada anual das usinas hidrelétricas e do elevado Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), que resultou em receita de R$ 126.831; (ii) geração nas usinas termelétricas William Arjona (UTWA) e Alegrete (UTAL) conforme determinação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), para a segurança energética do sistema elétrico brasileiro, proporcionando uma receita de R$ 62.588; e (iii) geração hidrelétrica acima da energia assegurada do sistema, que resultou em receita de energia secundária de R$ 11.649.



A receita de suprimento de energia, excluindo-se a receita decorrente de transações na CCEE, atingiu R$ 586.392, 8,4% superior à registrada no 1T07, e a receita de fornecimento de energia (atendimento a consumidores livres) foi R$ 266.002, representando um crescimento de 23,6% em relação ao mesmo período de 2007, o que reflete os contínuos esforços da Companhia em ampliar o portfólio de consumidores livres. A despeito desse aumento, verificou-se uma pequena redução na participação desse segmento no total da receita bruta operacional.

As vendas consolidadas no 1T08 totalizaram 7.669 GWh (3.511 MW médios), redução de 3,4% em relação aos 7.848 GWh (3.633 MW médios) vendidos em igual período do ano anterior. Essa queda foi ocasionada, principalmente, pelo menor volume destinado às distribuidoras.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: EBITDA e Margem EBITDA; quantidades e preços médios de energia divulgados.



Controladora

A receita operacional bruta na controladora no 1T08 alcançou R$ 902.452, 38,3% acima do registrado no 1T07, que foi de R$ 652.513. Excluindo-se a receita na CCEE, de R$ 200.240, o incremento foi de 7,6%. Os referidos aumentos são explicados pelos mesmos comentários anteriormente apresentados.

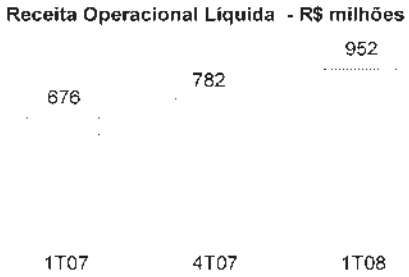
Deduções da Receita Operacional

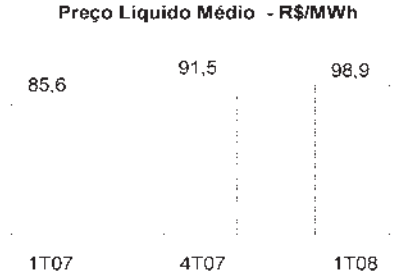
No 1T08, as referidas deduções cresceram 25,3% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, elevando-se de R$ 85.766 para R$ 107.497. Esse incremento foi inferior à variação da receita bruta em função, principalmente, de não haver incidência de ICMS sobre as vendas na CCEE.

Receita Líquida de Vendas e Serviços

No 1T08, a receita líquida registrou um avanço de 40,9% em comparação com a do mesmo trimestre de 2007, evoluindo de R$ 675.548 para R$ 951.641. O crescimento decorreu dos motivos anteriormente comentados, quais sejam o aumento no preço médio de energia vendida e os efeitos das transações na CCEE.

O preço médio da energia vendida, líquido das deduções sobre a receita bruta, atingiu R$ 98,86/MWh no 1T08, 15,5% superior ao preço relativo ao 1T07, que foi de R$ 85,60/MWh. O aumento se deveu, principalmente, ao considerável incremento no preço médio praticado com as comercializadoras, que, em contratos de curto prazo, guarda forte relação com o PLD.





As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: EBITDA e Margem EBITDA; quantidades e preços médios de energia divulgados.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Controladora

A receita líquida neste trimestre foi de R$ 817.513, 36,9% superior ao do 1T07, que foi de R$ 596.986, crescimento consistente com a da receita operacional bruta.

Custos de Energia Elétrica e Serviços

Os custos alcançaram R$ 304.458 no 1T08 (R$ 254.638 na controladora), valor superior em 52,0% sobre aquele do 1T07 (8,2% na controladora), que foi de R$ 200.342 (R$ 235.256 na controladora). Estas variações decorreram, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- **Energia elétrica comprada para revenda:** aumento de R$ 66.601 no 1T08 devido, basicamente, ao fato de os preços de alguns contratos de compra de energia guardarem relação com o PLD. Na controladora houve redução de R$ 20.749 em decorrência de, a partir de março de 2008, não ter ocorrido a compra de energia da CEM devido a sua incorporação.

- **Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:** redução de R$ 32.037 no 1T08 (R$ 31.207 na controladora), em função, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) queda de R$ 23.163 no 1T08 (R$ 22.245 na controladora), devido, substancialmente, a uma menor exposição na CCEE, visto que praticamente todas nossas usinas termelétricas geraram plenamente por estarem na ordem de mérito para despacho, ao contrário do que ocorreu no 1T07 onde as usinas geraram apenas a inflexibilidade declarada no sistema; (ii) redução de R$ 18.351 (R$ 18.435 na controladora) nas despesas relacionadas com o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), pelo maior despacho de energia das usinas hidrelétricas requerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), nesse trimestre; e (iii) aumento de R$ 6.254 (no consolidado e na controladora), em função de a despesa na CCEE no 1T07 ter sido apresentada líquida de uma receita de Encargos de Serviço do Sistema (ESS) neste valor, enquanto que em março de 2008, único mês do 1T08 em que a Companhia incorreu em despesa na CCEE, essa receita foi nula.

- **Combustíveis para produção de energia elétrica:** aumento de R$ 50.301 (R$ 49.114 na controladora), em decorrência, basicamente do consumo de óleo diesel na UTWA e na UTAI, em virtude do despacho das usinas pelo ONS com o objetivo de manter a segurança energética do sistema elétrico do país. Este aumento do custo foi compensado pelo aumento na receita na CCEE, conforme anteriormente mencionado.

- **Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos:** crescimento de R$ 9.606 (R$ 10.019 na controladora), em decorrência do expressivo aumento no despacho da energia gerada nas usinas hidrelétricas pelo ONS em comparação com o mesmo trimestre do ano anterior e do reajuste tarifário ocorrido em janeiro de 2008.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: EBITDA e Margem EBITDA; quantidades e preços médios de energia divulgados.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica e totalizaram R$ 56.453 no 1T08 (R$ 46.726 na controladora), 11,8% (8,3% na controladora) acima do registrado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 50.501 (R$ 43.135 na controladora). O incremento ocorreu, em grande parte, em decorrência do aumento dos encargos de uso da rede elétrica e conexão por reajuste tarifário.

Despesas Gerais e Administrativas

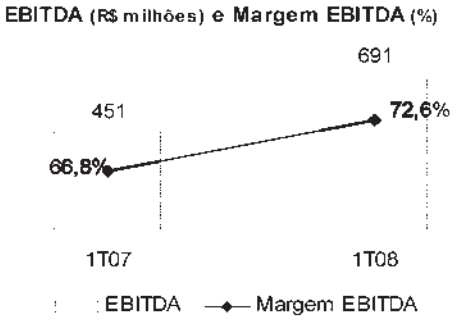
As despesas gerais e administrativas aumentaram em 17,9% (21,5% na controladora), passando de R$ 30.234 no 1T07 (R$ 25.848 na controladora) para R$ 35.654 no 1T08 (R$ 31.397 na controladora), em função, principalmente, do reajuste salarial anual e da provisão para o Programa de Desligamento Voluntário (PDV) implementado pela Companhia, a partir do 2T07.

Outras Receitas Operacionais – Recuperação de PIS/COFINS

A Companhia reconheceu, no 1T08, receita não recorrente de R$ 76.431, relativa à recuperação de PIS/COFINS recolhidos indevidamente em períodos anteriores. Este montante refere-se, substancialmente, aos referidos impostos pagos sobre os valores relativos à recuperação do consumo dos combustíveis fosseis adquiridos com recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que, de acordo com a orientação contida em Despacho da ANEEL, passaram a ser contabilizados em conta retificadora de custo da produção de energia elétrica, a partir de novembro de 2005.

EBITDA e Margem EBITDA

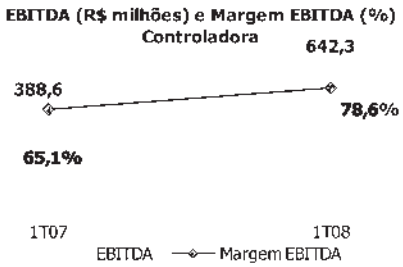
Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA no 1T08 alcançou R$ 691.211, 53,2% superior ao apresentado no 1T07, que foi de R$ 451.073. Enquanto a margem EBITDA no 1T07 foi de 66,8%, neste trimestre esta foi de 72,6%.



As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: EBITDA e Margem EBITDA; quantidades e preços médios de energia divulgados.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Na controladora, o EBITDA no 1T08 alcançou R$ 642.312, com aumento de 65,3% em relação ao do 1T07, que foi de R$ 388.617. Enquanto a margem EBITDA no 1T07 foi de 65,1%, no 1T08 esta foi de 78,6%.



Resultado Financeiro

Receitas financeiras: no 1T08, as receitas financeiras aumentaram R$ 7.106 (R$ 7.259 na controladora) em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, devido, principalmente, ao aumento na renda de aplicações financeiras, reflexo de um maior volume de recursos disponíveis para aplicação no período.

Despesas financeiras: as despesas financeiras cresceram R$ 23.494 (R$ 25.079 na controladora) em comparação com igual período de 2007, em decorrência dos seguintes fatores: (i) aumento de R$ 8.955 (no consolidado e na controladora) na despesa de variação cambial de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, existente no 1T07, em razão da maior valorização das moedas que compõem a dívida frente ao Real; e (ii) incremento na despesa de variação monetária sobre dívidas, no valor de R$ 17.955 (R$ 12.590 na controladora), devido, principalmente, à emissão de debêntures realizada no 2T07, indexada ao IPCA, e ao aumento do IGP-M neste trimestre, em relação ao 1T07.

Imposto de Renda e Contribuição Social

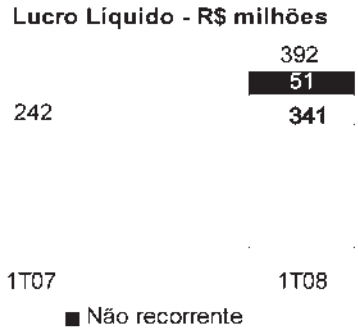
O crescimento de R$ 72.039 no 1T08 (R$ 81.727 na controladora) em relação ao mesmo período de 2007 refere-se, basicamente, ao aumento do resultado antes dos tributos, conforme anteriormente comentado.

As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: EBITDA e Margem EBITDA; quantidades e preços médios de energia divulgados.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Lucro Líquido

No 1T08 o lucro líquido alcançou R$ 391.512, 61,7% superior ao do mesmo período de 2007, que foi de R$ 242.102, reflexo dos efeitos anteriormente mencionados. Cabe destacar que o lucro do 1T08 teve um impacto positivo de R$ 50.444, líquidos de imposto de renda e contribuição social, relativo ao reconhecimento da recuperação de créditos do PIS/COFINS recolhidos a maior em anos anteriores. Desconsiderando-se esse efeito, o lucro do 1T08 passaria para R$ 341.068, 40,9% superior ao do mesmo trimestre de 2007, influenciado, principalmente, pelos efeitos positivos decorrentes das transações realizadas na CCEE.



As seguintes informações não foram revisadas pelos auditores independentes: EBITDA e Margem EBITDA; quantidades e preços médios de energia divulgados.

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S A.	02.474 103/0001-19

09.01 - PARTICIPAÇÕES EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS

1 - ITEM	2 - RAZÃO SOCIAL DA CONTROLADA/COLIGADA	3 - CNPJ	4 - CLASSIFICAÇÃO	5 - % PARTICIPAÇÃO NO CAPITAL DA INVESTIDA	6 - % PATRIMÔNIO LÍQUIDO DA INVESTIDORA
7 - TIPO DE EMPRESA		8 - NÚMERO DE AÇÕES DETIDAS NO TRIMESTRE ATUAL (Unidades)		9 - NÚMERO DE AÇÕES DETIDAS NO TRIMESTRE ANTERIOR (Unidades)	
01	ITÁ ENERGÉTICA S. A. - ITASA	01.355.994/0001-21	ABERTA CONTROLADA	48,75	9,00
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		253.606.840		253.606.840	
02	COMPANHIA ENERGÉTICA SÃO SALVADOR - CESS	04.848.623/0001-70	ABERTA CONTROLADA	99,99	8,38
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		268.943.147		268.943.147	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

10.01 - CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

1- ITEM	01
2 - Nº ORDEM	1
3 - Nº REGISTRO NA CVM	CVM/SRE/DEB/2005/024
4 - DATA DO REGISTRO CVM	11/05/2005
5 - SÉRIE EMITIDA	1ª
6 - TIPO DE EMISSÃO	SIMPLES
7 - NATUREZA EMISSÃO	PÚBLICA
8 - DATA DA EMISSÃO	02/05/2005
9 - DATA DE VENCIMENTO	02/05/2011
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	SEM PREFERENCIA
11 - CONDIÇÃO DE REMUNERAÇÃO VIGENTE	IGP-M mais 9,29% a.a.
12 - PRÊMIO/DESÁGIO	Não tem
13 - VALOR NOMINAL (Reais)	11.066,60
14 - MONTANTE EMITIDO (Reais Mil)	154.932
15 - Q. TÍTULOS EMITIDOS (UNIDADE)	14.000
16 - TÍTULO CIRCULAÇÃO (UNIDADE)	14.000
17 - TÍTULO TESOURARIA (UNIDADE)	0
18 - TÍTULO RESGATADO (UNIDADE)	0
19 - TÍTULO CONVERTIDO (UNIDADE)	0
20 - TÍTULO A COLOCAR (UNIDADE)	0
21 - DATA DA ÚLTIMA REPACTUAÇÃO	
22 - DATA DO PRÓXIMO EVENTO	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

10.01 - CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

1- ITEM	02
2 - Nº ORDEM	2
3 - Nº REGISTRO NA CVM	CVM/SRE/DEB/2005/025
4 - DATA DO REGISTRO CVM	11/05/2005
5 - SERIE EMITIDA	2ª
6 - TIPO DE EMISSÃO	SIMPLES
7 - NATUREZA EMISSÃO	PÚBLICA
8 - DATA DA EMISSÃO	02/05/2005
9 - DATA DE VENCIMENTO	02/05/2010
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	SEM PREFERENCIA
11 - CONDIÇÃO DE REMUNERAÇÃO VIGENTE	103,90% do CDI
12 - PRÊMIO/DESÁGIO	Não tem
13 - VALOR NOMINAL (Reais)	10.000,00
14 - MONTANTE EMITIDO (Reais Mil)	60.000
15 - Q. TÍTULOS EMITIDOS (UNIDADE)	6.000
16 - TÍTULO CIRCULAÇÃO (UNIDADE)	6.000
17 - TÍTULO TESOURARIA (UNIDADE)	0
18 - TÍTULO RESGATADO (UNIDADE)	0
19 TÍTULO CONVERTIDO (UNIDADE)	0
20 - TÍTULO A COLOCAR (UNIDADE)	0
21 - DATA DA ÚLTIMA REPACTUAÇÃO	
22 - DATA DO PRÓXIMO EVENTO	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

10.01 - CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

1- ITEM	03
2 - Nº ORDEM	3
3 - Nº REGISTRO NA CVM	CVM/SRE/DEB/2007/013
4 - DATA DO REGISTRO CVM	19/06/2007
5 - SÉRIE EMITIDA	U
6 - TIPO DE EMISSÃO	SIMPLES
7 - NATUREZA EMISSÃO	PÚBLICA
8 - DATA DA EMISSÃO	15/05/2007
9 - DATA DE VENCIMENTO	15/05/2014
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	SEM PREFERENCIA
11 - CONDIÇÃO DE REMUNERAÇÃO VIGENTE	IPCA mais 7% a.a.
12 - PRÊMIO/DESÁGIO	Não tem
13 - VALOR NOMINAL (Reais)	10.435,45
14 MONTANTE EMITIDO (Reais Mil)	365.241
15 - Q. TÍTULOS EMITIDOS (UNIDADE)	35.000
16 - TÍTULO CIRCULAÇÃO (UNIDADE)	35.000
17 - TÍTULO TESOURARIA (UNIDADE)	0
18 - TÍTULO RESGATADO (UNIDADE)	0
19 - TÍTULO CONVERTIDO (UNIDADE)	0
20 - TÍTULO A COLOCAR (UNIDADE)	0
21 - DATA DA ULTIMA REPACTUAÇÃO	
22 - DATA DO PRÓXIMO EVENTO	

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

10.01 - CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES

1- ITEM	04
2 - Nº ORDEM	4
3 - Nº REGISTRO NA CVM	CVM/SRE/DEB-99/029
4 - DATA DO REGISTRO CVM	04/03/1999
5 - SÉRIE EMITIDA	U
6 - TIPO DE EMISSÃO	SIMPLES
7 - NATUREZA EMISSÃO	PÚBLICA
8 - DATA DA EMISSÃO	01/04/1998
9 - DATA DE VENCIMENTO	01/04/2013
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	SUBORDINADA
11 - CONDIÇÃO DE REMUNERAÇÃO VIGENTE	TJLP mais 4% a.a.
12 - PRÊMIO/DESÁGIO	Não tem
13 - VALOR NOMINAL (Reais)	9.586,90
14 - MONTANTE EMITIDO (Reais Mil)	74.519
15 - Q. TÍTULOS EMITIDOS (UNIDADE)	7.773
16 - TÍTULO CIRCULAÇÃO (UNIDADE)	7.773
17 - TÍTULO TESOURARIA (UNIDADE)	0
18 - TÍTULO RESGATADO (UNIDADE)	0
19 - TÍTULO CONVERTIDO (UNIDADE)	0
20 - TÍTULO A COLOCAR (UNIDADE)	0
21 - DATA DA ÚLTIMA REPACTUAÇÃO	
22 - DATA DO PRÓXIMO EVENTO	

15.01 - PROJETOS DE INVESTIMENTO

Projeto realizado por empresa controlada

Usina Hidrelétrica São Salvador

A Tractebel Energia detém o controle acionário da Companhia Energética São Salvador – CESS uma SPC – Sociedade de Propósito Específico, que está construindo a Usina Hidrelétrica São Salvador - UHE São Salvador.

As principais características do empreendimento são as seguintes:

Localização:	Rio Tocantins, na divisa dos Municípios de São Salvador do Tocantins e Paranã, no Estado de Tocantins
Potência nominal instalada:	243,2 MW
Energia assegurada:	148,5 MW médios
Unidades geradoras:	2 unidades de 121,6 MW
Investimentos Previstos:	aproximadamente R$ 850 milhões
Fontes de recursos:	Cerca de 33% próprios e 67% BNDES
Estágio:	Obra iniciada em 2006, com previsão de início da operação comercial no início de 2009

Em outubro de 2006, a CESS comercializou no 3° Leilão de Energia Nova, por um período de 30 anos, que se iniciará em janeiro de 2011, 148 MW médios com empresas distribuidoras de energia elétrica que participam do Ambiente de Contratação Regulada – ACR.

A CESS firmou contratos de financiamentos em 19.03.2007 com o BNDES e Agentes Financeiros (repasse BNDES), no valor total de R$ 570 milhões, dos quais R$ 393 milhões já foram liberados até 31.03.2008.

Pela outorga da concessão onerosa da UHE São Salvador, a CESS pagará à União, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o valor original de R$ 555.000, em parcelas mensais proporcionais ao valor anual reajustado. De acordo com o Segundo Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 017/2002, de 18.07.2007, o início do pagamento dar-se-á a partir da operação comercial da 1ª unidade geradora do UHE São Salvador, ou a partir do início da entrega da energia objeto de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, o que ocorrer primeiro, até o término da concessão, em abril de 2037.

Ainda conforme o referido aditivo, este valor será atualizado anualmente pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado - IGP-M até a data do aditivo contratual, em 18.07.2007, e a partir desta data, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA.

Os valores contratuais atualizados, até 31.03.2008, são os seguintes:

Valor anual	33.593
Parcelas mensais (1/12)	2.799
Valor presente da Concessão	293.222

15.01 - PROJETOS DE INVESTIMENTO

O valor presente da Concessão foi calculado com base na taxa de desconto de 10% a.a., tradicionalmente utilizada no setor elétrico brasileiro, considerando os pagamentos no período de 01.01.2009 a 23.04.2037.

16.01 - OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

1. Posição acionária dos acionistas com mais de 5% do capital social da Companhia em 31.03.2008.

Acionista	Quantidade de ações ordinárias	% do capital	Nacionalidade
Suez Energy South America Participações Ltda.	448.512.625	68,71	Brasileira
Banco Clássico S.A.	65.268.744	10,00	Brasileira
	513.781.369	**78,71**	

1.1 Distribuição do capital social dos controladores até o nível de pessoa física.

1.1.1 Suez Energy South America Participações Ltda.

Quotista	Quantidade de quotas	% do capital	Nacionalidade
Suez-Tractebel S.A.	668.322.228	99,99	Belga
Telfin S.A.	1	0,01	Belga
	668.322.229	**100,00**	

1.1.1.1 Suez – Tractebel S.A.

Quotista	Quantidade de quotas	% do capital	Nacionalidade
Electrabel S.A.	110.603.522	99,97	Belga
Outros	31.178	0,03	
	110.634.700	**100,00**	

1.1.1.1.1 Electrabel S.A.

Quotista	Quantidade de quotas	% do capital	Nacionalidade
Suez S.A.	53.818.428	98,07	Francesa
Outros	1.059.769	1,93	
	54.878.197	**100,00**	

16.01 - OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

1.1.1.1.1.1 Suez S.A.

Quotista	Quantidade de quotas	% do capital	Nacionalidade
Groupe Bruxelles Lambert - GBL	122.013.876	9,34	Belga
Outros (*)	1.185.029.646	90,66	
	1.307.043.522	**100,00**	

(*) As ações da Suez S.A. são amplamente pulverizadas, sendo que a Companhia não possui conhecimento de outros acionistas, além do GBL, com mais de 5% das ações totais da Companhia.

1.1.1.1.1.1.1 Groupe Bruxelles Lambert – GBL

Quotista	Quantidade de quotas	% do capital	Nacionalidade
Pargesa Netherlands B.V. (*)	78.420.013	48,60	Holandesa
Outros	82.938.274	51,40	
	161.358.287	**100,00**	

(*) Pargesa Netherlands B.V. detém indiretamente participação inferior a 5% da Companhia.

1.1.2 Banco Clássico S.A.

Acionista	Quantidade de ações ordinárias	% do capital	Nacionalidade
José João Abdalla Filho	745.685.582	99,99	Brasileira
José Pais Rangel	1.019	0,01	Brasileira
	745.686.601	**100,00**	

16.01 - OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

2. Participação acionária do acionista controlador, administradores e membros do conselho fiscal em 31.03.2008:

	31.03.2008		31.03.2007	
Acionista	**Quantidade de ações ordinárias**	**% do capital**	**Quantidade de ações ordinárias**	**% do capital**
Controladora				
Suez Energy South America Partic. Ltda.	448.512.625	68,71	448.512.625	68,71
Conselho de Administração	355.802	0,06	266.802	0,04
Diretoria Executiva	24.929	-	24.929	-
Conselho Fiscal	-	-	-	-
	448.893.356	**68,77**	**448.804.356**	**68,75**

3. Quantidade de ações em circulação em 31.03.2008

	Quantidade de ações ordinárias	**%**
Total de ações da Companhia	652.742.192	100,00
Total de ações detidas pelo Controlador e Administradores	(448.893.356)	(68,77)
Total de ações em circulação	**203.848.836**	**31,23**

4. Cláusula Compromissória de arbitragem

O Estatuto Social da Companhia está de acordo com as regras e procedimentos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – Bovespa e, contempla, em seu Art. 39, a seguinte Cláusula Compromissória de arbitragem:

"A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação do Novo Mercado."

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

RELATÓRIO DE REVISÃO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Revisamos as informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais - ITR (individuais e consolidadas) da Tractebel Energia S.A. ("Companhia" ou "controladora") e controladas, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2008, compreendendo o balanço patrimonial e as demonstrações do resultado e de fluxos de caixa, o relatório de desempenho e as notas explicativas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e consistiu, principalmente, em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia e suas controladas quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham, ou possam vir a ter, efeitos relevantes sobre a posição financeira e as operações da Companhia e suas controladas.

3. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais acima referidas, para que estejam de acordo com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais, incluindo a Instrução CVM nº 469/08.

4. Conforme mencionado na nota explicativa 3, em 28 de dezembro de 2007 foi promulgada a Lei nº 11.638 com vigência a partir de 1º de janeiro de 2008. Essa Lei alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei nº 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações) e provocou mudanças nas práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas mudanças foram adotadas pela Companhia na preparação das Informações Trimestrais referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2008. Embora a referida Lei já tenha entrado em vigor e sido aplicada pela Companhia, com base em orientações da CVM e ou nas normas emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, as principais alterações por ela introduzidas dependem de normatização por parte dos órgãos reguladores brasileiros. Dessa forma, as informações contábeis apresentadas poderão requerer ajustes quando do processo de normatização da Lei nº 11.638/07.

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

Rio de Janeiro, 7 de maio de 2008

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

Roberto Paulo Kenedi
Contador
CRC 1RJ 081.401/O-5 "S" SC

01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-9	TRACTEBEL ENERGIA S.A.	02.474.103/0001-19

ÍNDICE

GRUPO	QUADRO	DESCRIÇÃO	PÁGINA
01	01	IDENTIFICAÇÃO	1
01	02	SEDE	1
01	03	DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES (Endereço para Correspondência com a Companhia)	1
01	04	REFERÊNCIA DO ITR	1
01	05	COMPOSIÇÃO DO CAPITAL SOCIAL	2
01	06	CARACTERÍSTICAS DA EMPRESA	2
01	07	SOCIEDADES NÃO INCLUÍDAS NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS	2
01	08	PROVENTOS EM DINHEIRO	2
01	09	CAPITAL SOCIAL SUBSCRITO E ALTERAÇÕES NO EXERCÍCIO SOCIAL EM CURSO	3
01	10	DIRETOR DE RELAÇÕES COM INVESTIDORES	3
02	01	BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO	4
02	02	BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO	5
03	01	DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO	7
04	01	NOTAS EXPLICATIVAS	9
05	01	COMENTÁRIO DO DESEMPENHO DA COMPANHIA NO TRIMESTRE	63
06	01	BALANÇO PATRIMONIAL ATIVO CONSOLIDADO	64
06	02	BALANÇO PATRIMONIAL PASSIVO CONSOLIDADO	65
07	01	DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO CONSOLIDADO	67
08	01	COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE	69
09	01	PARTICIPAÇÃO EM SOCIEDADES CONTROLADAS E/OU COLIGADAS	75
10	01	CARACTERÍSTICAS DA EMISSÃO PÚBLICA OU PARTICULAR DE DEBÊNTURES	76
15	01	PROJETOS DE INVESTIMENTO	80
16	01	OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES	82
17	01	RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL	85
		ITÁ ENERGÉTICA S. A. - ITASA	
		COMPANHIA ENERGÉTICA SÃO SALVADOR - CESS	/86

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 231
22°, 25° e 26° andares
20030-905 - Rio de Janeiro - RJ
Brasil

Tel.: +55 (21) 3981-0500
Fax: +55 (21) 3981-0600
www.deloitte.com.br

RELATÓRIO DE REVISÃO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis – SC

1. Revisamos as informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais – ITR (individuais e consolidadas) da Tractebel Energia S.A. ("Companhia" ou "controladora") e controladas, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2008, compreendendo o balanço patrimonial e as demonstrações do resultado e de fluxos de caixa, o relatório de desempenho e as notas explicativas, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração.

2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e consistiu, principalmente, em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia e suas controladas quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subseqüentes que tenham, ou possam vir a ter, efeitos relevantes sobre a posição financeira e as operações da Companhia e suas controladas.

3. Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais acima referidas, para que estejam de acordo com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais, incluindo a Instrução CVM nº 469/08.

4. Conforme mencionado na nota explicativa 3, em 28 de dezembro de 2007 foi promulgada a Lei nº 11.638 com vigência a partir de 1º de janeiro de 2008. Essa Lei alterou, revogou e introduziu novos dispositivos à Lei nº 6.404/76 (Lei das Sociedades por Ações) e provocou mudanças nas práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas mudanças foram adotadas pela Companhia na preparação das Informações Trimestrais referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2008. Embora a referida Lei já tenha entrado em vigor e sido aplicada pela Companhia, com base em orientações da CVM e ou nas normas emitidas pelo *International Accounting Standards Board - IASB*, as principais alterações por ela introduzidas dependem de normatização por parte dos órgãos reguladores brasileiros. Dessa forma, as informações contábeis apresentadas poderão requerer ajustes quando do processo de normatização da Lei nº 11.638/07.

Rio de Janeiro, 7 de maio de 2008

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2SP 011.609/O-8 "F" SC

Roberto Paulo Kenedi
Contador
CRC 1RJ 081.401/O-5 "S" SC

4. ANEXOS

- Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007
- Estatuto Social da Companhia
- Modelo Padrão de Escritura de Emissão
- Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03 e item 7 do Anexo I da Instrução CVM nº 155/91
- Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03 e item 7 do Anexo I da Instrução CVM nº 155/91

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Ata de Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia
SUEZ

1

CNPJ/MF 02.474.103/0001-19 – NIRE 4230002438-4

EXTRATO DA ATA DA SEPTUAGÉSIMA NONA REUNIÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA TRACTEBEL ENERGIA S.A.

Aos 21 dias do mês de maio do ano dois mil e sete, às 14 horas, na Av. Almirante Barroso, 52, 34° andar, sala 1401, na cidade e Estado do Rio de Janeiro, após regular convocação, reuniram-se os senhores membros do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A., Conselheiros Titulares Luiz Antonio Barbosa, José Pais Rangel e Antonio Alberto Gouvêa Vieira e, ante a impossibilidade de comparecimentos dos titulares Mauricio Stolle Bähr, Dirk Beeuwsaert, Jan Franciscus Maria Flachet e Pierre Michel Philippe Chareyre, os respectivos Conselheiros Suplentes Patrick Charles Clement Obyn, Gil de Methodio Maranhão Neto, Luiz Eduardo Simões Viana e José Carlos Cauduro Minuzzo, representando a maioria dos seus membros. Presidiu os trabalhos o Conselheiro Patrick Charles Clement Obyn, que propôs a mim, José Moacir Schmidt, secretariar a reunião, o que foi aceito pelos demais Conselheiros. Cumprimentando os presentes, o Senhor Presidente colocou em discussão a matéria da **Ordem do Dia** constante da **convocação CA-004/2007**, de 14 de maio de 2007, a saber: **Item 1** – Aprovar a estruturação do primeiro programa de distribuição pública de debêntures da Companhia ("Primeiro Programa de Distribuição") e o seu arquivamento junto à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"); **Item 2** – Aprovar a realização da segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie sem garantia e sem preferência; e **Item 3** – Assuntos Gerais. **DELIBERAÇÕES tomadas por unanimidade dos conselheiros presentes e sem quaisquer ressalvas:** Item 1 – Ratificado a deliberação tomada por unanimidade na Septuagésima Sexta Reunião do Conselho de Administração da Companhia, realizada aos 15 dias do mês de março de 2007, conforme item 10 da ordem do dia da respectiva ata, para aprovar a estruturação do primeiro programa de distribuição pública de debêntures da Companhia ("Primeiro Programa de Distribuição") e o seu arquivamento junto à Comissão de Valores Mobiliários ("CVM"), nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM nº 400/03"), o qual permitirá à Companhia realizar ofertas públicas de debêntures que estarão sujeitas a prazos reduzidos de análise para fins de registro perante a CVM, observadas as características e condições do Programa de Distribuição, bem como as disposições previstas na regulamentação aplicável. O Programa de Distribuição será arquivado na CVM com as seguintes características: **(i) Valor Total do Programa de Distribuição:** R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de Reais); **(ii) Prazo de Duração do Programa de Distribuição:** 2 (dois) anos contados da data do arquivamento do Programa de Distribuição perante a CVM; **(iii) Valores Mobiliários a serem ofertados no âmbito do Programa de Distribuição:** debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante, de emissão da Companhia. As demais características das debêntures a serem emitidas pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição, bem como os termos e condições de cada oferta pública de debêntures, serão definidos pela Companhia à época da realização de cada oferta pública de debêntures no âmbito do Programa de Distribuição. Item 2 - Aprovada a realização da segunda emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações de emissão da Companhia, da espécie sem garantia e sem preferência, sendo a segunda emissão de debêntures da Companhia para distribuição pública no âmbito do Primeiro Programa de

Distribuição, no valor total de R$ 350.000.000,00 (trezentos e cinqüenta milhões de reais), a qual terá as seguintes características e condições ("Emissão", "Debêntures" e "Oferta", respectivamente): **(i) Número de Séries:** a Emissão será realizada em 2 (duas) séries, sendo que o número de Debêntures a ser alocado em cada série será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures a ser apurada em procedimento de *bookbuilding* ("Procedimento de *Bookbuilding*"); **(ii) Características Gerais da Primeira e da Segunda Série: a) Data de Emissão:** para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será 15 de maio de 2007 ("Data de Emissão"); **b) Valor Nominal Unitário:** as Debêntures terão valor nominal unitário, na Data de Emissão, de R$ 10.000,00 (dez mil reais) ("Valor Nominal Unitário"); **c) Quantidade de Debêntures:** serão emitidas 35.000 (trinta e cinco mil) Debêntures, sendo que (i) a quantidade de Debêntures poderá ser aumentada na data de conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, em até 20% (vinte por cento) com relação à quantidade originalmente oferecida ("Debêntures Adicionais") e (ii) a Companhia concederá às instituições integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários responsáveis pela coordenação da Oferta ("Coordenadores") uma opção para distribuição de lote adicional de até 15% (quinze por cento) com relação à quantidade de debêntures originalmente oferecida ("Debêntures do Lote Suplementar"), a ser exercida pelos Coordenadores, após consulta e concordância prévia da Companhia, na data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, exclusivamente para atender a excesso de demanda que vier a ser constatado pelos Coordenadores; **d) Valor Total da Emissão:** o valor total da Emissão, na Data de Emissão, será de R$ 350.000.000,00 (trezentos e cinqüenta milhões de reais), observado que tal montante pode ser aumentado em virtude do exercício da Opção de Debêntures Adicionais e da Opção de Debêntures do Lote Suplementar; **e) Forma:** as Debêntures serão da forma escritural, nominativa, sem a emissão de certificados representativos das Debêntures; **f) Espécie e Conversibilidade:** as Debêntures serão da espécie quirografária (sem garantia e sem preferência), não conversíveis em ações de emissão da Companhia; **g) Limite de Emissão:** a Emissão atende aos limites previstos no *caput* do artigo 60 da Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976 (Lei das Sociedades por Ações), uma vez que o capital social integralizado da Companhia nesta data é de R$ 2.445.766.091,90 (dois bilhões, quatrocentos e quarenta e cinco milhões, setecentos e sessenta e seis mil, noventa e um reais e noventa centavos); **h) Local de Pagamento:** os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Companhia no dia de seu respectivo vencimento, por intermédio da CETIP (conforme abaixo definido) ou da CBLC (conforme abaixo definido), conforme o caso, ou por meio de instituição financeira contratada pela Companhia como banco mandatário das Debêntures para os titulares de Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à BOVESPAFIX (conforme abaixo definido) e ao SND (conforme abaixo definido); **i) Aquisição Facultativa:** a Companhia poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures de quaisquer das séries em circulação, por preço não superior ao Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do rendimento, a ser calculado *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da data de pagamento de remuneração imediatamente anterior, conforme o caso, até a data da efetiva aquisição, observado o disposto no parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações; **j) Repactuação Programada:** não haverá; **k) Resgate Antecipado Facultativo:** não haverá; **l) Colocação e Procedimento de Distribuição:** as Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de garantia firme de colocação para a totalidade das Debêntures, com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que referidas instituições intermediárias da Oferta, com expressa

e prévia anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos de investimento, fundos de pensão, administradores de recursos de terceiros, instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização e outros investidores considerados institucionais ou qualificados, levando em conta o perfil de risco dos seus clientes e a adequação às Debêntures, assegurando também que o tratamento conferido seja justo e equitativo. A Oferta será efetivada de acordo com o resultado do Procedimento de *Bookbuilding*; **m) Forma de Subscrição e Prazo de Integralização:** as Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido do rendimento, sendo o rendimento calculado *pro rata temporis* desde a Data de Emissão, inclusive, até a data da efetiva integralização, exclusive, e serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional, segundo os critérios de liquidação financeira da CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"); **n) Negociação:** as Debêntures serão admitidas à negociação (i) na CETIP, por meio do Sistema de Distribuição de Títulos e do Sistema Nacional de Debêntures ("SND") administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro - ANDIMA (a "ANDIMA") e operacionalizado pela CETIP, sendo que a liquidação financeira da negociação e da distribuição das Debêntures, bem como sua custódia, serão processadas na CETIP; e (ii) para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário no sistema Bovespa Fix ("BOVESPAFIX"), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo ("Bovespa"), sendo a integralização das Debêntures liquidada na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC"), assim como os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC; **o) Vencimento Antecipado:** serão considerados eventos de vencimento antecipado das Debêntures as seguintes ocorrências: **(a)** pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Companhia; **(b)** falta de pagamento, pela Companhia, de quaisquer valores devidos aos titulares de Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanada em 2 (dois) dias corridos contados da respectiva data de vencimento; **(c)** liquidação, dissolução ou extinção da Companhia; **(d)** não cumprimento, pela Companhia, de qualquer obrigação não pecuniária que estiver prevista na respectiva escritura de emissão, se não sanada no prazo de 30 (trinta) dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo agente fiduciário; **(e)** protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais), por cujo pagamento a Companhia seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos; **(f)** vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Companhia no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); **(g)** inadimplemento, em sua respectiva data de vencimento ou após decorrido qualquer prazo de cura ali previsto, no pagamento de qualquer dívida da Companhia no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ 40.000.000,00 (quarenta milhões de reais); **(h)** cisão, fusão ou ainda, incorporação da Companhia por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedade por Ações, (i) tal alteração societária for aprovada por titulares de Debêntures representando a maioria das Debêntures em circulação ou (ii) se for garantido o direito de resgate aos titulares de Debêntures que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação; **(i)** caso o controle acionário da Companhia, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser (i) da Suez S.A, sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França, ou (ii) de outra sociedade que venha a sucedê-la a qualquer título no âmbito de processo de fusão ou

reestruturação societária entre a Suez S.A. e outras empresas atuantes no mercado de atuação da Suez S.A., desde que tal processo de fusão ou reestruturação societária não acarrete no rebaixamento do rating atribuído às Debêntures; **(j)** no caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Companhia, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, 25% (vinte e cinco por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Companhia, tomando-se por base a capacidade instalada da Companhia na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Companhia; **(k)** intervenção ou perda da concessão/autorização da Companhia, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia; (l) transformação da Companhia em sociedade limitada, nos termos do artigo 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações; **(m)** redução do capital social da Companhia, exceto se previamente autorizado pelos titulares de Debêntures em Assembleia Geral de Debenturistas, nos termos do artigo 174 da Lei das Sociedades por Ações; **(n)** pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Companhia, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, se a Companhia estiver em mora com as obrigações pecuniárias a serem definidas na escritura de emissão das Debêntures ("Escritura"); **(o)** não observância, pela Companhia, enquanto houver Debêntures em circulação, dos índices e limites financeiros previstos na escritura de emissão. **(iii) Características da Primeira Série: a) Quantidade:** O número de Debêntures a ser alocado na primeira série ("Debêntures da 1ª Série") será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures nos diferentes índices de remuneração, conforme apurado no Procedimento de *Bookbuilding*. **b) Prazo e Data de Vencimento:** O prazo de vencimento das Debêntures da 1ª Série será de 7 (sete) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2014, data em que será pago o Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série ainda não amortizado, juntamente com o valor do Rendimento 1ª Série (conforme definido abaixo) em moeda corrente nacional, nos termos da escritura de emissão; **c) Atualização:** As Debêntures da 1ª Série terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado (a "Atualização da 1ª Série") a partir da Data de Emissão, pelo Índice Preços ao Consumidor Amplo - IPCA, apurado e divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE ("Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série"), sendo o produto da Atualização da 1ª Série incorporado ao Valor Nominal Unitário das Debêntures da 1ª Série automaticamente, segundo fórmula estabelecida na Escritura; **d) Rendimento:** A partir da Data de Emissão, as Debêntures da 1ª Série farão jus a rendimento, composto pela Atualização da 1ª Série e pelo rendimento das Debêntures da 1ª Série, qual seja, juros correspondentes à taxa percentual fixa ao ano definida no Procedimento de *Bookbuilding*, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, incidente sobre o Valor Nominal Unitário Atualizado das Debêntures da 1ª Série, a partir da Data de Emissão, e pagos ao final de cada período de capitalização das Debêntures da 1ª Série (conforme definido na Escritura), calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis de acordo com a fórmula prevista na Escritura ("Rendimento 1ª Série"). **(iv) Características da Segunda Série: a) Quantidade:** O número de Debêntures a ser alocado na segunda série ("Debêntures da 2ª Série") será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures nos diferentes índices de remuneração, conforme apurado pelo Procedimento de *Bookbuilding*. **b) Prazo e Data de Vencimento:** O prazo de vencimento das Debêntures da 2ª Série será de 5 (cinco) anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em 15 de maio de 2012; **c) Atualização:** O Valor Nominal Unitário das Debêntures da 2ª Série não será atualizado; **d) Rendimento:** A partir da Data de Emissão,

as Debêntures da 2ª Série renderão juros, correspondentes, a, no máximo, 102,5% da taxa média de juros dos Depósitos Interfinanceiros DI de um dia, "Extra Grupo", calculadas e divulgadas pela CETIP, no Informativo Diário, disponível em sua página na Internet (http://www.cetip.com.br), expressa na forma percentual ano, base 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias úteis, incidentes sobre o Valor Nominal Unitário, a partir da Data de Emissão ou da última data de pagamento de rendimentos das Debêntures da 2ª Série, conforme o caso, e pagos ao final de cada período de capitalização (conforme definido na Escritura), observado que a taxa final ora mencionada será efetivamente apurada no Procedimento de *Bookbuilding* e constará de um aditamento à Escritura. **Item 3** – Fica a Diretoria Executiva da Companhia autorizada, observadas as disposições legais, a praticar todos e quaisquer atos relacionados ao arquivamento do Programa de Distribuição e ao registro da Oferta perante a CVM, poderão aceitar propostas e contratar uma ou mais instituições financeiras autorizadas a operar no mercado de capitais com a finalidade de coordenar o processo de arquivamento do Programa de Distribuição e registro da Oferta perante a CVM, bem como contratar os serviços de banco mandatário, agente escriturador, agente fiduciário, agência de classificação de risco, advogados, auditores independentes e outros, conforme o caso, necessários para a realização da Oferta. Posta a palavra à disposição dos Srs. Conselheiros presentes, além das detalhadas discussões havidas em relação às deliberações das matérias constante da ordem do dia, não houve outra manifestação, o que ensejou o Presidente da Mesa a dar por encerrados os trabalhos da reunião, solicitando que fosse lavrada a presente ata por mim, Secretário, que, depois de lida e achada conforme, foi assinada pelos membros do Conselho de Administração presentes, inclusive o Presidente da Mesa, e por mim, Rio de Janeiro/RJ, 21 de maio de 2007. Declaro, na qualidade de secretário da Septuagésima Nona Reunião do Conselho de Administração da Companhia, que o texto acima é transcrição integral e fiel da ata que consta às fls. 0168 a 0172 do livro nº 1 de atas do Conselho de Administração da Tractebel Energia S.A. e que a mesma foi assinada pelos Conselheiros Patrick Charles Clement Obyn, Luiz Antônio Barbosa, Antonio Alberto Gouvêa Vieira, José Pais Rangel, Gil de Methodio Maranhão Neto, José Carlos Cauduro Minuzzo e Luiz Eduardo Simões Viana, e por mim, José Moacir Schmidt, secretário. Florianópolis/SC, 23 de maio de 2007.

José Moacir Schmidt
Secretário

JUNTA COMERCIAL DO ESTADO DE SANTA CATARINA
CERTIFICO O REGISTRO EM 05/06/2007
SOB Nº 20071602230
Protocolo: 07/60023-0
Empresa: 42 3 0002439 4

FABIANA EVELING DE FREITAS
SECRETÁRIA GERAL

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Estatuto Social da Companhia

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia

SUEZ

ESTATUTO SOCIAL

Alterado e consolidado na 21ª AGE, de 28.03.2008

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia
SUEZ

CAPÍTULO I
Da Denominação, Organização, Sede, Duração e Objeto

Art. 1.º - A TRACTEBEL ENERGIA S.A. é uma sociedade anônima que se rege pelo presente Estatuto, pela Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976 ("Lei das Sociedades por Ações") e pelas demais Leis e Regulamentos que lhe forem aplicáveis.

Parágrafo único – A Companhia, seus acionistas, administradores e membros do Conselho Fiscal estão sujeitos às disposições do Regulamento de Listagem do Novo Mercado da Bolsa de Valores de São Paulo – BOVESPA ("Novo Mercado").

Art. 2.º - A Companhia tem sede e foro na cidade de Florianópolis, Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, 366, Centro, podendo criar sucursais, filiais, agências e escritórios no País e no exterior.

Art. 3.º - A Companhia tem prazo de duração indeterminado.

Art. 4.º - A Companhia tem por objeto social:

I - realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas produtoras de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades;

II - participar de pesquisas de interesse do setor energético, ligadas à geração e distribuição de energia elétrica, bem como de estudos de aproveitamento de reservatório para fins múltiplos;

III - contribuir para a formação de pessoal técnico necessário ao setor de energia elétrica, bem como para a preparação de operários qualificados, através de cursos especializados;

IV - participar de entidades destinadas à coordenação operacional de sistemas elétricos interligados;

V - participar de associações ou organizações de caráter técnico, científico e empresarial de âmbito regional, nacional ou internacional, de interesse para o setor de energia elétrica;

VI - colaborar para a preservação do meio ambiente no exercício de suas atividades;

VII - colaborar com os programas relacionados com a promoção e incentivo à indústria nacional de materiais e equipamentos destinados ao setor de energia elétrica, bem como para sua normalização técnica, padronização e controle de qualidade; e

VIII - participar, como sócio, quotista ou acionista, de outras sociedades no setor de energia.

Tractebel Energia
SUEZ

CAPÍTULO II
Do Capital e das Ações

Art. 5º - O Capital Social subscrito da Companhia é de R$ 2.445.766.091.90 (dois bilhões, quatrocentos e quarenta e cinco milhões, setecentos e sessenta e seis mil, noventa e um reais e noventa centavos) dividido em 652.742.192 (seiscentas e cinqüenta e duas milhões, setecentas e quarenta e duas mil, cento e noventa e duas) ações, todas ordinárias, nominativas e sem valor nominal.

§ 1º - As ações de emissão da Companhia poderão ser mantidas em contas de depósito em nome dos respectivos titulares, sob o regime escritural, sem emissão de certificados, em instituição financeira designada pelo Conselho de Administração.

§ 2º - Sempre que houver transferência de propriedade de ações, a instituição financeira depositária poderá cobrar, do acionista alienante, o custo concernente ao serviço de tal transferência, observados os limites máximos fixados pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM.

§ 3º - É vedado à Companhia emitir ações preferenciais ou partes beneficiárias.

Art. 6.º - A Companhia poderá emitir debêntures simples ou conversíveis em ações.

Art. 7.º - Os aumentos de capital da Companhia serão realizados mediante subscrição pública ou particular de ações, por conversão de debêntures ou incorporação de reservas, capitalizando-se os recursos através das modalidades admitidas em lei, e a integralização das ações obedecerá às normas e condições estabelecidas pelo seu Conselho de Administração.

Parágrafo único - O acionista que não fizer o pagamento de acordo com as normas e condições a que se refere o presente artigo, ficará, de pleno direito, constituído em mora, aplicando-se atualização monetária, juros de 12% (doze por cento) ao ano e multa de 10% (dez por cento) sobre o valor da prestação vencida.

Art. 8º - A Companhia está autorizada a, por deliberação do Conselho de Administração, independentemente de reforma estatutária, aumentar o seu capital social até o limite de R$ 5.000.000.000,00 (cinco bilhões de reais).

§ 1.º - Além das outras condições referentes à emissão de novas ações, caberá ao Conselho de Administração determinar o preço de emissão e o prazo de integralização das ações subscritas.

§ 2º - O Conselho de Administração poderá aprovar a emissão de novas ações sem direito de preferência para os antigos acionistas se a colocação for feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta pública de aquisição de controle.

Art. 9.º - A Companhia poderá emitir títulos unitários ou múltiplos de ações. Os grupamentos ou desdobramentos serão feitos a pedido do acionista correndo por sua conta as despesas com a substituição dos títulos.

Parágrafo único - Os serviços de conversão, transferência e desdobramento de ações poderão ser transitoriamente suspensos, observadas as normas e limitações estabelecidas na legislação em vigor.

CAPÍTULO III
Das Assembléias Gerais

Art. 10 - A Assembléia Geral Ordinária realizar-se-á dentro dos 4 (quatro) primeiros meses seguintes ao término do exercício social, em dia e hora previamente fixados, para:

I - tomar as contas dos administradores, examinar, discutir e votar as demonstrações financeiras;

II - deliberar sobre a destinação do Lucro Líquido do exercício e a distribuição de dividendos; e

III - eleger os membros do Conselho Fiscal e, quando for o caso, os membros do Conselho de Administração.

Art. 11 - A Assembléia Geral reunir-se-á extraordinariamente, sempre que necessário, observadas, em sua convocação, instalação e deliberações, as prescrições legais e estatutárias pertinentes.

Art. 12 - A mesa que dirigirá os trabalhos da Assembléia Geral será constituída pelo Presidente do Conselho de Administração ou, na sua ausência ou impedimento, por quem a assembléia escolher, e por um secretário, escolhido dentre os presentes.

Art. 13 - O Edital de Convocação poderá condicionar a presença do acionista na Assembléia Geral ao cumprimento dos requisitos previstos em lei, devendo, para tanto, apresentar documento que comprove sua qualidade de acionista, podendo o depósito de tais documentos ser exigido com 72 (setenta e duas) horas de antecedência do dia marcado para a realização da Assembléia.

Parágrafo único - Além das matérias que são de sua competência previstas em lei e no presente Estatuto, competirá também à Assembléia Geral Extraordinária aprovar:

I - a saída do Novo Mercado;

II - a escolha da instituição ou empresa especializada responsável pela determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII deste Estatuto, dentre as empresas apontadas pelo Conselho de Administração; e

III – planos para outorga de opção de compra de ações a administradores e empregados da Companhia e de outras sociedades que sejam controladas direta ou indiretamente pela Companhia, sem direito de preferência dos acionistas.

CAPÍTULO IV
Da Administração

Art. 14 - A Companhia será administrada por um Conselho de Administração e uma Diretoria Executiva.

Art. 15 - A Assembléia Geral fixará a remuneração dos administradores. Se a remuneração for estabelecida de forma global, o Conselho de Administração deverá deliberar sobre o seu rateio entre os seus membros e os Diretores.

CAPÍTULO V
Do Conselho de Administração

Art. 16 - O Conselho de Administração será composto de no mínimo 5 (cinco) e no máximo 9 (nove) membros efetivos e igual número de suplentes, sendo, dentre os titulares, um o Presidente do Conselho e outro o Vice-Presidente, escolhidos pelos acionistas, na forma da lei, com mandato unificado de 2 (dois) anos, permitida a reeleição.

§ 1º - Um dos membros do Conselho de Administração, e seu respectivo suplente, serão eleitos pelos empregados em votação direta organizada pela Companhia, devendo os nomes serem homologados pelos acionistas em Assembléia Geral.

§ 2º - Em ocorrendo a vacância no Conselho de Administração, o substituto será o respectivo conselheiro suplente. Em ocorrendo a vacância do conselheiro titular e de seu suplente, o substituto será nomeado pelos Conselheiros remanescentes e servirá até a próxima Assembléia Geral. No caso de ocorrer vacância na maioria dos cargos, a Assembléia Geral será convocada para proceder à nova eleição.

§ 3º - Os membros do Conselho de Administração, e seus respectivos suplentes, serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas do Conselho de Administração, bem como do Termo de Anuência dos Administradores previsto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

§ 4º - Nos termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, no mínimo 20% (vinte por cento) dos membros do Conselho de Administração, e seus respectivos suplentes, deverão ser conselheiros independentes. A qualificação como conselheiro independente deverá ser declarada na ata da assembléia geral que os eleger.

Art. 17 - O Conselho de Administração reunir-se-á, de ordinário, trimestralmente e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia exigir, mediante convocação na forma deste Estatuto.

Art. 18 - As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas pelo seu Presidente ou por membros que representem, no mínimo, 1/3 (um terço) dos seus membros, ficando dispensada a convocação na hipótese de comparecerem todos os membros. O Conselho de

Administração deliberará por maioria de votos, cabendo ao seu Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Art. 19 - O Conselho de Administração terá as seguintes atribuições:

I - fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;

II - eleger e destituir os Diretores e fixar-lhes as atribuições, observado o disposto neste Estatuto;

III - fiscalizar a gestão dos Diretores;

IV - estabelecer limites e alçadas para a representação da Companhia por procuradores;

V - convocar a Assembléia Geral;

VI - manifestar-se sobre o relatório da Administração e as contas da Diretoria;

VII - aprovar o valor global do orçamento anual da Companhia;

VIII - aprovar a celebração de contratos e a assunção de obrigações, e seus aditivos, de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais), observado o disposto no parágrafo único deste artigo;

IX – propor à Assembléia Geral a emissão de debêntures cujas condições não se enquadrem no âmbito de sua competência originária;

X - deliberar sobre a emissão de debêntures simples, não conversíveis em ações e sem garantia real e sobre as condições que, na forma da lei, lhe forem delegadas pela Assembléia Geral;

XI - aprovar a concessão de garantia ou aval a terceiros;

XII - aprovar a alienação ou oneração de bens do ativo permanente da Companhia de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

XIII - deliberar sobre a aquisição e a alienação de ações de emissão da Companhia, fixando-lhes preço e condições;

XIV - deliberar sobre a emissão de novas ações, o preço de emissão e as demais condições de tais emissões, observado o que dispuser este Estatuto;

XV - declarar, nos casos previstos neste Estatuto, dividendos intercalares à conta de lucro apurado em balanço semestral ou, em períodos menores, dividendos intermediários à conta de lucros acumulados ou de reserva de lucros, bem como o crédito ou pagamento de juros sobre o capital próprio;

XVI - deliberar sobre a emissão de notas promissórias comerciais (commercial papers), bem como a emissão de bônus de subscrição;

XVII – definir lista tríplice de empresas especializadas para determinação do valor econômico da Companhia para fins das ofertas públicas previstas nos Capítulos XI e XII deste Estatuto;

XVIII - escolher e destituir os auditores independentes;

XIX - aprovar o Regulamento Interno da Companhia; e

XX - deliberar sobre os casos omissos no Estatuto.

Parágrafo único – Aos contratos referentes à Comercialização de Energia Elétrica, aquisição de combustíveis para a produção de energia elétrica e aos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão e de Distribuição (CUST e CUSD), não se aplica o limite estabelecido no inciso VIII deste artigo, devendo a contratação de tais atividades observar os limites de aprovação a seguir definidos, com posterior comunicação ao Conselho de Administração:

I para Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica:

a) até 20MWmédios por mês, limitado a 1.000GWh na duração total do contrato, aprovação por dois diretores da Tractebel Energia;

b) acima de 20MWmédios por mês e até 150MWmédios por mês, limitado a 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e

c) acima de 150MW médios por mês ou acima de 7.500GWh na duração total do contrato, aprovação pelo Conselho de Administração;

II – para Contratos de Exportação de Energia, CUST e CUSD, e atos subseqüentes, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia; e

III – para aquisição de carvão mineral, CE-4500, até 100.000 toneladas por mês, ou valor financeiro equivalente para aquisição de outros tipos de combustíveis, aprovação pelo Diretor Presidente em conjunto com outro diretor da Tractebel Energia. Para as aquisições cujos valores financeiros excederem o valor fixado neste inciso, a aprovação será do Conselho de Administração.

Art. 20 - Nas suas ausências ou impedimentos, o Presidente do Conselho será substituído pelo seu suplente e, na ausência deste, pelo Vice-Presidente.

Tractebel Energia
GDF SUEZ

CAPÍTULO VI
Da Diretoria Executiva

Art. 21 - A Diretoria Executiva da Companhia será composta de 7 (sete) membros eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição.

§ 1º – As atribuições e poderes dos membros da Diretoria Executiva serão fixados pelo Conselho de Administração, o qual deverá, obrigatoriamente, designar um Diretor Presidente e um Diretor de Relações com Investidores.

§ 2º - Os membros da Diretoria Executiva serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões da Diretoria Executiva, bem como do Termo de Anuência dos Administradores previsto no Regulamento de listagem do Novo Mercado.

Art. 22 - A Diretoria reunir-se-á, de ordinário, pelo menos uma vez por mês e, extraordinariamente, sempre que o interesse da Companhia o exigir, mediante convocação na forma deste Estatuto.

Art. 23 - As reuniões da Diretoria Executiva serão convocadas pelo Diretor Presidente ou por 2 (dois) Diretores, ficando dispensada a convocação na hipótese de comparecerem todos os seus membros. A Diretoria Executiva deliberará por maioria de votos, cabendo ao Diretor Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Art. 24 - Compete à Diretoria Executiva a direção geral e a representação da Companhia, observado este Estatuto e as diretrizes e atribuições fixadas pelo Conselho de Administração.

§ 1º - No exercício de suas atribuições, cabe à Diretoria Executiva:

I - elaborar as demonstrações financeiras e o relatório da administração, quando for o caso;

II - elaborar o Regulamento Interno da Companhia e submetê-lo à aprovação do Conselho de Administração;

III - elaborar o orçamento anual da Companhia; e

IV - aprovar qualquer revisão do orçamento anual aprovado, observado o valor global aprovado pelo Conselho de Administração.

§ 2º – Ao Diretor-Presidente compete, privativamente:

I – Presidir as reuniões da Diretoria;

II – coordenar e orientar as atividades de todos os demais diretores, nas suas respectivas áreas de competência;

III – atribuir, a qualquer dos diretores, atividades e tarefas especiais, independentemente daquelas que lhes couber ordinariamente; e

IV – zelar pela execução das deliberações do Conselho de Administração e da Diretoria.

Art. 25 - No caso de impedimento temporário, licença ou férias de qualquer Diretor, a Diretoria indicará um Diretor para acumular as suas funções.

Art. 26 - No caso de vacância, a Diretoria designará um Diretor para acumular as funções do cargo vago, até a realização da primeira reunião do Conselho de Administração, quando será preenchido o cargo, pelo prazo que restava ao Diretor substituído.

Art. 27 - A Companhia ficará obrigada pela assinatura conjunta de dois Diretores, observado, no entanto, o disposto nos §§ seguintes.

§ 1.º - Os Diretores poderão nomear procuradores para representarem a Companhia, agindo sempre em conjunto com um diretor ou outro procurador com bastante poderes ou, ainda, agindo isoladamente.

§ 2.º - As procurações da Companhia deverão ser outorgadas por 2 (dois) Diretores e deverão especificar os poderes outorgados e o prazo de duração do mandato, ressalvadas as procurações para representação da Companhia em processos administrativos e judiciais, que poderão ter prazo indeterminado.

CAPÍTULO VII
Do Comitê Estratégico

Art. 28 - A Companhia poderá ter um comitê estratégico, que será um órgão consultivo da administração, com funções de opinar e aconselhar o Conselho de Administração e a Diretoria nos assuntos que lhe sejam submetidos. O Comitê Estratégico será composto de até 7 (sete) membros, acionistas ou não, residentes no País ou não, podendo ser administradores, eleitos pelo Conselho de Administração, que fixará a remuneração de seus membros, e seu funcionamento será regido pelo Regulamento Interno da Companhia.

CAPÍTULO VIII
Do Conselho Fiscal

Art. 29 - O Conselho Fiscal não terá funcionamento permanente, instalando-se somente a pedido dos acionistas, na forma da lei, sendo constituído de 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e igual número de suplentes, com mandato de 1 (um) ano, podendo ser reeleitos. A Assembléia Geral que vier a eleger o Conselho Fiscal, caberá fixar a respectiva remuneração, observado o mínimo legal.

Parágrafo único - Os membros do Conselho Fiscal serão investidos nos respectivos cargos mediante assinatura de termo de posse, lavrado no livro de atas das reuniões do Conselho Fiscal, bem como do Termo de Anuência dos Membros do Conselho Fiscal previsto no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

CAPÍTULO IX
Do Exercício Social e Demonstrações Financeiras

Art. 30 - O exercício social encerrar-se-á a 31 de dezembro de cada ano e obedecerá, quanto às demonstrações financeiras, o Regulamento de Listagem do Novo Mercado e as disposições legais aplicáveis.

§ 1º - Em cada exercício será obrigatória a distribuição de um dividendo não inferior a 30% (trinta por cento) do lucro líquido, ajustado nos termos da lei, devendo a destinação do resultado integral do exercício ser submetida à deliberação da Assembléia Geral.

§ 2º - A Companhia levantará balanço semestral podendo, o Conselho de Administração, declarar dividendos intercalares com base no mesmo.

§ 3º - A Companhia poderá levantar balanço e distribuir dividendos intercalares em períodos menores, desde que o total dos dividendos pagos em cada semestre do exercício social não exceda o montante das reservas de capital de que trata o §1.º do artigo 182 da Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

§ 4º - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros existentes no último balanço anual ou semestral.

§ 5º - A Companhia, mediante deliberação do Conselho de Administração, poderá creditar ou pagar aos acionistas juros remuneratórios sobre o capital próprio, observando, para tanto, a legislação aplicável. As importâncias pagas ou creditadas pela Companhia a título de juros sobre o capital próprio poderão ser imputadas, nos termos da legislação aplicável, ao valor dos dividendos obrigatórios.

Art. 31 - Prescreve em 3 (três) anos a ação para pleitear dividendos, os quais, não reclamados oportunamente, reverterão em benefício da Companhia.

CAPÍTULO X
Da Alienação de Controle

Art. 32 - A alienação do controle da Companhia para terceiros, tanto por meio de uma única operação, como por meio de operações sucessivas, somente poderá ser contratada, sob a condição, suspensiva ou resolutiva, de que o terceiro adquirente se obrigue a efetivar oferta pública de aquisição das demais ações dos outros acionistas da Companhia, de forma a lhes assegurar tratamento igualitário àquele dado ao acionista controlador alienante, e observando-se as condições e prazos previstos na legislação vigente e no Regulamento de Listagem do Novo Mercado.

Parágrafo único – A oferta pública referida no caput deste artigo será exigida, ainda, quando houver cessão onerosa de direitos de subscrição de ações e de outros títulos ou direitos relativos a valores mobiliários conversíveis em ações, que venha a resultar na alienação do controle da Companhia e, em caso de alienação de controle de sociedade que detenha o poder de controle da Companhia, sendo que, neste caso o acionista controlador alienante ficará obrigado a declarar à Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA o valor atribuído à Companhia nessa alienação e anexar documentação que comprove esse valor.

Art. 33 A oferta pública prevista no caput do artigo 32 também aplicar-se-á caso o adquirente do controle já seja acionista da Companhia, e venha, em razão de contrato particular de compra de ações celebrado com o acionista controlador, envolvendo qualquer quantidade de ações, a adquirir seu controle acionário. Nesta hipótese, o adquirente deverá ressarcir os acionistas de quem tenha comprado ações em bolsa nos 6 (seis) meses anteriores à data de alienação do controle acionário, a quem deverá pagar a diferença entre o preço pago ao acionista controlador alienante e o valor pago em bolsa, por ações da Companhia neste período, devidamente atualizado.

Art. 34 - A Companhia não registrará qualquer transferência de ações:

I - para o(s) acionista(s) que vier(em) a deter o poder de controle, enquanto esse(s) acionista(s) não subscrever(em) o Termo de Anuência dos Controladores ao Regulamento do Novo Mercado, bem como o Termo de Anuência ao Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado; e

II - para o nome de acionista que se tornar titular de 5% ou mais das ações representativas do capital da Companhia enquanto esse acionista não subscrever o Termo de Anuência ao Regulamento da Câmara de Arbitragem do Mercado, dispensada a subscrição do referido termo quando a detenção das ações decorrer de participação do acionista em processo de distribuição pública ou de negociação em bolsa de valores.

Parágrafo único - Da mesma forma, nenhum Acordo de Acionistas que disponha sobre o exercício do poder de controle poderá ser registrado na sede da Companhia sem que os seus signatários tenham subscrito os Termos de Anuência referidos no inciso I.

CAPITULO XI
Do Cancelamento de Registro de Companhia Aberta

Art. 35 – Sem prejuízo das disposições legais e regulamentares, o cancelamento de registro da Companhia como companhia aberta perante a Comissão de Valores Mobiliários – CVM deverá ser precedido de oferta pública de aquisição de ações, que deverá ter como preço, no mínimo, obrigatoriamente, o valor da Companhia e de suas ações que vier a ser determinado em laudo de avaliação por empresa especializada, mediante a utilização do valor econômico das ações como critério de apuração, por meio de metodologia reconhecida ou com base em outro critério que venha a ser definido pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM. A escolha da empresa especializada dar-se-á na forma do artigo 37 deste Estatuto.

Parágrafo único - Obedecidos os demais termos do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, deste Estatuto e da legislação vigente, a oferta pública para cancelamento de registro poderá prever também a permuta por valores mobiliários de outras companhias abertas, a ser aceita a critério do ofertado.

Art. 36 – Quando for informada ao mercado a decisão de se proceder ao cancelamento de registro de companhia aberta, o ofertante deverá divulgar o valor máximo por ação ou lote de mil ações pelo qual formulará a oferta pública.

§ 1º - A oferta pública ficará condicionada a que o valor apurado no laudo de avaliação a que se refere o Artigo 35 não seja superior ao valor divulgado pelo ofertante nos termos do caput deste artigo.

§ 2º - Caso o valor das ações determinado no laudo de avaliação seja superior ao valor informado pelo ofertante, a decisão de se proceder ao cancelamento do registro de companhia aberta ficará revogada, exceto se o ofertante concordar expressamente em formular a oferta pública pelo valor apurado no laudo de avaliação, devendo o ofertante divulgar ao mercado a decisão que tiver adotado.

Art. 37 – O laudo de avaliação deverá ser elaborado por instituição ou empresa especializada, com experiência comprovada e independência quanto ao poder de decisão da Companhia, seus administradores e/ou acionista controlador, bem como satisfazer os demais requisitos legais.

§ 1º – A escolha da instituição ou empresa especializada é de competência privativa da assembléia geral, a partir da apresentação, pelo Conselho de Administração, de lista tríplice, devendo a respectiva deliberação, não se computando os votos em branco, ser tomada por maioria dos votos das ações em circulação presentes na assembléia que, se instalada em primeira convocação deverá contar com a presença de acionistas que representem, no mínimo, 20% (vinte por cento) do total das ações em circulação ou, se instalada em segunda convocação, poderá contar com a presença de qualquer número de acionistas representantes das ações em circulação.

§ 2º – Os custos incorridos com a elaboração do laudo serão arcados pelo ofertante.

CAPÍTULO XII
Da Saída do Novo Mercado

Art. 38 - Caso os acionistas da Companhia reunidos em Assembléia Geral Extraordinária deliberem a saída da Companhia do Novo Mercado para que os valores mobiliários por ela emitidos passem a ter registro para negociação fora do Novo Mercado, ou caso a saída da Companhia do Novo Mercado venha a ocorrer em virtude de reorganização societária, na qual a companhia resultante dessa reorganização societária não seja admitida para negociação no Novo Mercado, o acionista, ou grupo de acionistas que detiver o poder de controle da Companhia, deverá efetivar uma oferta pública de aquisição de ações pertencentes aos demais acionistas, no mínimo, pelo valor econômico das ações apurado em laudo de avaliação, e respeitadas as normas legais e regulamentares aplicáveis.

Parágrafo único – A oferta pública prevista neste artigo observará, no que for cabível, o disposto nos artigos 35, 36 e 37 acima.

CAPÍTULO XIII
Do Juízo Arbitral

Art. 39 - A Companhia, seus acionistas, administradores e os membros do Conselho Fiscal obrigam-se a resolver, por meio de arbitragem, toda e qualquer disputa ou controvérsia que possa surgir entre eles, relacionada ou oriunda, em especial, da aplicação, validade, eficácia, interpretação, violação e seus efeitos, das disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, no Estatuto Social da Companhia, nas normas editadas pelo Conselho Monetário Nacional, pelo Banco Central do Brasil e pela Comissão de Valores Mobiliários, bem como nas demais normas aplicáveis ao funcionamento do mercado de capitais em geral, além daquelas constantes do Regulamento de Listagem do Novo Mercado, do Regulamento de Arbitragem da Câmara de Arbitragem do Mercado e do Contrato de Participação do Novo Mercado.

CAPÍTULO XIV
Das Disposições Gerais

Art. 40 - A participação nos lucros ou resultados, desvinculada da remuneração, poderá ser paga aos empregados, após manifestação da Assembléia Geral Ordinária, em consonância com a legislação pertinente.

Tractebel Energia
SUEZ

Presidência

U.O. Assuntos Jurídicos
Rua Antônio Dib Mussi, 366 – Florianópolis – SC
CEP 88015-110 – Fone (0xx48) 3221-7042
www.tractebelenergia.com.br

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

• Modelo Padrão de Escritura de Emissão

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Escritura Particular da [•]ª Emissão de Debêntures da Tractebel Energia S.A.

Por este instrumento particular, de um lado,

(a) TRACTEBEL ENERGIA S.A., companhia aberta com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antonio Dib Mussi, nº 366, inscrita no CNPJ/MF sob o n.º 02.474.103.0001-19, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("Emissora"), e

(b) [•], com sede na Cidade de [•], Estado de [•], na [•], inscrita no CNPJ/MF sob o n.º [•], neste ato representada na forma de seu Estatuto Social, como agente fiduciário, nomeado nesta Escritura de Emissão (conforme definido abaixo) e nela interveniente ("Agente Fiduciário"), representando a comunhão dos adquirentes das debêntures da [•] emissão de debêntures da Emissora ("Debenturistas"), sendo a Emissora e o Agente Fiduciário doravante denominados "Partes";

vêm por esta e na melhor forma de direito celebrar a presente "Escritura Particular da [•]ª Emissão de Debêntures [tipo] [espécie] *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*, da Tractebel Energia S.A." (respectivamente, "Escritura de Emissão", "Emissão" ou "Oferta" e "Debêntures"), que se regerá pelos termos e condições abaixo dispostos.

1. Autorização

1.1. Esta Escritura de Emissão é celebrada de acordo com a Reunião do Conselho de Administração da Emissora, realizada em [•] de [•] de [•], bem como com uma Reunião do Conselho de Administração a ser realizada posteriormente, para fins de aprovação da taxa final mencionada no item 4.3.3 (individualmente, "RCA" ou, em conjunto, "RCAs").

1.1.2. A Emissão será realizada no âmbito do primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures da Emissora ("Programa de Distribuição"), o qual tem prazo de duração de 2 (dois) anos contados da data do seu arquivamento na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e valor de até R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais). O Programa de Distribuição será arquivado na CVM nos termos da Instrução CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400/03").

2. Requisitos

2.1. Registro na Comissão de Valores Mobiliários, ANBID e Outros.

2.1.1. A oferta pública das Debêntures será registrada (i) na CVM, na forma prevista na Lei nº 6.385, de 07 de dezembro de 1976, na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, devidamente consolidada ("Lei das Sociedades por Ações"), na Instrução CVM 400/03 e demais disposições legais e regulamentares pertinentes, e (ii) na Associação Nacional dos Bancos de Investimento – ANBID ("ANBID"), no prazo máximo de 15 (quinze) dias a contar da data da concessão do respectivo registro pela CVM, nos termos do Artigo 21 do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Distribuição e Aquisição de Valores Mobiliários, de 22 de setembro de 2005 ("Código ANBID").

[**2.1.2.** As Debêntures serão admitidas à negociação (i) na CETIP – Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"), por meio do Sistema de Distribuição de Títulos e do Sistema Nacional de Debêntures ("SND") administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro - ANDIMA ("ANDIMA") e operacionalizado pela CETIP, sendo que a liquidação financeira da negociação e da distribuição das Debêntures, bem como sua custódia, serão processadas na CETIP; e (ii) para distribuição no mercado primário e negociação no mercado secundário no Sistema Bovespa Fix ("BOVESPAFIX"), administrado e operacionalizado pela Bolsa de Valores de São Paulo ("Bovespa"), sendo a integralização das Debêntures liquidada na Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC"), assim como os negócios liquidados e as Debêntures custodiadas na CBLC.]

2.2. Arquivamento e Publicação das Atas das RCAs

2.2.1. A ata da RCA que aprovou a Emissão será devidamente arquivada na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina ("JUCESC") e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais "Diário Catarinense" e "Valor Econômico", edição nacional, nos termos do inciso I, do artigo 62, da Lei das Sociedades por Ações.

2.2.2. A ata da RCA que aprovará a taxa final será devidamente arquivada na JUCESC e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina, bem como nos jornais [•], nos termos do inciso I, do artigo 62, da Lei das Sociedades por Ações.

2.3. Inscrição da Escritura de Emissão

2.3.1. Esta Escritura de Emissão e eventuais aditamentos serão inscritos na JUCESC, de acordo com o disposto no inciso II, do artigo 62, da Lei das Sociedades por Ações.

3. Das Características da Emissão

As Debêntures desta Emissão terão as seguintes características e condições:

3.1. Valor Total e Número da Emissão

O valor total da Emissão é de R$ [•] ([•] reais), na Data de Emissão, conforme definida no item 3.8 abaixo, observado que tal montante pode ser aumentado em virtude do exercício da Opção de Debêntures Adicionais e da Opção de Debêntures do Lote Suplementar, conforme definidas nos itens 3.3.1 e 3.3.2 desta Escritura de Emissão. A Emissão é a [•] emissão de debêntures da Emissora. *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.2. Valor Nominal Unitário

O valor nominal unitário das Debêntures será de R$ [•] ([•] reais) na Data de Emissão ("Valor Nominal Unitário").

3.3. Quantidade de Debêntures e Número de Séries

Serão emitidas [•] Debêntures. A Emissão será realizada em [•] séries, sendo que o número de Debêntures a ser alocado em cada série será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures conforme apurado em procedimento de *bookbuilding* ("Procedimento de *Bookbuilding*").

3.3.1. [A quantidade de Debêntures poderá ser aumentada, exclusivamente na data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, a critério da Emissora, em até [•] com relação à quantidade originalmente oferecida ("Debêntures Adicionais"), nos termos do artigo 14, parágrafo 2º, da Instrução CVM 400/03 ("Opção de Debêntures Adicionais")]. *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.3.2. [A Emissora concederá aos Coordenadores uma opção para distribuição de um lote adicional de até 15% (quinze por cento) com relação à quantidade de debêntures originalmente oferecida ("Debêntures do Lote Suplementar"), a ser exercida pelos Coordenadores, após consulta e concordância prévia da Emissora, na data da conclusão do Procedimento de *Bookbuilding*, exclusivamente para atender a excesso de demanda que vier a ser constatado pelos Coordenadores no Procedimento de *Bookbuilding* para apuração de taxa final, nas mesmas condições e preço das Debêntures inicialmente ofertadas, nos termos do artigo 24 da Instrução CVM 400/03 ("Opção de Lote Suplementar")]. *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.3.3. A Emissora obriga-se a tomar todas as medidas necessárias para a emissão de Debêntures Adicionais e Debêntures do Lote Suplementar, caso as respectivas opções sejam exercidas.

3.4. Forma

As Debêntures terão a forma escritural, nominativa, sem a emissão de certificados representativos de debêntures. Para todos os fins de direito, a titularidade das Debêntures será comprovada pelo extrato da conta de depósito emitido pelo Banco Mandatário e Escriturador (conforme definido abaixo). Adicionalmente, será reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures o "Relatório de Posição de Ativos", expedido pelo SND, acompanhado de extrato em nome do Debenturista, emitido pela instituição financeira responsável pela custódia das Debêntures quando depositadas no SND. Para as Debêntures depositadas na CBLC, será emitido, pela CBLC, extrato de custódia, em nome do Debenturista, que será igualmente reconhecido como comprovante de titularidade das Debêntures.

3.5. Conversibilidade

As Debêntures não serão conversíveis em ações.

3.6. Espécie

As Debêntures são da espécie [•].

3.7. Limite de Emissão

A Emissão atende aos limites previstos no *caput* do artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, uma vez que o capital social integralizado da Emissora nesta data é de R$ [•] ([•] reais).

3.8. Data de Emissão

Para todos os efeitos legais, a data de emissão das Debêntures será [•] ("Data de Emissão").

3.9. Local de Pagamento

Observado o previsto no item 3.12 desta Escritura de Emissão, os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados pela Emissora no dia de seu respectivo vencimento por intermédio [da CETIP e da CBLC, conforme as Debêntures estejam custodiadas na CETIP ou na CBLC, ou por meio do Banco Mandatário e Escriturador das Debêntures para os titulares das Debêntures que não estejam depositadas em custódia vinculada à Bovespa Fix e ao SND]. *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.9.1. Imunidade dos Debenturistas

Caso qualquer titular de Debênture goze de algum tipo de imunidade ou isenção tributária, este deverá encaminhar ao Banco Mandatário e Escriturador, no prazo mínimo de [•] dias antes da data prevista para recebimento de valores relativos às Debêntures, documentação comprobatória dessa imunidade ou isenção tributária, sob pena de ter descontados dos seus rendimentos os valores devidos nos termos da legislação tributária em vigor.

3.10. Prorrogação dos Prazos

Considerar-se-ão automaticamente prorrogados até o primeiro dia útil subseqüente, sem acréscimo de juros ou de qualquer outro encargo moratório aos valores a serem pagos, os prazos para pagamento de qualquer obrigação prevista ou decorrente da presente Escritura de Emissão, quando a data de tais pagamentos coincidir com dia em que não haja expediente comercial ou bancário na cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados através da CETIP ou CBLC, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com sábado, domingo ou feriado nacional.

3.11. Encargos Moratórios

Ocorrendo atraso imputável à Emissora no pagamento de qualquer quantia devida aos titulares das Debêntures, os débitos em atraso, independente de qualquer aviso, notificação ou interpelação judicial ou extrajudicial, ficarão sujeitos à multa moratória de 2% (dois por cento) e juros de mora *pro rata temporis* de 1% (um por cento) ao mês, ambos incidentes sobre os valores em atraso devidamente acrescidos do Rendimento das Debêntures (conforme definido no item 4.4. desta Escritura de Emissão) desde a data de inadimplemento até a data do seu efetivo pagamento.

3.12. Mora do Debenturista

Sem prejuízo do disposto no item 3.11., o não comparecimento do Debenturista para receber o valor correspondente a quaisquer das obrigações pecuniárias da Emissora nas datas previstas nesta Escritura de Emissão, ou em comunicado publicado pela Emissora, não lhe dará direito ao recebimento de qualquer rendimento, acréscimos ou encargos moratórios no período relativo ao atraso no recebimento, assegurados, todavia, os direitos adquiridos até a data do seu respectivo vencimento.

3.13. Publicidade

Todos os atos e decisões que vierem, de qualquer forma, a envolver os interesses dos Debenturistas serão obrigatoriamente comunicados, na forma de avisos, nos jornais [•].

3.14. Destinação dos Recursos

Os recursos obtidos por meio da emissão das Debêntures serão destinados a [•], conforme descrito no Suplemento Definitivo de Emissão ("Suplemento Definitivo").

3.15. Indisponibilidade ou Extinção das Taxas de Rendimento

3.15.1. No caso de extinção, indisponibilidade temporária ou ausência de apuração de quaisquer das taxas de rendimento conforme definido abaixo ("Taxa de Rendimento" ou em conjunto, "Taxas de Rendimento") por mais de [•] dias úteis após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou, ainda, no caso de sua extinção ou impossibilidade de sua aplicação por imposição legal ou determinação judicial, o Agente Fiduciário deverá convocar a Assembléia Geral de Debenturistas ("AGD"), no prazo máximo de [•] dias após o término do acima referido prazo de [•] dias, para definir, de comum acordo com a Emissora, observada a regulamentação aplicável, o novo parâmetro a ser aplicado ("Taxa Substitutiva"). Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor de quaisquer obrigações previstas nesta Escritura, a mesma taxa diária produzida pela última Taxa de Rendimento até a data da deliberação da AGD.

3.15.2. Caso a Taxa de Rendimento venha a ser divulgada antes da realização da AGD, a referida AGD não será mais realizada, e a Taxa de Rendimento, a partir de sua divulgação, passará novamente a ser utilizada para o cálculo dos juros remuneratórios das Debêntures.

3.15.3. Caso não haja acordo na AGD sobre a Taxa Substitutiva entre a Emissora e Debenturistas representando, no mínimo, [•] do total das Debêntures em Circulação, a Emissora optará, a seu exclusivo critério, por umas das alternativas a seguir estabelecidas, obrigando-se a Emissora a comunicar por escrito ao Agente Fiduciário, no prazo de [•] dias corridos contados a partir da data da realização da respectiva AGD, qual a alternativa escolhida:

(i) a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, com seu conseqüente cancelamento, no prazo de [•] dias corridos contados da data da realização da respectiva AGD ou na Data de Vencimento, o que ocorrer primeiro, pelo Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do rendimento respectivo das Debêntures devido até a data do efetivo resgate, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última data de pagamento de rendimento, conforme o caso. A Taxa de Rendimento a ser utilizado para cálculo do rendimento das Debêntures nesta situação será a última Taxa de Rendimento disponível, conforme o caso; ou

(ii) a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, com seu consequente cancelamento, em cronograma a ser estipulado pela Emissora, o qual não excederá a Data de Vencimento. Nesta alternativa, caso a Emissora pretenda realizar o resgate das Debêntures em mais de uma data, o resgate deverá ser realizado mediante sorteio, nos termos do parágrafo 1º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações. Durante o cronograma estipulado pela Emissora para resgate das Debêntures e até o resgate integral das Debêntures será utilizada outra remuneração, que será definida pelos debenturistas e apresentada à Emissora na AGD a que se refere este item. Caso a Emissora opte por esta alternativa, aqueles titulares de Debêntures que não concordarem com o cronograma proposta pela Emissora terão a faculdade de vender as suas Debêntures, e a Emissora terá a obrigação de adquirir tais Debêntures.

[**3.15.4.** O disposto neste item 3.15 só se aplicará às Debêntures da respectiva série cuja Taxa de Rendimento se tornar indisponível ou extinta, não afetando as Debêntures das demais séries.] *[essa redação varia de acordo com as características de cada oferta que venha a ser realizada no âmbito do Programa de Distribuição]*

3.16. Aquisição Facultativa

3.16.1. A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures de quaisquer das séries em circulação, por preço não superior ao Valor Nominal Unitário das Debêntures, acrescido do rendimento, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da data de pagamento do Rendimento imediatamente anterior, conforme o caso, até a data da efetiva aquisição, observado o disposto no parágrafo 2º do artigo 55 da Lei das Sociedades por Ações.

3.17. As Debêntures objeto desse procedimento poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora ou ser colocadas no mercado.

3.18. Repactuação

[•]

3.19. Resgate Antecipado Facultativo

[•]

3.20. Colocação e Procedimento de Distribuição

3.20.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública ("Oferta"), sob regime de [•] para a totalidade das Debêntures, com a intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários. Não existirão reservas antecipadas, nem fixação de lotes mínimos ou máximos, sendo que as instituições intermediárias da Emissão, com expressa e prévia anuência da Emissora, organizarão plano de distribuição, tendo como público alvo pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos de investimento, fundos de pensão, administradores de recursos de terceiros, instituições autorizadas a funcionar pelo Banco Central do Brasil, seguradoras, entidades de previdência complementar e de capitalização e outros investidores considerados institucionais ou qualificados, levando em conta o perfil de risco dos seus clientes e a adequação às Debêntures, assegurando também que o tratamento conferido seja justo e eqüitativo. A Oferta será efetivada de acordo com o resultado do Procedimento de *Bookbuilding* (conforme definido abaixo).

3.20.2 Será adotado o Procedimento de *Bookbuilding*, organizado pela instituição líder da Oferta ("Coordenador Líder"), por meio da coleta de intenções de investimento, nos termos dos parágrafos 1º e 2º do artigo 23 e do artigo 44 da Instrução CVM n.º 400/03, sem recebimento de reservas, sem lotes mínimos ou máximos, para (em conjunto, "Procedimento de *Bookbuilding*"):

I. a definição da quantidade de Debêntures; e

II. a definição da Remuneração das Debêntures.

O resultado do Procedimento de *Bookbuilding* será ratificado pelo Conselho de Administração da Emissora e será divulgado nos termos do parágrafo 2º do artigo 23 da Instrução CVM n.º 400/03).

3.20.3. A distribuição pública das Debêntures somente terá início após a concessão do registro da Emissão pela CVM, a publicação do Anúncio de Início e a disponibilização para os investidores do prospecto definitivo ("Prospecto") e do suplemento definitivo do Programa de Debêntures e do suplemento definitivo da Emissão (em conjunto os "Suplementos"), nos termos da Instrução CVM nº 400/03.

3.21. Banco Mandatário e Escriturador

O será o [•] banco mandatário e escriturador da Emissora perante as entidades administradoras de mercado secundário para negociação das Debêntures e também a instituição responsável pela escrituração das Debêntures ("Banco Mandatário e Escriturador").

3.22. Forma de Subscrição e Prazo de Integralização

3.22.1 As Debêntures serão subscritas pelo seu Valor Nominal Unitário acrescido do rendimento, sendo o rendimento calculado *pro rata temporis* desde a Data de Emissão, inclusive, até a data da efetiva integralização, exclusive.

3.22.2 As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional, segundo os critérios de liquidação financeira da CETIP e/ou CBLC.

3.23. Fundo de Manutenção de Liquidez e Estabilização

Não será constituído fundo de manutenção de liquidez ou firmado contrato de garantia de liquidez ou estabilização de preço para as Debêntures.

4. Características das Debêntures

4.1. Quantidade

O número de Debêntures será definido de acordo com a demanda pelas Debêntures nos diferentes índices de remuneração, conforme apurado pelo Procedimento de *Bookbuilding*.

4.2. Prazo e Data de Vencimento

O prazo de vencimento das Debêntures será de [•] anos contados da Data de Emissão, vencendo-se, portanto, em [•].

4.4. Rendimento

A partir da Data de Emissão, as Debêntures farão jus ao seguinte rendimento: [•]

4.4.1. Atualização

As Debêntures terão o seu Valor Nominal Unitário atualizado pelo [•].

4.4.3. Remuneração

As Debêntures renderão juros correspondentes a [•].

5. Do Vencimento Antecipado

5.1. Observadas as disposições dos itens 5.2 e 5.4 abaixo, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações constantes desta Escritura de Emissão e exigir o imediato pagamento pela Emissora do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido do Rendimento, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da última data de pagamento de rendimento das Debêntures, conforme o caso, até a data do seu efetivo pagamento, na ocorrência das seguintes hipóteses:

(a) pedido de auto-falência ou de falência não elidido no prazo legal, decretação de falência, pedido de recuperação judicial ou extrajudicial, ou qualquer procedimento análogo que venha a ser criado por lei, da Emissora;

(b) falta de pagamento, pela Emissora, de quaisquer valores devidos aos titulares de Debêntures nas respectivas datas de vencimento, não sanada em [•] dias corridos contados da respectiva data de vencimento;

(c) liquidação, dissolução ou extinção da Emissora;

(d) não cumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação não pecuniária prevista nesta Escritura de Emissão, não sanada no prazo de [•] dias corridos contados do aviso por escrito que lhe for enviado pelo Agente Fiduciário;

(e) protesto de títulos no valor unitário ou agregado, de, no mínimo, R$ [•] ([•] reais), por cujo pagamento a Emissora seja responsável, ainda que na condição de garantidora, não sanado no prazo de 5 (cinco) dias corridos;

(f) vencimento antecipado de qualquer dívida financeira da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ [•] ([•] reais);

(g) inadimplemento, em sua respectiva data de vencimento ou após decorrido qualquer prazo de cura ali previsto, no pagamento de qualquer dívida da Emissora no montante individual ou agregado, de, no mínimo, R$ [•] ([•] reais);

(h) cisão, fusão ou ainda, incorporação da Emissora por outra companhia, salvo se, nos termos do artigo 231 da Lei das Sociedade por Ações, (a) tal alteração societária for aprovada por titulares de Debêntures representando a maioria das Debêntures em circulação ou (b) se for garantido o direito de resgate aos titulares de Debêntures que não concordarem com referida cisão, fusão ou incorporação;

(i) caso o controle acionário da Emissora, de forma direta e/ou indireta, deixe de ser (a) da Suez S.A, sociedade anônima, organizada e existente de acordo com as Leis da França, com sede em Paris, França, ou (b) de outra sociedade que venha a sucedê-la a qualquer título no âmbito de processo de fusão ou reestruturação societária entre a Suez S.A. e outras empresas atuantes no mercado de atuação da Suez S.A., desde que tal processo de fusão ou reestruturação societária não acarrete no rebaixamento do *rating* atribuído às Debêntures à época;

(j) no caso de alienação, inoperância ou paralisação prolongada ou qualquer outra forma de disposição, pela Emissora, de ativos permanentes que representem, de forma individual ou agregada, [•]% ([•] por cento) da capacidade de geração de energia elétrica da Emissora, tomando-se por base a capacidade instalada da Emissora na Data de Emissão e que comprovadamente afete a capacidade econômico-financeira da Emissora;

(k) intervenção ou perda da concessão/autorização da Emissora, conforme o caso, para explorar atividades relacionadas à geração de energia;

(l) transformação da Emissora em sociedade limitada, nos termos do artigo 220 a 222 da Lei das Sociedades por Ações;

(m) redução do capital social da Emissora, exceto se previamente autorizado pelos titulares de Debêntures em AGD, nos termos do parágrafo terceiro, do artigo 174, da Lei das Sociedades por Ações;

(n) pagamento de dividendos, juros sobre capital próprio ou qualquer outra participação no lucro prevista no Estatuto Social da Emissora, ressalvado o pagamento do dividendo mínimo obrigatório previsto no artigo 202 da Lei das Sociedades por Ações, se a Emissora estiver em mora com as suas obrigações pecuniárias referidas nesta Escritura de Emissão;

(o) não observância, pela Emissora, enquanto houver Debêntures em circulação, dos seguintes índices e limites financeiros ("Índices e Limites Financeiros"):

[•]

5.1.2 Apuração dos Índices e Limites Financeiros:

O Agente Fiduciário será o responsável por calcular e controlar os Índices e Limites Financeiros até o [•] dia útil imediatamente seguinte à publicação, pela Emissora, dos demonstrativos financeiros referentes aos trimestres encerrados nos meses de março, junho, setembro e dezembro de cada ano.

5.1.3 No caso da ocorrência do evento indicado na Cláusula 5.1(i) acima, a agência de classificação de risco deverá ser convocada pela Emissora em até [•] dias corridos, contados da data em que ocorrer o evento indicado na Cláusula 6.1(i) para realizar a atualização do rating da Emissão, sob pena de, (i) em não sendo feita a referida convocação; ou (ii) não sendo divulgado o rating atualizado no prazo de 30 (trinta) dias da convocação por ato ou fato imputável à Emissora, o Agente Fiduciário observar os procedimentos descritos no item 6.2 abaixo. A agência de classificação a ser convocada será a Standard & Poor's ou Fitch. Caso as Agências de *rating* cessem suas atividades no Brasil ou, por qualquer motivo, esteja ou seja impedida de emitir o *rating*, a Emissora poderá (i) solicitar atribuição de *rating* à Moody's; ou (ii) convocar Assembléia Geral de Debenturistas para definir a nova agência de classificação de risco para emitir o rating para a finalidade do vencimento antecipado.

5.1.3. Para os fins de que trata essa Escritura de Emissão, "Data de Vencimento Antecipado" será qualquer uma das seguintes datas: (i) na hipótese dos eventos previstos nas alíneas (a), (b) e (c) do item 5.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que ocorrer quaisquer dos eventos ali referidos, quando o vencimento antecipado das Debêntures será declarado automaticamente pelo Agente Fiduciário; e (ii) ocorrendo os demais eventos previstos nas alíneas do item 5.1 acima, a data de vencimento antecipado das Debêntures será a data em que se realizar a AGD de que trata o item 5.2 abaixo, sendo que o Agente Fiduciário deverá comunicar à Emissora do eventual vencimento antecipado das Debêntures no prazo máximo de [•] dias úteis, nos termos da Cláusula Onze abaixo.

5.2 Na ocorrência de quaisquer dos eventos previstos no item 5.1 acima, com exceção dos eventos previstos nas suas alíneas (a), (b) e (c) acima, o Agente Fiduciário deverá convocar, em até 3 (três) dias úteis contados da data em que for constatada ocorrência do referido evento ou do fim do período de cura, conforme o caso, AGD, para deliberar sobre a eventual declaração do vencimento antecipado das Debêntures.

5.3 Após a realização da AGD mencionada no item 5.2 acima, o Agente Fiduciário deverá declarar antecipadamente vencidas todas as obrigações decorrentes das Debêntures, a menos que titulares de Debêntures que representem pelo menos [•] das Debêntures em circulação optem por não declarar o vencimento antecipado das obrigações decorrentes das Debêntures, hipótese na qual não haverá vencimento antecipado das Debêntures.

5.4 Em caso de declaração do vencimento antecipado das Debêntures pelo Agente Fiduciário, a Emissora obriga-se a efetuar o pagamento do Valor Nominal Unitário das Debêntures em circulação, acrescido do rendimento, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão ou da data de pagamento de rendimento imediatamente anterior, conforme o caso, até a data do efetivo pagamento, e de quaisquer outros valores eventualmente devidos pela Emissora nos termos desta Escritura de Emissão, em até [•] dias úteis contados da comunicação por escrito a ser enviada pelo Agente Fiduciário à Emissora, nos termos da Cláusula Onze desta Escritura de Emissão, sob pena de, em não o fazendo, ficar obrigada, ainda, ao pagamento dos encargos moratórios previstos no item 3.11 acima.

5.4.1. As Debêntures objeto do procedimento descrito no item 5.4 serão obrigatoriamente canceladas pela Emissora.

6. Das Obrigações da Emissora

6.1. A Emissora está adicionalmente obrigada a:

(a) fornecer ao Agente Fiduciário:

(i) no prazo de até [•] dias úteis a partir da data do recebimento da respectiva solicitação, qualquer informação que seja solicitada para a defesa dos interesses dos Debenturistas, observada a legislação aplicável e ressalvadas as informações de natureza estratégica e/ou confidencial para a Emissora;

(ii) dentro de no máximo [•] dias após o término de cada exercício social, ou dentro no máximo de [•] dias após o término de cada trimestre social, ou nas datas de suas divulgações, o que ocorrer primeiro, cópia de suas demonstrações financeiras completas relativas ao respectivo exercício ou cópia de suas informações trimestrais relativas os respectivo trimestre, ambas acompanhadas do relatório da administração e do parecer dos auditores independentes, acompanhado de relatório demonstrando a apuração dos Índices e Limites Financeiros previstos no item 5.1(n) acima, explicitando as rubricas necessárias à sua apuração e de declaração do Diretor de Relações com Investidores atestando o cumprimento das disposições constantes na Escritura de Emissão;

(iii) cópia das informações periódicas e eventuais exigidas pelas normas da CVM, nos prazos previstos;

(iv) cópia de qualquer correspondência ou notificação judicial ou extrajudicial recebida pela Emissora relacionada a um Evento de Inadimplemento, imediatamente após o seu recebimento; e

(v) dentro de 10 (dez) dias úteis, qualquer informação que, razoavelmente, lhe venha a ser solicitada pelo Agente Fiduciário, a fim de que este possa cumprir as suas obrigações nos termos desta Escritura de Emissão a da Instrução CVM n.º 28 de 23 de novembro de 1983 ("Instrução CVM 28/83");

(vi) avisos aos titulares de Debêntures, fatos relevantes, assim como atas de assembléias gerais e reuniões do conselho de administração que de alguma forma envolvam o interesse dos titulares de Debêntures, a exclusivo critério da Emissora, nos mesmos prazos previstos na Instrução CVM n.º 358/02 ou, se ali não previstos, no prazo de [•] dias úteis contados da data em que forem (ou devessem ter sido) publicados ou, se não forem publicados, da data em que forem realizados;

(vii) informações sobre qualquer descumprimento não sanado, de natureza pecuniária ou não, de quaisquer cláusulas, termos ou condições desta Escritura de Emissão, no prazo de até [•] dias úteis, contados da data do descumprimento, sem prejuízo do disposto na letra (f) abaixo;

(viii) dentro de, no máximo, [•] dias corridos após o término de cada exercício social, ou em [•]dias corridos após sua divulgação, cópia do relatório de reavaliação anual da agência classificadora de risco da Emissão;

(ix) todos os demais documentos e informações que a Emissora, nos termos e condições previstos nesta Escritura de Emissão, se comprometeu a enviar ao Agente Fiduciário;

(b) submeter, na forma da lei, suas contas e balanços a exame por empresa de auditoria independente registrada na CVM;

(c) manter sempre atualizado o seu registro de companhia aberta na CVM, nos termos da Instrução CVM nº. 202/93, e disponibilizar aos seus acionistas e aos titulares de Debêntures as demonstrações financeiras elaboradas e aprovadas, previstas no artigo 176 da Lei das Sociedades por Ações;

(d) manter, em adequado funcionamento, um órgão para atender, de forma eficiente, os titulares de Debêntures ou contratar instituições financeiras autorizadas para a prestação desse serviço;

(e) convocar, nos termos da Cláusula Sétima, AGD para deliberar sobre qualquer das matérias que se relacione com a Emissão, caso o Agente Fiduciário não o faça;

(f) informar o Agente Fiduciário imediatamente sobre a ocorrência de qualquer evento previsto no item 6.1 desta Escritura de Emissão;

(g) cumprir todas as determinações emanadas da CVM, inclusive mediante envio de documentos, prestando, ainda, as informações que lhe forem solicitadas;

(h) não realizar operações fora do seu objeto social, observadas as disposições estatutárias, legais e regulamentares em vigor;

(i) notificar imediatamente o Agente Fiduciário sobre qualquer alteração substancial nas condições financeiras, econômicas, comerciais, operacionais, regulatórias ou societárias ou nos negócios da Emissora que (i) impossibilite ou dificulte de forma relevante o cumprimento, pela Emissora, de suas obrigações decorrentes desta Escritura de Emissão e das Debêntures ou (ii) faça com que as demonstrações ou informações financeiras fornecidas pela Emissora à CVM não mais reflitam a real condição econômica e financeira da Emissora;

(j) exceto se de outra forma previsto no Prospecto e nos Suplementos, manter seus bens e ativos devidamente segurados, conforme práticas correntes de mercado;

(k) não praticar qualquer ato em desacordo com o estatuto social e com esta Escritura de Emissão, em especial os que efetivamente comprometam o pontual e integral cumprimento das obrigações assumidas perante os titulares das Debêntures;

(l) cumprir, em todos os aspectos relevantes, todas as leis, regras, regulamentos e ordens aplicáveis em qualquer jurisdição na qual realize negócios ou possua ativos;

(m) manter contratado durante o prazo de vigência das Debêntures, às suas expensas, o Banco Mandatário e Escriturador, o Agente Fiduciário e sistema de negociação no mercado secundário no SND e no BOVESPAFIX;

(n) efetuar o pagamento de todas as despesas razoáveis e devidamente comprovadas pelo Agente Fiduciário que venham a ser incorridas para proteger os direitos e interesses dos titulares de Debêntures ou para realizar seus créditos, inclusive honorários advocatícios razoáveis e outras despesas e custos razoáveis incorridos em virtude da cobrança de qualquer quantia devida aos titulares de Debêntures nos termos desta Escritura de Emissão. O ressarcimento a que se refere este item será efetuado em até [•] dias úteis após a realização da respectiva prestação de contas à Emissora;

(o) manter válidas e regulares, durante o prazo de vigência das Debêntures e desde que haja Debêntures em circulação, as declarações e garantias apresentadas nesta Escritura de Emissão, no que for aplicável;

(p) contratar e manter contratada, durante todo o prazo de vigência das Debêntures, agência classificadora de risco que seja a [•] ou qualquer agência internacional de rating que as substitua caso estas venham a deixar de existir, para obtenção de "rating", para (i) manter atualizado o relatório de classificação de risco das Debêntures, com periodicidade mínima de 1 (um) ano, até o vencimento das Debêntures, além de fazer com que tal agência classificadora de risco dê ampla divulgação de tal classificação de risco ao mercado; (ii) assegurar que seja entregue ao Agente Fiduciário os relatórios de classificação de risco, no prazo de 3 (três) dias úteis contados da data de disponibilização dos referidos relatórios; e (iii) comunicar em até 3 (três) dias úteis ao Agente Fiduciário qualquer alteração da classificação de risco das Debêntures.

6.2. As despesas a que se refere o item 6.1.(n). acima compreenderão. entre outras. as seguintes despesas. desde que razoáveis e devidamente documentadas:

(a) publicação de relatórios. avisos e notificações. conforme previsto nesta Escritura de Emissão. e outras que vierem a ser exigidas pela regulamentação aplicável;

(b) extração de certidões atualizadas dos distribuidores cíveis. das Varas da Fazenda Pública. Cartórios de Protesto. Juntas de Conciliação e Julgamento. das Varas da Justiça Federal e da Procuradoria da Fazenda do foro da sede da Emissora;

(c) despesas de viagem. quando estas sejam necessárias ao desempenho das funções do Agente Fiduciário. sendo que os valores relativos a essas despesas estarão limitados àqueles usualmente incorridos pela Emissora em relação aos seus próprios empregados. para suas viagens e hospedagem; e.

(d) eventuais levantamentos adicionais e especiais ou periciais que vierem a ser necessários. desde que razoáveis. na hipótese de ocorrerem omissões e/ou obscuridades fundamentadas nas informações pertinentes aos estritos interesses dos titulares de Debêntures.

6.2.1. O crédito do Agente Fiduciário. por despesas incorridas para proteger direitos e interesses ou realizar créditos dos titulares de Debêntures. que não tenha sido saldado na forma do item 6.1.(n) desta Cláusula Sétima. será acrescido à dívida da Emissora. preferindo às Debêntures na ordem de pagamento.

6.2.2. Todas as despesas com procedimentos legais. inclusive as administrativas. em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos titulares de Debêntures deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos titulares de Debêntures e. posteriormente conforme previsto em lei. ressarcidas pela Emissora. Tais despesas a serem adiantadas pelos titulares de Debêntures incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros. depósitos. custas e taxas judiciárias nas ações propostas pelo Agente Fiduciário. enquanto representante dos titulares de Debêntures. As eventuais despesas. depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos titulares de Debêntures. bem como a remuneração do Agente Fiduciário na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento desta por um período superior a 30 (trinta) dias corridos. podendo o Agente Fiduciário solicitar garantia dos titulares de Debêntures para cobertura do risco de sucumbência.

7. Do Agente Fiduciário

7.1. A Emissora nomeia e constitui agente fiduciário da Emissão. a [•]. acima qualificada. que. por meio deste ato. aceita a nomeação para. nos termos da lei e da presente Escritura de Emissão. representar perante ela. Emissora. os interesses da comunhão dos titulares de Debêntures.

7.2. O Agente Fiduciário, nomeado na presente Escritura de Emissão, declara sob as penas da lei, que:

(a) aceita a função para a qual foi nomeado, assumindo integralmente os deveres e atribuições previstas na legislação específica e nesta Escritura de Emissão;

(b) conhece e aceita integralmente esta Escritura de Emissão, todas suas cláusulas e condições;

(c) está devidamente autorizado a celebrar esta Escritura de Emissão e a cumprir com suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(d) a celebração desta Escritura de Emissão e o cumprimento de suas obrigações aqui previstas não infringem qualquer obrigação anteriormente assumida pelo Agente Fiduciário;

(e) não tem qualquer impedimento legal, conforme parágrafo terceiro do artigo 66, da Lei das Sociedades por Ações, para exercer a função que lhe é conferida;

(f) não se encontra em nenhuma das situações de conflito de interesse previstas no artigo 10 da Instrução CVM n.º 28/1983;

(g) não tem qualquer ligação com a Emissora que o impeça de exercer suas funções;

(h) está ciente das disposições da Circular do Banco Central do Brasil n.º 1.832, de 31 de outubro de 1990;

(i) verificou a veracidade das informações contidas nesta Escritura de Emissão;

(j) [verificou a observância, pela companhia emissora, dos limites de emissão prescritos no artigo 60 da Lei das Sociedades por Ações, em função da garantia real oferecida; e]

(k) [verificou a regularidade da constituição das garantias reais, flutuantes e fidejussórias, bem como valor dos bens dados em garantia, observando a manutenção de sua suficiência e exeqüibilidade.]

7.3. O Agente Fiduciário exercerá suas funções a partir da data de assinatura desta Escritura de Emissão, devendo permanecer no exercício de suas funções até a Data de Vencimento das Debêntures ou até sua efetiva substituição.

7.4. Será devida pela Emissora ao Agente Fiduciário, a título de honorários pelos deveres e atribuições que lhe competem, nos termos da legislação e regulamentação aplicáveis e desta Escritura de Emissão, remuneração anual no montante de R$[•] ([•] mil reais), a ser paga pela Emissora em parcelas [periodicidade] de R$[•] ([•] mil reais), sendo a primeira parcela devida no [•] dia útil após a obtenção do registro da oferta pública pela CVM e as demais parcelas sempre no mesmo dia do primeiro pagamento, nos trimestres subseqüentes, até que as Debêntures sejam liquidadas.

7.4.1. A remuneração prevista acima será devida mesmo após o vencimento das Debêntures, caso o Agente Fiduciário ainda esteja atuando na cobrança de débitos da Emissora não sanados, nos termos desta Escritura de Emissão.

7.4.2. A remuneração do Agente Fiduciário será atualizada anualmente desde a Data de Emissão pela variação do [•], acumulado no respectivo período ou na sua falta, pelo mesmo índice que vier a substituí-lo.

7.4.3. A remuneração do Agente Fiduciário não inclui as despesas que o mesmo tenha, comprovadamente incorrido, para proteger os direitos e interesses dos investidores, tais como publicações, transporte, alimentação, viagens e estadias necessárias ao exercício da função de agente fiduciário, durante ou após a implantação do serviço, a serem cobertas pela Emissora, mediante pagamento das respectivas faturas emitidas diretamente em seu nome, ou reembolso, após prévia aprovação pela Emissora e desde que as referidas despesas sejam razoáveis e devidamente comprovadas. Não estão incluídas igualmente na remuneração do Agente Fiduciário despesas com especialistas, caso sejam necessários, tais como auditoria e/ou fiscalização, entre outros, ou assessoria legal aos Debenturistas.

7.4.4. Em caso de inadimplência da Emissora, todas as despesas com procedimentos legais, inclusive as administrativas, em que o Agente Fiduciário venha a incorrer para resguardar os interesses dos titulares de Debêntures deverão ser previamente aprovadas e adiantadas pelos titulares de Debêntures, e posteriormente, conforme previsto em lei, ressarcidas pela Emissora, e desde que as referidas despesas sejam razoáveis e devidamente comprovadas. Tais despesas a serem adiantadas pelos titulares de Debêntures incluem também os gastos com honorários advocatícios de terceiros, depósitos, custas e taxas judiciárias nas ações propostas pelo Agente Fiduciário ou decorrentes de ações contra ele propostas no exercício de sua função, ou ainda que lhe causem prejuízos ou riscos financeiros, enquanto representante da comunhão dos titulares de Debêntures. As eventuais despesas, depósitos e custas judiciais decorrentes da sucumbência em ações judiciais serão igualmente suportadas pelos titulares de Debêntures, bem como a remuneração e as despesas reembolsáveis do Agente Fiduciário na hipótese de a Emissora permanecer em inadimplência com relação ao pagamento destas por um período superior a [•].

[**7.4.5.** A remuneração do Agente Fiduciário será acrescida dos seguintes impostos: impostos sobre serviços de qualquer natureza (ISS ou outros), PIS (Contribuição ao Programa de integração social), COFINS(Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), CSLL (Contribuição Social sobre o Lucro Líquido), e quaisquer outros impostos que venham a incidir sobre a remuneração do Agente Fiduciário, excetuando-se o Imposto de Renda nas alíquotas vigentes nas datas de cada pagamento.]

7.5. Além de outros previstos em lei, em ato normativo da CVM ou nesta Escritura de Emissão, constituem deveres e atribuições do Agente Fiduciário:

(a) proteger os direitos e interesses dos titulares de Debêntures, empregando, no exercício da função, o cuidado e a diligência que todo homem ativo e probo costuma empregar na administração dos seus próprios bens;

(b) renunciar à função na hipótese de superveniência de conflitos de interesse ou de qualquer outra modalidade de inaptidão;

(c) conservar em boa guarda, toda a escrituração, correspondência e demais papéis relacionados com o exercício de suas funções;

(d) verificar, no momento de aceitar a função, a veracidade das informações contidas nesta Escritura de Emissão, diligenciando para que sejam sanadas as omissões, falhas ou defeitos de que tenha conhecimento;

(e) promover, caso a Emissora não o faça, o registro desta Escritura de Emissão e respectivos aditamentos na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina, hipótese em que a Emissora deverá fornecer as informações e documentos necessários ao referido registro;

(f) acompanhar a observância da periodicidade na prestação das informações obrigatórias, alertando os titulares de Debêntures acerca de eventuais omissões ou inverdades constantes de tais informações;

(g) solicitar, quando julgar necessário ao fiel desempenho de suas funções, certidões atualizadas dos distribuidores cíveis, das Varas da Fazenda Pública, Cartórios de Protesto, Juntas de Conciliação e Julgamento, das Varas da Justiça Federal e da Procuradoria da Fazenda Pública do Foro da sede da Emissora;

(h) solicitar, quando comprovadamente necessário, auditoria extraordinária na Emissora;

(i) convocar, quando necessário, a AGD, mediante anúncio publicado, pelo menos três vezes, nos órgãos de imprensa nos quais a Emissora deve efetuar suas publicações;

(j) assegurar que a Emissora manterá atualizado o relatório de classificação de risco das Debêntures, nos termos do item 7.1(p) deste Contrato, acima, bem como encaminhar à [ANBID] o relatório resultante de tal atualização no prazo de 15 (quinze) dias;

(k) comparecer à AGD a fim de prestar as informações que lhe forem solicitadas;

(l) elaborar relatórios destinados aos titulares de Debêntures, nos termos da alínea (b) do parágrafo 1º do artigo 68 da Lei das Sociedades por Ações, relativos aos exercícios sociais da Emissora, os quais deverão conter, ao menos, as seguintes informações:

i. eventual omissão ou incorreção de que tenha conhecimento, contida nas informações divulgadas pela Emissora ou, ainda, o inadimplemento ou atraso na obrigatória prestação de informações pela Emissora;

ii. alterações estatutárias ocorridas no período;

iii. comentários sobre as demonstrações financeiras da Emissora, enfocando os indicadores econômicos, financeiros e da estrutura de seu capital;

iv. posição da distribuição ou colocação das Debêntures no mercado;

v. cumprimento de outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura de Emissão;

vi. declaração sobre sua aptidão para continuar exercendo a função de agente fiduciário da Emissão;

vii. pagamento de rendimento realizados no período, bem como aquisições e vendas de Debêntures efetuadas pela Emissora;

viii. acompanhamento da destinação dos recursos captados por meio da emissão das Debêntures, de acordo com os dados obtidos junto aos administradores da Emissora; e

ix. relação dos bens e valores entregues à sua administração.

(m) disponibilizar o relatório a que se refere o inciso anterior aos titulares de Debêntures até o dia 30 de abril de cada ano. O relatório deverá estar disponível ao menos nos seguintes locais:

i. na sede da Emissora;

ii. na sede do Agente Fiduciário;

iii. na CVM;

iv. na BOVESPA e na CETIP; e

v. na sede da instituição financeira líder responsável pela coordenação da colocação da Oferta das Debêntures.

(n) publicar, às expensas da Emissora, nos órgãos de imprensa em que a Emissora deva efetuar suas publicações, anúncio comunicando aos titulares de Debêntures que o relatório se encontra à disposição nos locais indicados no item anterior;

(o) manter atualizada a relação dos titulares de Debêntures e seus endereços, mediante, inclusive, solicitação de informações junto à Emissora, ao Banco Mandatário e Escriturador, à BOVESPA e à CETIP;

(p) fiscalizar o cumprimento das cláusulas constantes desta Escritura de Emissão e todas aquelas impositivas de obrigações de fazer e não fazer;

(q) notificar os titulares de Debêntures, se possível individualmente, no prazo máximo de 5 (cinco) dias corridos da ocorrência do evento, a respeito de qualquer inadimplemento pela Emissora de obrigações assumidas nesta Escritura de Emissão, indicando o local em que fornecerá aos interessados maiores informações. Comunicação de igual teor deverá ser enviada à CVM, à BOVESPA e à CETIP;

(r) emitir parecer sobre a suficiência das informações constantes de eventuais propostas de modificações nas condições das Debêntures; e

(s) acompanhar, calcular e apurar, trimestralmente, os Índices e Limites Financeiros, conforme previsto nesta Escritura de Emissão.

7.6. Sem prejuízo do disposto no item 5.1 acima, o Agente Fiduciário usará de quaisquer procedimentos judiciais ou extrajudiciais contra a Emissora para a proteção e defesa dos interesses da comunhão dos titulares de Debêntures na realização de seus créditos, devendo, em caso de inadimplemento da Emissora:

(a) declarar antecipadamente vencidas as Debêntures e cobrar seu principal e acessórios, observadas as condições da presente Escritura de Emissão;

(b) tomar todas as providências necessárias para a realização dos créditos dos titulares de Debêntures; e

(c) representar os titulares de Debêntures em processo de falência, concordata preventiva, recuperação judicial ou extrajudicial da Emissora.

7.7. Nas hipóteses de ausência ou impedimentos temporários, renúncia, liquidação, dissolução ou extinção, ou qualquer outro caso de vacância na função de agente fiduciário da Emissão, será realizada, dentro do prazo máximo de 30 (trinta) dias corridos contados do evento que a determinar, AGD para a escolha do novo agente fiduciário da Emissão, a qual poderá ser convocada pelo próprio Agente Fiduciário a ser substituído, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação, ou pela CVM. Na hipótese da convocação não ocorrer até 8 (oito) dias antes do término do prazo acima citado, caberá à Emissora efetuá-la, sendo certo que a CVM poderá nomear substituto provisório, enquanto não se consumar o processo de escolha do novo agente fiduciário da Emissão. A substituição não implicará em remuneração ao novo agente fiduciário superior à ora avençada.

7.7.1. Na hipótese de não poder o Agente Fiduciário continuar a exercer as suas funções por circunstâncias supervenientes a esta Escritura de Emissão, deverá este comunicar imediatamente o fato à Emissora e aos titulares de Debêntures, pedindo sua substituição.

7.7.2. É facultado aos titulares de Debêntures, após o encerramento do prazo para a subscrição e integralização da totalidade das Debêntures, proceder à substituição do Agente Fiduciário e à indicação de seu substituto, em AGD especialmente convocada para esse fim, nos termos desta Escritura de Emissão.

7.7.3. Caso ocorra a efetiva substituição do Agente Fiduciário, esse substituto receberá a mesma remuneração recebida pelo Agente Fiduciário em todos os seus termos e condições, sendo que a primeira parcela anual devida ao substituto será calculada *pro rata temporis*, a partir da data de início do exercício de sua função como agente fiduciário da Emissão. Esta remuneração poderá ser alterada de comum acordo entre a Emissora e o agente fiduciário substituto, desde que previamente aprovada pela AGD.

7.7.4. Em qualquer hipótese, a substituição do Agente Fiduciário ficará sujeita à comunicação prévia à CVM e à sua manifestação acerca do atendimento aos requisitos previstos no artigo 9º da Instrução CVM n.º 28/1983 e eventuais normas posteriores.

7.7.5. A substituição do Agente Fiduciário em caráter permanente deverá ser objeto de aditamento à Escritura de Emissão, que deverá ser registrado na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina com a presente.

7.7.5.1 O agente fiduciário substituto deverá, imediatamente após sua nomeação, comunicá-la aos titulares de Debêntures em forma de aviso nos termos do item 3.13 acima.

7.7.7.6. Aplicam-se às hipóteses de substituição do Agente Fiduciário as normas e preceitos a este respeito promulgados por atos da CVM.

8. Da Assembléia Geral de Debenturistas

8.1. Os titulares de cada uma das séries das Debêntures poderão, a qualquer tempo, reunir-se em AGD, de acordo com o disposto no artigo 71 da Lei das Sociedades por Ações, a fim de deliberarem sobre matéria de interesse da comunhão dos titulares de Debêntures.

8.2. A AGD de cada uma das séries poderá ser convocada pelo Agente Fiduciário, pela Emissora, por titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 10% (dez por cento) das Debêntures em circulação ou pela CVM.

8.3. Aplicar-se-á à AGD, no que couber, o disposto na Lei das Sociedades por Ações a respeito das assembléias gerais de acionistas.

8.3.1. A presidência da AGD caberá, conforme quem a tenha convocado, na forma do item 8.2 acima, respectivamente, ao Agente Fiduciário, à Emissora, ao Debenturista eleito pelos demais Debenturistas presentes ou àquele que for designado pela CVM.

8.4. As AGDs se instalarão, em primeira convocação, com a presença de debenturistas que representem a metade, no mínimo, das Debêntures em circulação, conforme o caso, e, em segunda convocação, com qualquer quorum.

8.5. Cada Debênture em circulação conferirá a seu titular o direito a um voto nas AGDs, cujas deliberações, ressalvadas as exceções previstas nesta Escritura de Emissão e no item abaixo, serão tomadas por titulares de Debêntures que representem a maioria das Debêntures em circulação e mediante a aprovação da Emissora, sendo admitida a constituição de mandatários, titulares de Debêntures ou não.

8.5.1. Sem prejuízo do disposto no item 8.5. acima, quaisquer alterações (i) no prazo de vigência das Debêntures (incluindo eventual repactuação), (ii) nas datas e nas taxas de pagamento dos rendimentos das Debêntures e do Valor Nominal Unitário das Debêntures, (iii) no quorum de deliberação das AGDs e (iv) nos eventos de vencimento antecipado, conforme previsto no item 6.1, deverão ser aprovadas pela Emissora e por titulares de Debêntures representando [•] ([•] por cento) das Debêntures em circulação.

8.6. Para efeito da constituição do quorum de instalação e deliberação a que se refere esta Cláusula Oitava, serão consideradas como Debêntures em circulação aquelas Debêntures emitidas pela Emissora que ainda não tiverem sido resgatadas e/ou liquidadas, devendo ser excluídas do número de tais Debêntures aquelas que a Emissora possuir em tesouraria, ou que sejam pertencentes ao seu controlador ou a qualquer de suas controladas e coligadas, bem como respectivos diretores ou conselheiros e respectivos parentes até segundo grau.

8.7. Será facultada a presença dos representantes legais da Emissora nas AGDs.

8.8. O Agente Fiduciário deverá comparecer à AGD para prestar aos titulares de Debêntures as informações que lhe forem solicitadas.

9. Das Declarações da Emissora

9.1. A Emissora neste ato declara que:

(a) é uma sociedade por ações devidamente organizada, constituída e existente sob a forma de sociedade por ações, com registro de companhia aberta de acordo com as leis brasileiras e a regulamentação da CVM;

(b) está devidamente autorizada e obteve todas as licenças e autorizações societárias ou não, necessárias à celebração desta Escritura de Emissão, à emissão das Debêntures e ao cumprimento de suas obrigações aqui previstas, tendo sido satisfeitos todos os requisitos legais e estatutários necessários para tanto;

(c) os representantes legais que assinam esta Escritura de Emissão têm poderes estatutários e/ou delegados para assumir, em seu nome, as obrigações ora estabelecidas e, sendo mandatários, tiveram os poderes legitimamente outorgados, estando os respectivos mandatos em pleno vigor;

(d) a celebração desta Escritura de Emissão, o cumprimento de suas obrigações previstas nesta Escritura de Emissão e a emissão e a colocação das Debêntures não infringem ou contrariam, sob qualquer aspecto material, (a) qualquer contrato ou documento no qual a Emissora seja parte ou pelo qual quaisquer de seus bens e propriedades estejam vinculados, nem irá resultar em (i) vencimento antecipado de qualquer obrigação estabelecida em qualquer destes contratos ou instrumentos; (ii) criação de qualquer ônus sobre qualquer ativo ou bem da Emissora ou (iii) rescisão de qualquer desses contratos ou instrumentos; (b) qualquer lei, decreto ou regulamento a que a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades estejam sujeitos; ou (c) qualquer ordem, decisão ou sentença administrativa, judicial ou arbitral que afete a Emissora ou quaisquer de seus bens e propriedades;

(e) a Emissora tem, ou encontra-se em processo de obtenção e/ou renovação, todas as autorizações e licenças (inclusive ambientais) relevantes exigidas pelas autoridades federais, estaduais e municipais para o exercício de suas atividades, sendo todas elas válidas (exceção feita àquelas que encontram-se em processo de obtenção e/ou renovação);

(f) a Emissora está cumprindo em todos os aspectos materiais, as leis, regulamentos, normas administrativas e determinações dos órgãos governamentais, autarquias ou tribunais, aplicáveis à condução de seus negócios;

(g) as Demonstrações Financeiras da Emissora, datadas de 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e as informações financeiras referentes aos períodos encerrados em março de 2006 e 2007 representam corretamente a posição financeira da Emissora naquelas datas e foram devidamente elaboradas em conformidade com os princípios fundamentais de contabilidade do Brasil e refletem corretamente os ativos, passivos e contingências da Emissora de forma consolidada;

(h) o Prospecto e os Suplementos conterão, na data de publicação do Anúncio de Início, todas as informações relevantes em relação à Emissora, no contexto da Emissão e necessárias para que os investidores e seus consultores tenham condições de fazer uma análise fundamentada dos ativos, passivos, das responsabilidades da Emissora, de suas condições financeiras, lucros, perdas, perspectivas e direitos em relação às Debêntures, não contendo declarações falsas ou omissões de fatos relevantes, nas circunstâncias em que essas declarações foram dadas;

(i) as informações e declarações contidas no Prospecto e nos Suplementos são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes;

(j) exceto pelas contingências informadas no Prospecto e nos Suplementos, não tem conhecimento da existência de qualquer ação judicial, procedimento administrativo ou arbitral, inquérito ou outro tipo de investigação governamental que possa vir a causar impacto adverso relevante na Emissora, em suas condições financeiras ou outras, ou em suas atividades, que possam afetar a capacidade da Emissora de cumprir com suas obrigações previstas nesta Escritura de Emissão;

(k) não há qualquer ligação entre ela e o Agente Fiduciário que impeça o Agente Fiduciário de exercer plenamente suas funções; e

(l) esta Escritura de Emissão constitui uma obrigação legal, válida e vinculante da Emissora, exeqüível de acordo com os seus termos e condições.

10. Das Notificações

10.1. Todos os documentos e as comunicações, que deverão ser sempre feitos por escrito, assim como os meios físicos que contenham documentos ou comunicações, a serem enviados por qualquer das partes nos termos desta Escritura de Emissão deverão ser encaminhados para os seguintes endereços:

Para a Emissora:

Tractebel Energia S.A.
Rua Antônio DIB Mussi, 366, 10° andar
88015-1000, Florianópolis, SC
At.: Paulo Mantuano
Tel.: (48) 221-7060
Fax.: (48) 221-7002
E-mail: mantuano@tractebelenergia.com.br

Para o Agente Fiduciário:

[•]
At.: [•]
Tel.: [•]
Fax: [•]
E-mail: [•]

Para o Banco Mandatário e Escriturador:

[•]
At.: [•]
Tel.: [•]
Fax: [•]
E-mail: [•]

10.2. As comunicações referentes à esta Escritura de Emissão serão consideradas entregues quando recebidas sob protocolo ou com "aviso de recebimento" expedido pelo correio, sob protocolo, ou por telegrama nos endereços acima. As comunicações feitas por fac-símile ou correio eletrônico serão consideradas recebidas na data de seu envio, desde que seu recebimento seja confirmado através de indicativo (recibo emitido pela máquina utilizada pelo remetente) seguido de confirmação verbal por telefone. Os respectivos originais deverão ser encaminhados para os endereços acima em até 5 (cinco) dias úteis após o envio da mensagem. A mudança de qualquer dos endereços acima deverá ser comunicada à outra parte pela parte que tiver seu endereço alterado.

12. Das Disposições Gerais

12.1. Não se presume a renúncia a qualquer dos direitos decorrentes da presente Escritura de Emissão. Dessa forma, nenhum atraso, omissão ou liberalidade no exercício de qualquer direito, faculdade ou remédio que caiba ao Agente Fiduciário e/ou aos titulares de Debêntures em razão de qualquer inadimplemento das obrigações da Emissora, prejudicará tais direitos, faculdades ou remédios, ou será interpretado como uma renúncia aos mesmos ou concordância com tal inadimplemento, nem constituirá novação ou modificação de quaisquer outras obrigações assumidas pela Emissora nesta Escritura de Emissão ou precedente no tocante a qualquer outro inadimplemento ou atraso.

12.2. A presente Escritura de Emissão é firmada em caráter irrevogável e irretratável, salvo na hipótese de não preenchimento dos requisitos relacionados na Cláusula Segunda supra, obrigando as partes por si e seus sucessores.

12.3. Caso qualquer das disposições desta Escritura de Emissão venha a ser julgada ilegal, inválida ou ineficaz, prevalecerão todas as demais disposições não afetadas por tal julgamento, comprometendo-se as partes, em boa-fé, a substituir a disposição afetada por outra que, na medida do possível, produza o mesmo efeito.

12.4. A presente Escritura de Emissão e as Debêntures constituem título executivo extrajudicial, nos termos do artigo 585, incisos I e II do Código de Processo Civil, e as obrigações nela contidas estão sujeitas à execução específica, de acordo com os artigos 632 e seguintes do Código de Processo Civil.

13. Do Foro

13.1. Fica eleito o foro da Comarca de São Paulo, Estado de São Paulo, com exclusão de qualquer outro, por mais privilegiado que seja, para dirimir as questões porventura oriundas desta Escritura de Emissão.

E por estarem assim justas e contratadas, firmam a presente Escritura de Emissão a Emissora e o Agente Fiduciário, em 4 (quatro) vias de igual forma e teor e para o mesmo fim, em conjunto com as 4 (quatro) testemunhas abaixo assinadas.

São Paulo, [•] de [•].

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

_____
Nome:
Cargo:

_____
Nome:
Cargo:

[•]

_____
Nome:
Cargo:

_____
Nome:
Cargo:

Testemunhas:

_____
Nome:
CPF:

_____
Nome:
CPF:

- Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia
SUEZ

DECLARAÇÃO

TRACTEBEL ENERGIA S.A., companhia aberta com sede na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, na Rua Antônio Dib Mussi, 366, inscrita no CNPJ/MF sob nº. 02.474.103/0001-19 ("Companhia"), neste ato representada por seus diretores estatutários na forma de seu Estatuto Social, vem, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, declarar que (i) é responsável pela veracidade, consistência, qualidade e suficiência das informações prestadas por ocasião do arquivamento da atualização do prospecto definitivo primeiro programa de distribuição pública de debêntures simples da Companhia, o qual tem prazo de duração de 2 (dois) anos e limite de R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) ("Programa de Distribuição" e "Prospecto", respectivamente); e que (ii) o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades, quaisquer outras informações relevantes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição, tendo o Prospecto sido elaborado de acordo com as normas pertinentes.

São Paulo, 18 de junho de 2008

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

Nome:
Luciano Flávio Andrian
Diretor Administrativo

Nome:
José Carlos Cauduro Minuzzo
Diretor de Produção de Energia

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

UNIBANCO

DECLARAÇÃO

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A., instituição financeira integrante do sistema de distribuição de valores mobiliários, com sede na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na Avenida Eusébio Matoso, 891, 19º andar, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 33.700.394/0001-40, neste ato representada por seus diretores estatutários, na forma do seu Estatuto Social, na qualidade de instituição responsável pela assessoria na atualização do prospecto definitivo do primeiro programa de distribuição pública de debêntures simples da Tractebel Energia S.A., o qual tem prazo de duração de 2 (dois) anos e limite de R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) ("Programa de Distribuição", "Prospecto" e "Companhia", respectivamente), vem, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada, declarar que (i) o Prospecto contém as informações relevantes necessárias ao conhecimento, pelos investidores, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes às suas atividades e quaisquer outras informações relevantes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição ("Debêntures"), tendo o Prospecto sido elaborado de acordo com as normas pertinentes; (ii) que tomou as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência para assegurar que as informações prestadas pela Companhia fossem verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição; e (iii) as informações prestadas por ocasião do arquivamento da atualização do Prospecto, inclusive aquelas eventuais ou periódicas constantes da atualização do registro de companhia aberta da Companhia perante a CVM e que venham a integrar o Prospecto são suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures que venham a ser emitidas no âmbito do Programa de Distribuição.

São Paulo, 18 de junho de 2008

UNIBANCO - UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A.

Nome: Claudia Politanski

Nome: Eduardo Figueiredo de Freitas
Diretor

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)