As informações contidas neste Prospecto Preliminar estão sob análise da Comissão de Valores Mobiliários, a qual ainda não se manifestou a seu respeito. O Prospecto Definitivo será entregue aos investidores nos locais onde serão colocadas as Debêntures que venham a ser ofertadas ao público no âmbito do Programa de Distribuição, durante o período de distribuição. O presente Prospecto Preliminar está sujeito a complementação, correção e emenda. O presente Prospecto Preliminar está sujeito a complementação, correção e emenda.

Tractebel Energia

suez

NOVO MERCADO BOVESPA BRASIL

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
Companhia Aberta
CNPJ/MF nº 02.474.103/0001-19
Rua Antonio Dib Mussi, nº 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, nº 366, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 02.474.103/0001-19 (**"Programa de Distribuição"** e a **"Companhia"** e/ou **"Tractebel Energia"**, respectivamente). O Programa de Distribuição foi aprovado conforme deliberação da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em [•] de [•] de [•], cuja ata foi arquivada na Junta Comercial do Estado de Santa Catarina - JUCESC em [•] de [•] de 2007, sob o nº [•], e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico, em [•] de [•] de 2007. O Programa de Distribuição foi aprovado e arquivado na Comissão de Valores Mobiliários (**"CVM"**) em [•] de [•] de 2007, sob nº [•].

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 quirografária ou com garantia real ou flutuante (**"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 à cada oferta de Debêntures serão definidas pela Companhia à época de cada oferta e descritas em suplemento a este Prospecto, na forma da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003 (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 nº 400, de 29 de dezembro de 2003."

"Este Prospecto não representa oferta de Debêntures pela Companhia. Qualquer oferta de Debêntures ao amparo do Programa de Distribuição está sujeita ao registro prévio junto à CVM, nos termos da Instrução da CVM nº 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 do Programa de Distribuição recomendam aos potenciais investidores a leitura deste Prospecto em conjunto com o Suplemento referente à oferta 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 das Debêntures 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 30 a 41 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 4890254, 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."

Coordenadores do Programa de Distribuição

UNIBANCO

Coordenador Líder

Itaú BBA

Banco Santander

A data deste Prospecto Preliminar é 25 de maio de 2007

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ÍNDICE

1. INTRODUÇÃO

- **Definições** 7
- **Glossário de Termos Técnicos** 11
- **Informações Cadastrais da Companhia** 15
- **Informações sobre os Administradores, Assessores e Auditores** 17
  - Administradores da Companhia 17
  - Coordenadores do Programa de Distribuição 17
  - Assessores Legais 18
  - Auditores Independentes 18
  - Declaração da Companhia 19
  - Declaração do Coordenador Líder do Programa de Distribuição 19
- **Características do Programa de Distribuição das Debêntures** 20
  - Debêntures 21
  - Valor Total do Programa de Distribuição 21
  - Destinação dos Recursos 22
- **Informação sobre os Coordenadores do Programa de Distribuição** 23
- **Descritivo Preliminar** 26
- **Capitalização** 29
- **Fatores de Risco** 30
  - Riscos Relacionados a Fatores Macroeconômicos 30
  - Riscos Relacionados ao Setor Elétrico Brasileiro 32
  - Riscos Relacionados à Companhia 35
  - Riscos Relacionados às Debêntures 40

2. INFORMAÇÕES SOBRE A COMPANHIA

- **Informações Financeiras Consolidadas Selecionadas da Companhia** 45
- **Análise e Discussão da Administração sobre as Demonstrações Financeiras e Resultados Operacionais da Companhia** 51
- **Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro** 74
  - Geral 74
  - Concessões 75
  - Penalidades Aplicáveis às Concessionárias 76
  - Principais Autoridades Setoriais 76
  - Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 78
  - Questionamentos Quanto à Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 79
  - Comercialização de Energia 79
  - Ambientes para Comercialização de Energia 79
  - Compras de Energia Elétrica conforme a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 82
  - Os Leilões de Energia 82
  - Contratos Firmados Anteriormente à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico 85
  - Limitações Governamentais de Participação dos Agentes no Mercado 85
  - A Desverticalização no Âmbito do Novo Marco Regulatório 85
  - Garantias Financeiras 86
  - Remuneração das Geradoras 87
  - Remuneração das Geradoras Termelétricas 88
  - Mecanismo de Realocação de Energia – MRE 88
  - Programa Prioritário de Termeletricidade 90
  - Incentivos a Fontes Alternativas de Energia 90
  - Encargos Setoriais 90
  - Racionamento 95
  - Aspectos Ambientais 95

- **Atividades da Companhia** 97
  Histórico 97
  Organograma Societário 98
  Sociedades Controladas 98
  Mercado de Atuação 101
  Fatores Macroeconômicos que influenciem os Negócios da Companhia 102
  Relação de Dependência dos Mercados Nacional e/ou Estrangeiro 102
  Efeitos da Ação Governamental nos Negócios da Companhia 102
  Regulamentação Específica do Setor Elétrico 102
  Clientes 104
  Relacionamento com Clientes 106
  Parque Gerador 108
  Concessões e Autorizações 114
  Produtos e Serviços 119
  Relacionamento com Fornecedores 120
  Construção de Usinas Hidrelétricas e Termelétricas 121
  Sazonalidade 122
  Concorrência 122
  Marketing 123
  Política de Crédito, Inadimplência e Cobrança 124
  Provisão para Devedores Duvidosos 125
  Patentes, Marcas e Licenças 125
  Propriedades, Plantas e Equipamentos 125
  Gerenciamento Ambiental 126
  Pesquisa e Desenvolvimento 135
  Governança Corporativa 135
  Seguros 136
  Empregados e Política de Recursos Humanos 137
  Responsabilidade Social 142
  Investimentos Relevantes 144
  Desinvestimentos 146
  Novos Projetos 147
  Tecnologia da Informação 150
  Contratos Relevantes 150
  Estratégias da Companhia 160
- **Pendências Judiciais e Administrativas** 163
  Pendências Judiciais 163
  Fiscais 166
  Cíveis e Ambientais 168
  Trabalhistas 169
  Pendências Administrativas 170
- **Administração** 171
  Conselho de Administração 171
  Diretoria 171
  Conselho Fiscal 172
  Informações Biográficas dos Administradores da Tractebel Energia 172
  Remuneração Global dos Administradores da Tractebel Energia 178
  Relacionamento da Tractebel Energia com seus Administradores 178
  Plano de Opção de Compra de Ações 178
  Relação de Parentesco entre os Administradores da Companhia ou desses com os Acionistas Controladores 178

- **Capital Social, Dividendos e Acionistas**.....179
  Composição do Capital Social.....179
  Ações da Tractebel Energia 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.....179
  Ações.....179
  Política de Distribuição de Dividendos da Companhia nos últimos 5 exercícios sociais.....180
  Acordo de Acionistas.....181
  Acionistas Controladores.....181
- **Títulos e Valores Mobiliários Emitidos**.....182
  Ações.....182
  American Depositary Receipts.....182
  Debêntures.....183
  Notas Promissórias.....183
- **Operações e Negócios com Partes Relacionadas**.....184
  Contratos celebrados com Partes Relacionadas.....184
  Garantias a Terceiros.....189

3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respesctivo parecer dos Auditories Independentes e Relatório de Administração.....193
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2005, respesctivo parecer dos Auditories Independentes e Relatório de Administração.....259
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2004, respesctivo parecer dos Auditories Independentes e Relatório de Administração.....327
- Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração.....401

4. ANEXOS

- Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de Maio de 2007.....479
- Estatuto Social da Companhia.....489
- Modelo Padrão de Escritura de Emissão.....505
- Declaração da Companhia, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03.....531
- Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03.....535

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

1. INTRODUÇÃO

- Definições
- Glossário de Termos Técnicos
- Informações Cadastrais da Companhia
- Informações sobre os Administradores, Assessores e Auditores
- Características do Programa de Distribuição das Debêntures
- Informação sobre os Coordenadores do Programa de Distribuição
- Descritivo Preliminar
- Características do Programa de Distribuição das Debêntures
- Capitalização
- Fatores de Risco

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

DEFINIÇÕES

ANBID	Associação Nacional dos Bancos de Investimento
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
Banco Central	Banco Central do Brasil
BM&F	Bolsa de Mercadoria e Futuros
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social
BNDESPAR	BNDES Participações S.A.
BOVESPA	Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA
BOVESPA FIX	Sistema de Negociação BOVESPA FIX, da BOVESPA
Brasil ou País	República Federativa do Brasil
BRDE	Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul
CBLC	Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia
CDI	Certificado de Depósito Interbancário
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CEEE	Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC
CEM	Companhia Energética Meridional - CEM, sociedade controlada pela Tractebel Energia
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
CESP	Companhia Energética de São Paulo
CETESB	Companhia de Tecnologia de Saneamento Ambiental
CETIP	Câmara de Custódia e Liquidação
CIEN	Companhia de Interconexão Energética - CIEN
CMN	Conselho Monetário Nacional
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
Companhia ou Tractebel Energia	Tractebel Energia S.A., em conjunto com suas controladas Itá Energética S.A., Lages Bioenergética S.A., Companhia Energética Meridional - CEM e Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Consórcio Itá	Consórcio constituído em 29 de agosto de 1995, pela Tractebel Energia 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: Tractebel Energia, 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., Companhia Energética Meridional – CEM, Lages Bioenergética S.A. e Delta Energética S.A., Machadinho Energética S.A. – MAESA, referidas em conjunto
Coordenador Líder ou Unibanco	UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A., instituição intermediária responsável pelo Programa de Distribuição
Coordenadores	UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A., Banco Santander Banespa S.A., e Banco Itaú BBA S.A.
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CPMF	Contribuição Provisória sobre a Movimentação Financeira
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
Debêntures	Debêntures simples, da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante, que poderão ser ofertadas publicamente pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição
Delta Energética	Delta Energética S.A., sociedade controlada pela Tractebel Energia
Duke Paranapanema	Duke Energy International, Geração Paranapanema 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.
Enersul	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A.
FATMA	Fundação do Meio Ambiente
FEEMA	Fundação Estadual de Engenharia do Meio Ambiente
FEPAM	Fundação Estadual de Proteção Ambiental
Furnas	Furnas Centrais Elétricas S.A.
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 Tractebel Energia

Grupo Suez	Grupo de empresas com origem na França, 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 América Participações Ltda. e Tractebel Energia S.A.
IBAMA	Instituto Brasileiro de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado, divulgado pela Fundação Getúlio Vargas
IMAP	Instituto de Meio Ambiente Pantanal
Instrução CVM n.º 400/03	Instrução CVM n.º 400, de 29 de dezembro de 2003, e alterações posteriores
Instrução CVM n.º 409/04	Instrução da CVM n.º 409, de 18 de agosto de 2004, e alterações posteriores
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Ampliado
Itaipu	Itaipu Binacional, usina hidrelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e pelo Paraguai
Itasa	Itá Energética S.A., sociedade controlada pela Tractebel Energia
Itaú BBA	Banco Itaú BBA S.A.
JUCESC	Junta Comercial do Estado de Santa Catarina - JUCESC
Lages Bioenergética	Lages Bioenergética S.A., sociedade controlada pela Tractebel Energia
Lei das Sociedades por Ações	Lei n.º 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e alterações posteriores
Lei de Concessões	Lei n.º 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e alterações posteriores
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, e alterações posteriores
MAESA	Machadinho Energética S.A.
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
Novo Mercado	Segmento especial de listagem de ações de emissão de companhias abertas da BOVESPA

Parque Gerador	Parque gerador da Companhia, composto por 7 usinas termelétricas, sendo uma usina de co-geração, e 6 usinas hidrelétricas, das quais 11 pertencem integralmente à Companhia.
Petrobrás	Petróleo Brasileiro S.A.
PIS	Programa de Integração Social
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
Programa de Distribuição	Programa de Distribuição de Debêntures Simples da Tractebel Energia S.A., arquivado na CVM sob o n.º [●], em [●]
Prospecto	Este Prospecto Preliminar do Primeiro Programa de Distribuição Pública de Debêntures Simples da Tractebel Energia S.A.
Protocolo de Kyoto	Tratado internacional sobre mudanças climáticas, ratificado por 141 países, que estabelece metas de redução de gases poluentes para os países industrializados. O Protocolo de Kyoto foi finalizado em 1997, baseado nos princípios do Tratado da Organização das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas 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.
Santander	Banco Santander Banespa S.A.
SESA	Suez Energy South América Participações Ltda., controladora direta da Tractebel Energia, outrora denominada Tractebel EGI South América 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
Suez Tractebel	Suez Tractebel Sociètè Anonyme, controladora indireta da Tractebel Energia, com sede em Bruxelas, na Bélgica
Tractebel Brasil	Tractebel Brasil Ltda.
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
Tractebel Energia ou Companhia	Tractebel Energia S.A.
Tractebel Energia Comercializadora	Tractebel Energia Comercializadora Ltda., sociedade controlada pela Tractebel Energia

GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS

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 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 usina hidrelétrica 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 usinas termelétricas 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 CCEARs, 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 curto prazo 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
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 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 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 Tractebel Energia 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
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
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 através de Contratos Bilaterais como 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 solicita por hora ou um milhão de watts-hora
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia, destinado a distribuir o 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
PCHs	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
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
Sistema Interligado Nacional ou SIN	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 e Consumidores Livres) às Distribuidoras pelo uso de sua rede de distribuição (tensão inferior à 230kv)

TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão, devida pelos usuários (Geradoras e Consumidores Livres) 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 Tractebel Energia é uma sociedade por ações com registro de companhia aberta junto à CVM, inscrita no CNPJ/MF sob n.º 02.474.103/0001-19, com seus atos constitutivos arquivados na JUCESC sob NIRE n.º 42.300.024.384
Sede.....	Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366 88015-110 - Florianópolis – SC
Data e Número de registro da Tractebel Energia 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, n.º 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 Tractebel Energia é feito pelo Banco Itaú S.A. Av. Engenheiro Armando de Arruda Pereira, n.º 707, 9º andar, Torre Eudoro Villela 04344-902 - São Paulo – SP At.: Sr. João Paulo Silva Euvaldo Tel.: (11) 5029-7777 Fax: (11) 5029-7780 E-mail: previtali@tractebel.com.br
Auditores Independentes.....	BDO Trevisan Auditores Independentes foi responsável pela auditoria das demonstrações financeiras da Companhia referentes aos exercícios de 2004, 2005 e 2006 e pela revisão das informações trimestrais do período encerrado em 31 de março de 2006; Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes foi responsável pela auditoria referente às informações trimestrais do período findo em 31 de março de 2007
Acionista Controlador.....	Suez Energy South América Participações Ltda.

Títulos e Valores Mobiliários Emitidos até 31 de março de 2007.....	Ações, debêntures e notas promissórias, cujas principais características encontram-se descritas neste Prospecto, na seção "Títulos e Valores Mobiliários Emitidos"
Jornais nos quais divulga informações.....	As informações referentes à Tractebel Energia são divulgadas no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico
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

Tractebel Energia S.A.
Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366
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
Correio eletrônico: marc@tractebelenergia.com.br/ previtali@tractebelenergia.com.br

Coordenadores do Programa de Distribuição

Coordenador Líder

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, n.º 891, 20º andar
05423-901 – São Paulo - SP
At.: Sr. Rogério Assaf Gonçalves Freire
Tel.: (11) 3584-4032
Fax: (11) 3584-4823
Correio eletrônico: rogerio.freire@unibanco.com.br

Demais Coordenadores do Programa de Distribuição

Banco Santander Banespa S.A.
Rua Hungria, n.º 1.400, 7º andar
01455-000 – São Paulo - SP
At.: Sr. Ricardo Leoni
Tel.: (11) 3012-7195
Fax: (11) 3012-7393
Correio eletrônico: ricardoc@santanderbanespa.com.br

Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, n.º 3.400, 4º andar
04538-132 – São Paulo - SP
At.: Sr. Eduardo Prado Santos
Tel.: (11) 3708-8717
Fax: (11) 3078-8107
Correio eletrônico: epsantos@itaubba.com.br

Assessores Legais

Os assessores legais da Companhia podem ser contatados no seguinte endereço:

Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados
Alameda Joaquim Eugênio de Lima, n.º 447
01403-001 - São Paulo - SP
At.: Sra. Marina Procknor
Tel.: (11) 3147-7822
Fax: (11) 3147-7770
Correio eletrônico: marina@mattosfilho.com.br

Os assessores legais do Coordenador podem ser contatados no seguinte endereço:

Pinheiro Neto Advogados
Rua Hungria, n.º 1100
01455-000 - São Paulo – SP
At.: Sr. Raphael de Cunto
Tel.: (11) 3247-8587
Fax: (11) 3247-8600
Correio eletrônico: rapdecunto@pinheironeto.com.br

Auditores Independentes

A empresa de auditoria responsável por auditar as demonstrações financeiras da Companhia nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e por revisar as informações trimestrais do período encerrado em 31 de março de 2006 foi a BDO Trevisan Auditores Independentes. As informações trimestrais da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2007 foram revisadas pela Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

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

BDO Trevisan Auditores Independentes

Avenida Rio Branco, n.º 404, 12º andar88015-200 – Florianópolis – SC At.: Sr. Paulo Ricardo Pinto AlanizTel.: (48) 3223-3030Fax: (48) 3223-3030Correio eletrônico: paulo.ricardo@bdotrevisan.com.br

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

Avenida Presidente Wilson, n.º 231, 22º andar
20030-905 – Rio de Janeiro – RJ
At.: Sr. Marcelo Cavalcanti Almeida
Tel.: (21) 3981-0500
Fax: (21)3981-0600
Correio eletrônico: 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 e suficientes em todos os aspectos relevantes, não sendo, de qualquer forma, enganosas ou ilusórias, tendo sido verificadas pelos Srs. José Carlos Cauduro Minuzzo e Luciano Flávio Andriani, diretores estatutários da Companhia, signatários da declaração da Companhia, anexa a este Prospecto.

Independentemente do disposto acima, determinadas informações sobre o Brasil e o setor elétrico incluídas neste Prospecto foram compiladas de fontes públicas disponíveis ao mercado (conforme oportunamente indicadas). Nestes casos, a Companhia não assume qualquer responsabilidade pela veracidade ou precisão de tais informações.

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 do Programa de Distribuição

Nos termos do artigo 56 da Instrução CVM n.º 400/03, o Coordenador 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 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 pelos Srs. Bruno Padilha de Lima Costa e Demosthenes M. Pinho Neto, diretores estatutários do Coordenador, signatários da declaração do Coordenador anexa a este Prospecto.

Independentemente do disposto acima, determinadas informações sobre o Brasil e o setor elétrico incluídas neste Prospecto foram compiladas de fontes públicas disponíveis ao mercado (conforme oportunamente identificadas). Nestes casos, o Coordenador não assume qualquer responsabilidade pela veracidade ou precisão de tais informações.

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 arquivamento do 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 [●] de [●] de 2007, sob o n.º [●], e publicada no Diário Oficial do Estado de Santa Catarina e nos jornais Diário Catarinense e Valor Econômico.
Valor total do Programa de Distribuição.....	R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais).
Prazo de duração.....	2 (dois) anos contados da data de arquivamento do Programa de Distribuição perante a CVM, qual seja, [●].
Valores mobiliários a serem ofertados pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.....	Debêntures simples, da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante.
Coordenador do Programa de Distribuição.....	UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A.
Outros consultores envolvidos no Programa de Distribuição.....	Assessores legais da Companhia: Mattos Filho, Veiga Filho, Marrey Jr. e Quiroga Advogados; Assessores legais do Coordenador: Pinheiro Neto 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 (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 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, da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante, 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 e as Debêntures poderão ser da espécie subordinada ou quirografária ou com garantia real ou flutuante. Além disso, as Debêntures objeto de cada emissão poderão 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.

Todas as ofertas públicas de Debêntures que venham a ser realizadas ao amparo do Programa de Distribuição contarão com uma versão atualizada deste Prospecto, bem como com um Suplemento, na forma da Instrução CVM n.º 400/03.

O Suplemento será o documento que descreverá as condições de cada oferta pública de Debêntures da Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.

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 emissões e 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 (um bilhão e quinhentos milhões de reais).

Quaisquer outras informações ou esclarecimentos sobre a Companhia e/ou sobre o Programa de Distribuição podem ser obtidas junto à Companhia, ao Coordenador 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, 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, 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 utilizados na aquisição de ativos, descrição sumária de tais ativos e seus custos; (iii) caso os recursos sejam utilizados na aquisição de novos negócios, a descrição de tais negócios e o estágio das aquisições; (iv) caso parte significativa dos recursos seja utilizada para abater dívidas, a descrição das taxas de juros e prazos de tais dívidas; (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, quais serão prioritários; e (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.

INFORMAÇÕES SOBRE OS COORDENADORES DO PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO

Coordenador Líder – Unibanco

O Unibanco está entre os maiores bancos privados brasileiros. Oferece uma ampla gama de produtos e serviços financeiros para uma diversificada base de clientes pessoas física e jurídica, 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 possui 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 cerca de 2.850 clientes, divididos entre médias e grandes empresas, além disso, atende mais de 500 investidores institucionais no Brasil e no exterior. O Unibanco tem, consistentemente, ocupado posições de destaque nos rankings em fusões e aquisições, project finance e nos mercados de renda fixa e renda variável.

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

Em 2006, o Unibanco participou (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 4ª emissão de debêntures simples da Dibens Leasing S.A. – Arrendamento Mercantil, no valor de R$ 5,7 bilhões; (iv) da 1ª emissão de debêntures da Companhia de Bebidas das Américas - AmBev, no valor de R$ 2,1 bilhões; (v) da 1ª emissão de debêntures da Andrade Gutierrez Participações S.A., no valor de R$ 120 milhões; (vi) da 1ª emissão de debêntures da Concessionária Ecovias dos Imigrantes S.A., no valor de R$ 450 milhões; (vii) da 1ª emissão de debêntures da Cemig Distribuição S.A., no valor de R$ 250milhões; (viii) do 1º programa de distribuição pública de debêntures da Itapebi Geração de Energia S/A. no valor de R$ 250 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 BV Leasing Arrendamento Mercantil S/A., no valor de R$ 1.350 milhões; (vi) da 1ª emissão de debêntures da Tam S/A., no valor de R$ 500 milhões; (vii) da 6ª emissão de debêntures da ALL América Latina Logística S/A., no valor de R$ 700 milhões.

Em 2007, até a data deste Prospecto, o Unibanco participou 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 notas promissórias da SPR Sociedade para Participações em Rodovias, no valor de R$ 220 milhões; e (iii) da 3ª Emissão de debêntures das Lojas Americanas S.A., no valor de R$ 234 milhões; e (iv) da 1ª Emissão de debêntures da CEMIG GP, no valor de R$ 582 milhões.

Coordenadores – Santander e Itaú BBA

Santander

O grupo Santander, composto por empresas sediadas em diversos países e controladas direta ou indiretamente pelo Banco Santander Central Hispano S.A. ("Grupo Santander"), posiciona-se entre os dez principais bancos do mundo e é o primeiro na "Zona do Euro" em valor de mercado. Fundado em 1857, o Grupo Santander contava, em março de 2005, com 63 milhões de clientes, 9.935 agências, 126 mil funcionários e presença em mais de 40 (quarenta) países. É o principal grupo financeiro da Espanha e da América Latina e tem papel relevante na Europa, principalmente no Reino Unido, depois da aquisição do Abbey National, e em Portugal, onde é proprietário do terceiro maior grupo financeiro. No total, administra ativos no montante aproximado de US$ 916 bilhões.

O Grupo Santander opera no Brasil desde 1982. Na década de 1990, o Grupo Santander iniciou um processo de forte crescimento dos negócios no País com a aquisição de cinco instituições financeiras: Banco Geral do Comércio S.A., Banco Noroeste S.A., Banco Meridional S.A., Banco Bozano, Simonsen S.A. e Banco do Estado de São Paulo S.A.

Em agosto de 2006, as diretorias executivas do Banco Santander Meridional S.A. ("BSM"), do Banco

Santander Brasil S.A. ("BSB"), do Banco Santander S.A. ("BSSA") e do Banco do Estado de São Paulo S.A. ("Banespa") e o conselho de administração do Banespa aprovaram a proposta de reestruturação societária constituída pelas incorporações do BSB, do BSSA e do Banespa pelo BSM, que passou a denominar-se Banco Santander Banespa S.A., que continua vinculado societariamente, em nível mundial, ao Banco Santander Central Hispano.

Atualmente, o Santander se consolidou como o terceiro banco privado por volume de ativos e primeiro entre os bancos internacionais no Brasil. Fechou o primeiro semestre do ano de 2006 com uma base de clientes que ultrapassa os 7 milhões e conta com 1.880 pontos de venda e 7.269 caixas eletrônicos.

O Santander tem, consistentemente, ocupado posição de destaque no mercado de renda fixa local. Em 2006, foi a 5ª instituição no ranking de volume de originação de renda fixa e FIDC da Associação Nacional dos Bancos de Investimento ("ANBID"), tendo intermediado 16 operações que totalizaram R$ 2,2 bilhões. Essa extensa participação proporcionou a 4ª posição no ranking de número de operações de renda fixa e FIDC da ANBID, no mesmo ano.

Em 2006, o Santander estruturou e atuou como coordenador líder da maior operação da história do mercado de renda fixa brasileiro: a sétima emissão da Vale do Rio Doce no valor de R$ 5,5 bilhões. Outras operações, em 2006 e 2007, que mereceram destaque foram: (i) a segunda emissão de debêntures da Vivax, no valor de R$ 220 milhões; (ii) a primeira emissão de debêntures da Companhia Piratininga de Força e Luz, no valor de R$ 400 milhões; (iii) a terceira emissão de debêntures da Bandeirante Energia, no valor de R$ 250 milhões; (iv) a sexta emissão de debêntures da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul ("Enersul"), no valor de R$ 337,5 milhões; (v) a primeira emissão de debêntures da Escelsa, no valor de R$ 264 milhões; (vi) o primeiro programa de debêntures da Brasil Telecom S.A., no valor de R$ 2.000 milhões; (vii) quinta emissão de debêntures da Brasil Telecom S.A., no valor de R$ 1.080 milhões; (viii) a sexta emissão de debêntures da ALL – América Latina Lógística S.A., no valor de R$ 700 milhões; (ix) a primeira emissão de debêntures da Concessionária do Sistema Anhangüera-Bandeirantes, no valor de R$ 510 milhões; (x) a primeira emissão de debêntures simples da Energisa no valor de R$ 350 milhões; (xi) o primeiro programa de debêntures da Net – Serviços de Comunicação, no valor de R$ 2.000 milhões; e (xii) a sexta emissão de debêntures da Net – Serviços de Comunicação no valor de R$ 580 milhões e (xiii) a sétima emissão de debêntures da Telemar, no valor de R$ 250 milhões;

No segmento de operações estruturadas, o Santander intermediou importantes operações do mercado em 2005, 2006 e 2007, via utilização de FIDCs e CRIs, quais sejam: (i) CRIs da 3ª série, da primeira emissão, da Rio Bravo Crédito Cia. de Secutitização, lastreado em créditos imobiliários devidos pela Petrobras, no valor de R$ 100,2 milhões; (ii) FIDCs de Furnas Centrais Elétricas S.A. ("Furnas"), no valor de R$ 878 milhões; (iii) FIDCs do Sistema Cataguazes Leopoldina, no valor de R$ 210 milhões; (iv) CRIs da 31ª série, da primeira emissão, da Rio Bravo Secutitizadora S.A., lastreado em créditos imobiliários devidos pela Petrobras, no valor de R$ 200 milhões; (v) duas séries do FIDC BGN LIFE Crédito Consignado, no valor de R$ 400 milhões; e (vi) CRIs da primeira emissão da WT VRJ Securitizadora de Créditos Imobiliários S.A., no valor de R$ 126,9 milhões, dentre outras.

Itaú BBA

O Itaú BBA é o maior banco de atacado do Brasil, com ativos de R$ 54,8 bilhões em junho de 2006. O banco faz parte do grupo Itaú, que possui 95,8% do total de ações e 50,0% das ações ordinárias de emissão do Itaú BBA, sendo o restante detido por executivos do próprio banco. O Itaú BBA se caracteriza pelo foco no atendimento aos clientes corporativos, com ênfase em crédito e operações estruturadas, atuando, assim, como banco corporativo e banco de investimento.

De acordo com o ranking ANBID, o Itaú BBA é um dos líderes de distribuição de operações de renda fixa no mercado doméstico, ocupando o primeiro lugar em 2004, 2005 e 2006, com participações de mercado de 26,0%, 20,0% e 19,2%, respectivamente.

Em 2005, entre as operações coordenadas pelo Itaú BBA, destacam-se as debêntures da Cia. Itauleasing de Arrendamento Mercantil, no valor de R$ 1,35 bilhão; Localiza Rent a Car S.A., no valor de R$ 350 milhões; Vicunha Siderurgia S.A., no valor de R$ 1,2 bilhão; Telesp Celular Participações S.A., no valor de R$ 1,0 bilhão; Elektro Eletricidade e Serviços S.A., no valor de R$ 750 milhões; e o FIDC CESP II, no valor de R$ 650 milhões.

Em 2006, entre as operações coordenadas pelo Itaú BBA destacam-se as debêntures da Telemar Norte Leste S.A., no valor R$ 2,1 bilhões; Itauseg Participações S.A., no valor de R$ 1,5 bilhão; Vivax S.A., no valor de R$ 220 milhões; Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga, no valor de R$ 350 milhões; Brasil Telecom, no valor de R$ 1,1 bilhão; Concessionária do Sistema Anhanguera Bandeirantes S.A. - Autoban, no valor de R$ 510 milhões, ALL - América Latina Logistica - S.A., no valor de R$ 700 milhões; TAM S.A., no valor de R$ 500 milhões; Ampla Energia e Serviços S.A., no valor de R$ 370 milhões; Gafisa S.A., no valor de R$ 240 milhões; Lupatech S.A., no valor de R$ 227 milhões; Energisa S.A. no valor de R$350 milhões; Companhia Vale do Rio Doce, no valor de R$ 5,5 bilhões; Light Serviços de Eletricidade S.A., no valor de R$ 1,0 bilhão; NET Serviços de Comunicação S.A., no valor de R$ 580 milhões; e o FIDC CESP III, no valor de R$ 650 milhões.

Em 2007, até a data deste Prospecto, o Itaú BBA coordenou as seguintes operações de renda fixa no mercado de capitais local: debêntures da Telemar Participações S.A., no valor de R$ 250 milhões; Companhia Energética do Maranhão - CEMAR, no valor de R$ 267,3 milhões e nota promissória para a Nova América S.A. Agroenergia, no valor de R$ 100 milhões.

Relacionamento da Companhia com os Coordenadores

Coordenador Líder – Unibanco

Em 31 de março de 2007, além do relacionamento decorrente do Programa de Distribuição, o Unibanco e algumas das empresas do seu conglomerado econômico mantêm relações comerciais com a Companhia e com empresas a ela ligadas.

O Unibanco presta a Companhia serviços bancários em geral, tais como conta corrente, contas a pagar, recolhimento de valores, domicílio bancário, cartões, aplicações financeiras, câmbio, conta garantida, operações com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social ("BNDES"), fiança, entre outros.

Santander

Em 31 de março de 2007, além do relacionamento decorrente do Programa de Distribuição, o relacionamento direto do Banco Santander com a Companhia e suas Controladas decorre de operações tradicionais de crédito, serviços bancários em geral tais como de conta-corrente, operações de câmbio, derivativos, *cash management* e principalmente operações de banco de investimento**.**

Itaú BBA

Em 31 de março de 2007, além do relacionamento decorrente do Programa de Distribuição, o histórico de relacionamento do Itaú BBA com a Companhia, inclui relacionamento comercial por meio da prestação de serviços bancários e celebração de operações financeiras, tais como a prestação de serviços de banco de investimento e demais operações financeiras de banco comercial.

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

Em leilão de privatização realizado em 15 de setembro de 1998, a Tractebel Sul Ltda., atualmente denominada Suez Energy South America Participações Ltda. ("SESA"), adquiriu o controle acionário da Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. ("Gerasul"), subsidiária regional da Eletrobrás responsável pela geração da energia elétrica destinada ao abastecimento dos Estados do Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul e, posteriormente, Mato Grosso do Sul.

Em fevereiro de 2002, a razão social da Gerasul foi alterada para Tractebel Energia S.A..

Desde a privatização, em setembro de 1998, até a presente data, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$ 2,9 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 da Companhia apresentou crescimento de 58,1%, passando de 3.719 MW para 5.881 MW em 31 de março de 2007. Verificou-se, ainda, um aumento de 48,5% na Energia Assegurada, que passou de 2.143 MW médios para 3.183 MW médios em 31 de março de 2007.

Em 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 realizou uma oferta secundária de ações para promover maior valorização e liquidez das mesmas e atender aos requisitos do Novo Mercado. As companhias listadas no Novo Mercado são reconhecidas pelo grau de segurança oferecido pelos direitos que concedem aos acionistas e pela qualidade das informações prestadas pelas mesmas.

No primeiro trimestre de 2007, a Tractebel Energia adquiriu 2,82% de participação acionária na Machadinho Energética S.A. ("MAESA"), sociedade de propósito específico constituída para construir e explorar, por meio de consórcio, a Usina Hidrelétrica Machadinho. Consequentemente, a Companhia aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%, agregando 11,1 MW médios ao seu portfólio.

De acordo com informações da Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), em 31 de março de 2007, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada. O Parque Gerador da Tractebel Energia é composto por 6 usinas hidrelétricas e 7 usinas termelétricas, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás, totalizando 909 empregados diretos, em 31 de março de 2007. Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, e 2 são operadas pela Tractebel Energia por meio de consórcios com outras empresas. A Capacidade Instalada da Companhia, após a aquisição da participação na MAESA e incluindo a propriedade indireta das UHEs Ita, Cana Brava e Machadinho e da Unidade de Cogeração Lages, totalizava 5.881 MW em 31 de março de 2007, dos quais 79,37% oriundos de usinas hidrelétricas e 20,63% de termelétricas, o que correspondia a cerca de 7% do parque gerador de energia brasileiro. A Energia Assegurada da Companhia, em 31 de março de 2007, era de 3.183 MW médios e a capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, que inclui o contrato de compra de energia de longo prazo celebrado com a controlada Itasa, era de 5.917 MW em 31 de março de 2007.

Além disso, atualmente, todas as usinas hidrelétricas e termelétricas da Tractebel Energia possuem as certificações NBR ISO 9001, que atesta a qualidade produtiva, e NBR ISSO 14001, que atesta a responsabilidade ambiental, ambas concedidas pela *Bureau Veritas – BVQI*. A Companhia é a primeira das principais geradoras do setor elétrico a possuir 100,0% de suas plantas com essas certificações, as quais serão renovadas anualmente.

A Companhia tem como maiores clientes empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica. 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 2007, a Companhia tinha contratos de venda de energia com mais de 120 Consumidores Industriais localizados em 12 Estados brasileiros, possuindo o melhor índice de contratação do setor, com 1.233 MW médios contratados junto a tais clientes.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, a Companhia apresentou receitas líquidas da ordem de R$ 2.184 milhões, R$ 2.289 milhões e R$ 2.706 milhões, respectivamente. O valor do ativo consolidado da Companhia, em 31 de março de 2006 e de 2007, eram da ordem de R$ 5.956 milhões e R$ 5.785 milhões, respectivamente.

Em 2006, a Tractebel Energia superou certos resultados alcançados em 2005 de forma significativa, tais quais aqueles com relação a:

- Vendas Físicas - as vendas físicas da Companhia totalizaram 32.836 GWh (3.748 MW médios), um incremento de 10,1% em relação aos 29.823 GWh (3.404MW médios) comercializados em 2005;
- EBITDA - apesar da forte estiagem enfrentada na Região Sul do Brasil, em que a Companhia atua, o EBITDA atingiu R$ 1.595 milhões em 2006, representando um crescimento de 9,9% em relação a 2005;
- Lucro Líquido - a Companhia distribuirá aos seus acionistas 95,0% do lucro líquido de 2006, sob a forma de dividendos e juros sobre o capital próprio equivalente a R$ 1,43 por ação emitida pelCompanhia, valor 6,4% maior que o de 2005; e
- Market Cap – o *market cap* da Companhia em 2006 foi avaliado em R$ 11,7 bilhões na data base de 31 de dezembro de 2006.

Estratégias da Companhia

A Companhia sempre se preocupou em fornecer energia com qualidade e eficiência. Entretanto, em 2004, a Tractebel Energia 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 define 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 unidades 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 Portfolio de Clientes", e "Eficiência Operacional". Para maiores informações a respeito das estratégias da Companhia, ver "Estratégias da Companhia" na seção "Atividades da Companhia" desse Prospecto.

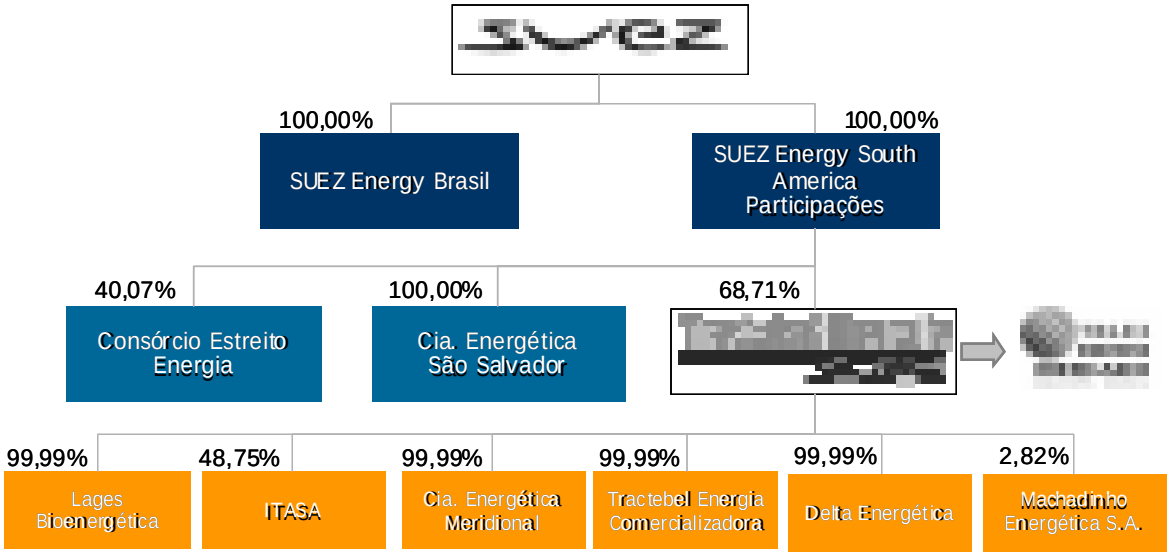
O Grupo Suez

A Tractebel Energia é controlada pela SESA, que, em 31 de março de 2007, detinha 68,71% do seu capital social. A SESA e a Tractebel Energia são sociedades que integram o Grupo Suez, cuja atuação nas áreas industrial e de serviços é reconhecida internacionalmente.

Com origem na França, o Grupo Suez oferece soluções inovadoras nos setores de energia e meio ambiente, atuando mais especificadamente com energia elétrica, gás, água e tratamento de resíduos. Ao final de 2006, atendia mais de 200 milhões de pessoas e 500 mil clientes industriais, comerciais e empresas públicas em todo o mundo. Seu parque gerador, na Europa e no mundo, totaliza 58.000 MW de Capacidade Instalada. Na Europa, a Suez é a maior fornecedora de energia e serviços industriais e a segunda em gestão de resíduos e em usinas de tratamento de água e é a quinta maior empresa de eletricidade européia.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, o Grupo Suez apresentou receitas da ordem de EUR 40,7 bilhões, EUR 41,5 bilhões e EUR 44,3 bilhões, respectivamente. No exercício social de 2006, o Grupo Suez apresentou lucro líquido de EUR 3,6 bilhões e EBITDA de EUR 7,2 bilhões. Em 31 de março de 2007, o valor das receitas do Grupo Suez era da ordem de EUR 12,2 bilhões, apresentando aumento de EUR 0,4 bilhões em relação ao valor apurado em 31 de março de 2006.

O esquema a seguir representa a estrutura de controle na qual a Tractebel Energia se encontra inserida na data deste Prospecto:



CAPITALIZAÇÃO

O quadro abaixo apresenta o endividamento de curto e longo prazos da Companhia e sua capitalização total nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007.. 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			
	2004	**% do total**	**2005**	**% do total**	**2006**	**% do total**	**2006**	**% do total**	**2007**	**% do total**
	(em milhões de Reais)									
Capitalização Total*	4.781	100,0	4.209	100,0	4.042	100,0	4.528	100,0	4.237	100,0
Dívida de Curto Prazo	301	6,3	274	6,5	344	8,5	277	6,2	336	7,9
Empréstimos e Financiamentos	278	5,8	243	5,8	306	7,6	236	5,3	287	6,8
Moeda Estrangeira	154	3,2	100	2,4	154	3,8	102	2,3	157	3,7
Moeda Nacional	124	2,6	143	3,4	152	3,8	134	3,0	130	3,1
Debêntures	23	0,5	31	0,7	38	0,9	41	0,9	49	1,1
Dívidas de Longo Prazo	1.693	35,4	1.249	29,7	933	23,1	1.192	26,3	894	21,1
Empréstimos e Financiamentos	1.539	32,2	911	21,7	610	15,1	852	18,8	570	13,4
Moeda Estrangeira	906	19,0	398	9,5	235	5,8	369	8,1	215	5,0
Moeda Nacional	633	13,2	513	12,2	375	9,3	483	10,7	355	8,4
Debêntures	154	3,2	338	8,0	323	8,0	340	7,5	324	7,7
Patrimônio Líquido	2.787	58,3	2.686	63,8	2.765	68,4	3.059	67,5	3.007	71,0
Capital Social	2.446	51,2	2.446	58,1	2.446	60,5	2.446	54,0	2.446	57,7
Reservas de Capital	92	1,9	92	2,2	92	2,3	92	2,0	92	2,2
Reservas de Lucros	249	5,2	148	3,5	227	5,6	148	3,3	227	5,4
Lucros Acumulados							373	8,2	242	5,7

**Inclui principal e encargos*

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 à 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 de "Fatores de Risco" do Suplemento referente à cada oferta pública de Debêntures que venha a ser realizada pela Companhia no âmbito do Programa de Distribuição.

Fatores de risco relacionados exclusivamente a cada 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 governamentais para combatê-la podem contribuir para a incerteza econômica no Brasil e prejudicar os negócios da Companhia.

O Brasil apresenta um histórico de altas taxas de inflação, com média de 10,1% ao ano no período compreendido entre 2000 e 2006. Medidas para conter a inflação, 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 financeiras. 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 dos Estados Unidos da América e de outras moedas podem afetar negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

A despeito da valorização do Real frente ao dólar dos Estados Unidos da América verificada no período compreendido entre 31 de dezembro de 2002 e 31 de março de 2007, correspondente a 42,0%, 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 dos Estados Unidos da América, conforme já verificado no passado, poderá gerar inflação e medidas governamentais para combater eventuais surtos inflacionários, entre as quais a elevação na 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.

O Banco Central do Brasil ("Banco Central") estabelece as taxas básicas de juros para o sistema bancário brasileiro. Durante os últimos anos, a taxa de juros básica tem oscilado consideravelmente, chegando a, aproximadamente, 45,0% em março de 1999 e caindo para 15,25% em 17 de janeiro de 2001. Posteriormente, a taxa de juros básica atingiu 26,50% em fevereiro de 2003 e recuou novamente para 16,50% em dezembro do mesmo ano. Nos anos seguintes a taxa básica de juros esteve novamente em alta equivalente a 19,75% entre maio e agosto de 2005, quando o Banco Central passou a tomar medidas que possibilitaram que a taxa de juros básica chegasse aos atuais 12,75% ao ano.

Novos movimentos de elevação das taxas de juros 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, de forma que os resultados e a condição financeira da Companhia poderão ser afetados negativamente.

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 Ministério de Minas e Energia ("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.

Tal legislação permanece sujeita à regulamentação por parte do MME e da ANEEL, por meio de decretos, resoluções e outros atos normativos, inclusive no que tange aos preços e condições da energia nova, condições e regras dos leilões de energia e sua constitucionalidade está atualmente sendo questionada perante o Supremo Tribunal Federal. Até a data deste Prospecto, o Supremo Tribunal Federal não havia chegado a uma decisão final sobre o questionamento, e, portanto, a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico permanece em vigor.

No caso da totalidade ou de uma parte relevante da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ser considerada inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o marco regulatório introduzido pela referida Lei poderá não mais vigorar, gerando incerteza em relação à forma e ao momento em que o Governo Federal será capaz de introduzir mudanças no setor elétrico.

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 se 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 usinas termelétricas foi alterada, sendo que a nova Garantia Física deverá ser observada a partir de 2008. As usinas termelétricas da Companhia contavam com Garantia Física de 984,8 MW médio em 31 de março de 2007, e, a partir de 2008 contarão com 852,8 MW médio, 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 hidrelétricas, 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.

A Companhia vendeu 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, tendo representado aproximadamente 75,0% da capacidade disponível no Sistema Interligado Nacional ("SIN") em 2006. Atualmente, a geração hidrelétrica representa aproximadamente 82,61% 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 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, através 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 em decorrência do término dos Contratos Iniciais.

Durante o período de transição previsto pela Lei do Setor Elétrico (entre os anos de 1998 e 2005), toda a energia existente no mercado foi contratada por meio de Contratos Iniciais que, com preços e quantidades de energia e de demanda de potência determinados pela ANEEL, substituiu o sistema anterior de contratos de suprimento. Os Contratos Iniciais foram homologados pela ANEEL, em agosto de 1998, para as empresas localizadas na região Sul, e em dezembro de 1998, para as empresas localizadas nas regiões Norte/Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste do Brasil. Foram estabelecidas quantidades de energia e de demanda de potência para o período de 1999 a 2002. Durante o período de 2003 a 2005, as quantidades de energia e de demanda de potência dos Contratos Iniciais foram reduzidas a uma taxa anual de 25,0% do seu volume inicial, sendo que tais contratos terminaram em 31 de dezembro de 2005. De acordo com a nova regulamentação do setor elétrico, a energia liberada dos Contratos Iniciais pode ser vendida a Consumidores Livres.

Com o término dos Contratos Iniciais, a Companhia e outras Geradoras e Comercializadoras passaram a concorrer 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. Em 31 de março de 2007, 28,4% da receita total da Companhia é oriundo da comercialização de energia com Consumidores Livres.

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 usinas termelétricas, estão sujeitas a extinção em alguns casos.

Nos termos dos Contratos de Concessão, firmados entre a Companhia e o Poder Concedente (através 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 sejam rescindidos 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 usinas termelétricas, bem como da legislação em vigor, a respectiva autorização pode ser cassada, fato que 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 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 portfolio 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 à taxas de juros variáveis, tais como TJLP, LIBOR e Taxa DI. Em 31 de março de 2007, o valor total das dívidas da Tractebel Energia (de curto e longo prazo) era de R$ 1.230 milhões, sendo que desse total R$ 884 milhões estão 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 Tractebel Energia. 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 dos Estados Unidos da América e outras moedas em decorrência da capitalização da Companhia em moeda estrangeira.

Em 31 de março de 2007, a Companhia possuía uma dívida total consolidada em moeda estrangeira de R$ 372 milhões, sendo que deste valor 69% são denominados em dólar americano (US$) e 31% em Euros (EUR). 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 dos Estados Unidos da América, 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 anterior à 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 usinas hidrelétricas e termelétricas 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, aproximadamente 75% da capacidade disponível e 92,0% do efetivo suprimento de energia do SIN é gerado por usinas hidrelétricas. Como o SIN opera em sistema de despacho otimizado e centralizado pelo ONS, cada usina hidrelétrica, incluindo as UHEs da Companhia, está sujeita a variações nas condições hidrológicas verificadas tanto na região geográfica em que opera como em outras regiões do País. Atualmente, a geração hidrelétrica representa aproximadamente 82,61% da Capacidade Instalada total das usinas da Companhia, o que equivale a 5.764 MW. 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 apropriados das usinas termelétricas.

O fornecimento de gás natural utilizado na Usina Termelétrica William Arjona à Tractebel Energia é efetuado pela Companhia de Gás do Mato Grosso do Sul ("MSGás"), que por sua vez, contratou o suprimento de tal insumo, via Gasoduto Bolívia-Brasil ("GASBOL"), com a Petróleo Brasileiro S.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 usina termelétrica poderá ser interrompido em decorrência de eventual corte repentino no fornecimento desse insumo. A interrupção das atividades da Usina Termelétrica William Arjona podem representar decréscimo significativo nos resultados da Companhia. Para informações adicionais acerca da questão do fornecimento de gás natural pela Petrobras à MSGás e à Companhia, ver "Atividades da Companhia – Contratos Relevantes".

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.

A Companhia poderá ser responsabilizada por (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, neste último caso, 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 (LMI), que cobre perdas e danos a terceiros.

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 (PBD) 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 2007 havia migração de 94% dos participantes ativos. No período encerrado em 31 de março de 2007, o montante do passivo relativo aos benefícios pós-emprego de responsabilidade da Companhia era de R$ 318 milhões, dos quais R$ 144 milhões correspondiam a dívidas contratadas. O montante das perdas atuariais, de R$ 131 milhões em 31 de março de 2007, cujos valores excederam em até 10%, 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 8,25 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 2007, as perdas prováveis, possíveis e remotas nestas ações envolviam o montante total de R$ 380 milhões (sendo que R$ 168 milhões foram depositados judicialmente), dos quais 11,6% estavam relacionados a ações trabalhistas, 65,8% a ações fiscais e os demais 22,6% a ações de natureza cível. Em 31 de março de 2007, a Companhia tinha provisões para as perdas prováveis no montante de R$ 104 milhões, sendo que 34 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, as Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.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 Tribunal Regional Federal da 4ª Região ("TRF"). O TRF 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. Dessas decisões podem ser interpostos recurso especial para o Superior Tribunal de Justiça ("STJ") e recurso extraordinário para o Supremo Tribunal Federal ("STF"). Não há como garantir que um resultado favorável à Companhia e aos demais réus em segunda instância será mantido pelo STJ ou STF (caso os respectivos recursos sejam efetivamente interpostos) ou prever 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 reús 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 dos processos judiciais questionando a privatização da Gerasul, ver "Atividades da Companhia – Processos Judiciais e Administrativos".

Parte dos bens da Companhia estão vinculados 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.

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 dessas 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 Superior Tribunal de Justiça 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 Câmara de Custódia e Liquidação ("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
- Capital Social, Dividendos e Acionistas
- Títulos e Valores Mobiliários Emitidos
- 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 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007. 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, 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 2004, 2005 e 2006 e as informações trimestrais consolidadas referentes ao período compreendido entre 1º de janeiro e 31 de março de 2006 foram auditadas e revisadas, respectivamente, pela BDO Trevisan Auditores Independentes. As informações trimestrais relativas ao período encerrado em 31 de março de 2007 foram 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 2004, 2005 e 2006

Demonstrações de Resultado

	31 de dezembro de					
	2004	**% da receita líquida de vendas e**	**2005**	**% da receita líquida de vendas e**	**2006**	**% da receita líquida de vendas e**
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**2.376**	**-**	**2.593**	**-**	**3.061**	**-**
DEDUÇÕES DA RECEITA	**(192)**	**(8,8)**	**(304)**	**(13,3)**	**(355)**	**(13,1)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E	**2.184**	**100,0**	**2.289**	**100,0**	**2.706**	**100,0**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E						
Energia elétrica comprada de terceiros	(209)	(9,6)	(157)	(6,9)	(288)	(10,6)
Transações no âmbito da CCEE	(94)	(4,3)	(7)	(0,3)	(281)	(10,4)
Custo de produção de energia elétrica	(567)	(26,0)	(547)	(23,9)	(513)	(19,0)
	(870)	**(39,9)**	**(711)**	**(31,1)**	**(1.082)**	**(40,0)**
LUCRO BRUTO	**1.314**	**60,1**	**1.578**	**68,9**	**1.624**	**60,0**
DESPESAS OPERACIONAIS						
Despesas com vendas	(133)	(6,1)	(165)	(7,2)	(210)	(7,8)
Despesas gerais e administrativas	(98)	(4,5)	(120)	(5,2)	(133)	(4,9)
(Constituição) reversão de provisões	(2)	(0,1)	(50)	(2,2)	11	0,4
Ganhos em ações judiciais	-	-	-	- -	95	3,5
	(233)	**(10,7)**	**(335)**	**(14,6)**	**(237)**	**(8,8)**
Resultado do serviço	**1.081**	**49,4**	**1.243**	**54,3**	**1.387**	**51,2**
Resultado de participações societárias	**(7)**	**(0,3)**	**(7)**	**(0,3)**	**(7)**	**(0,3)**
Resultado financeiro						
Receitas financeiras	74	3,4	139	6,1	108	4,0
Despesas financeiras	(284)	(13,0)	(275)	(12,0)	(264)	(9,8)
	(210)	**(9,6)**	**(136)**	**(5,9)**	**(156)**	**(5,8)**
RESULTADO OPERACIONAL	**864**	**39,5**	**1.100**	**48,1**	**1.224**	**45,1**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**(3)**	**(0,1)**	**4**	**0,1**	**3**	**0,1**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**861**	**39,4**	**1.104**	**48,2**	**1.227**	**45,2**
Imposto de renda e contribuição social	(86)	(3,9)	(184)	(8,0)	(248)	(9,2)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**775**	**35.5**	**920**	**40.2**	**979**	**36.0**
LUCRO LÍQUIDO POR LOTE DE MIL AÇÕES EM 2004) E POR AÇÕES EM 2005 E 2006 - EM R$	**1.19**	**-**	**1.41**	**-**	**1.50**	**-**
EBITDA	**1.304**	**59.7**	**1.451**	**63.4**	**1.595**	**58.9**

Balanço Patrimonial

ATIVO	**31 de dezembro de**					
ATIVO CIRCULANTE	**2004**	**% do total**	**2005**	**% do total**	**2006**	**% do total**
Disponível	642	10,4	309	5,4	257	4,6
Consumidores, concessionárias e permissionárias	288	4,7	321	5,7	358	6,4
Tributos e contribuições sociais a compensar	75	1,2	17	0,3	27	0,5
Cauções e depósitos vinculados	10	0,2	48	0,8	76	1,4
Ativo fiscal diferido	98	1,6	82	1,5	21	0,4
Outros	52	0,8	60	1,1	53	1,0
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**1.165**	**18,9**	**837**	**14,8**	**792**	**14,3**
ATIVO NÃO CIRCULANTE						
Realizável a Longo Prazo						
Concessionárias e permissionárias	31	0,5	38	0,7	16	0,3
Depósitos judiciais	9	0,2	46	0,8	131	2,4
Ativo fiscal diferido	187	3,0	193	3,4	189	3,4
Outros	128	2,1	97	1,7	113	2,0
	355	**5,8**	**374**	**6,6**	**449**	**8,1**
Permanente						
Investimentos e Diferido	103	1,7	87	1,5	72	1,3
Imobilizado (incluindo Intangível)	4.537	73,6	4.354	77,1	4.226	76,3
	4.640	**75,3**	**4.441**	**78,6**	**4.298**	**77,6**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**4.995**	**81,1**	**4.815**	**85,2**	**4.747**	**85,7**
TOTAL	**6.160**	**100,0**	**5.652**	**100,0**	**5.539**	**100,0**

PASSIVO	31 de dezembro de					
PASSIVO CIRCULANTE	**2004**	**%**	**2005**	**%**	**2006**	**%**
Fornecedores	89	1,4	94	1,7	239	4,3
Dividendos e juros sobre o capital próprio	553	9,0	496	8,8	478	8,6
Empréstimos, financiamentos e debêntures	301	4,9	274	4,8	344	6,2
Operações com derivativos de curto prazo	28	0,5	66	1,2	5	0,1
Outros	234	3,8	257	4,5	181	3,3
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**1.205**	**19,6**	**1.187**	**21,0**	**1.247**	**22,5**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE						
Exigível a Longo Prazo						
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.693	27,5	1.249	22,1	934	16,9
Benefícios pós-emprego	199	3,2	206	3,7	294	5,3
Outros	276	4,5	324	5,7	300	5,4
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**2.168**	**35,2**	**1.779**	**31,5**	**1.528**	**27,6**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO						
Capital social	2.446	39,7	2.446	43,3	2.446	44,2
Reservas de capital	92	1,5	92	1,6	92	1,6
Reservas de lucros	249	4,0	148	2,6	226	4,1
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**2.787**	**45,2**	**2.686**	**47,5**	**2.764**	**49,9**
TOTAL	**6.160**	**100,0**	**5.652**	**100,0**	**5.539**	**100,0**

Períodos Encerrados em 31 de março de 2006 e 2007

Demonstrações de Resultado

	31 de março de			
	2006	**% da receita líquida de vendas e serviços**	**2007**	**% da receita líquida de vendas e serviços**
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	**706**	**-**	**761**	**-**
DEDUÇÕES DA RECEITA	**(76)**	**(12,1)**	**(86)**	**(12,7)**
RECEITA LÍQUIDA DE VENDAS E	**630**	**100,0**	**675**	**100,0**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E				
Energia elétrica comprada de terceiros	(59)	(9,4)	(40)	(5,9)
Transações no âmbito da CCEE	(16)	(2,5)	(47)	(7,0)
Custo de produção de energia elétrica	(119)	(18,9)	(111)	(16,4)
Custo dos serviços prestados	(2)	(0,3)	(2)	(0,3)
	(196)	**(31,1)**	**(200)**	**(29,6)**
LUCRO BRUTO	**434**	**68,9**	**475**	**70,4**
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas	(50)	(-7,9)	(51)	(7,6)
Despesas gerais e administrativas	(33)	(5,2)	(30)	(4,4)

(Constituição) reversão de provisões	(4)	(0,7)	1	0,1
Ganhos em ações judiciais	-	-	-	-
	(87)	**(13,8)**	**(80)**	**(11,9)**
Resultado do serviço	**347**	**55,1**	**395**	**58,5**
Resultado de participações societárias				
Amortização de ágio	(1)	(0,2)	(2)	(0,3)
	(1)	**-0,2**	**(2)**	**-0,3**
Resultado financeiro				
Receitas financeiras	31	4,9	23	3,4
Despesas financeiras	(52)	(8,2)	(49)	(7,2)
	(21)	**(3,3)**	**(26)**	**(3,8)**
RESULTADO OPERACIONAL	**325**	**51,6**	**367**	**54,4**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**52**	**8,3**	**(1)**	**(0,1)**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**377**	**59,9**	**366**	**54,3**
Imposto de renda e contribuição social	(33)	(5,2)	(124)	(18,4)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**344**	**54,7**	**242**	**35,9**
LUCRO LÍQUIDO POR AÇÃO EM R$	**0,53**		**0,37**	
EBITDA	**399**	**63,3**	**451**	**66,8**

Balanço Patrimonial

ATIVO	**31 de março de**			
ATIVO CIRCULANTE	**2006**	**%**	**2007**	**%**
Disponível	559	9,4	548	9,5
Consumidores, concessionárias e permissionárias	343	5,8	352	6,1
Tributos e contribuições sociais a compensar	80	1,3	40	0,7
Cauções e depósitos vinculados	48	0,8	38	0,6
Ativo fiscal diferido	55	0,9	24	0,4
Outros	43	0,7	52	0,9
TOTAL DO ATIVO CIRCULANTE	**1.128**	**18,9**	**1.054**	**18,2**
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
Realizável a Longo Prazo				
Concessionárias e permissionárias	32	0,5	13	0,2
Depósitos judiciais	69	1,2	135	2,4
Ativo fiscal diferido	183	3,1	193	3,3
Outros	129	2,2	116	2,0
	413	**7,0**	**457**	**7,9**
Permanente				
Investimentos e diferido	84	1,4	96	1,7
Imobilizado (incluindo intangível)	4.331	72,7	4.178	72,2
	4.415	**74,1**	**4.274**	**73,9**
TOTAL DO ATIVO NÃO CIRCULANTE	**4.828**	**81,1**	**4.731**	**81,8**
TOTAL	**5.956**	**100,0**	**5.785**	**100,0**

PASSIVO	31 de março de			
PASSIVO CIRCULANTE	**2006**	**%**	**2007**	**%**
Fornecedores	112	1,9	170	2,9
Dividendos e juros sobre o capital próprio	495	8,3	478	8,3
Empréstimos, financiamentos e debêntures	278	4,7	336	5,8
Operações com derivativos de curto prazo	73	1,2	13	0,2
Outros	202	3,4	279	4,8
TOTAL DO PASSIVO CIRCULANTE	**1.160**	**19,5**	**1.276**	**22,0**
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
Exigível a Longo Prazo				
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.192	20,0	894	15,4
Benefícios pós-emprego	244	4,1	298	5,2
Outros	301	5,1	310	5,4
TOTAL DO PASSIVO NÃO CIRCULANTE	**1.737**	**29,2**	**1.502**	**26,0**
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	2.446	41,1	2.446	42,3
Reservas de capital	92	1,4	92	1,6
Reservas de lucros	148	2,5	227	3,9
Lucros acumulados	373	6,3	242	4,2
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	**3.059**	**51,3**	**3.007**	**52,0**
TOTAL	**5.956**	**100,0**	**5.785**	**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 aceitas 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, da expansão da atividade econômica. Aumentos nas taxas de inflação afetam o mercado imobiliário 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. Por influir na liquidez dos meios de pagamento, o controle das taxas de juros gera efeitos diretos na demanda de bens duráveis e de consumo e, por conseqüência, na aquisição de imóveis.

Para maiores informações acerca dos impactos da inflação e outros fatores macroeconômicos nos resultados da Companhia vide item "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:

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.

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.

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.

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 em prejuízos fiscais e 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 sociedades Controladas e 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.

Demais obrigações

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

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.

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.

Resultado do exercício

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

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.

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 Ita Energética S.A. - Itasa são consolidados na proporção da participação da Companhia em seu capital social, por se tratar de controle compartilhado.

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais Controladas, não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações contábeis consolidadas.

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 do Instituto dos Auditores Independentes do Brasil ("IBRACON"), a qual visa à convergência com as Normas Internacional 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 pesquisa e desenvolvimento

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 pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico.

O critério de contabilização destes recursos destinados à pesquisa e desenvolvimento foi alterado, em janeiro de 2006, conforme orientação contida em Interpretação Técnica n.º 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 "Pesquisa e desenvolvimento", no grupo "Dedução da Receita Operacional Bruta".

Reclassificação das demonstrações contábeis

Com propósito de permitir uma melhor apresentação e facilitar a comparação das demonstrações contábeis, certas rubricas dos balanços patrimoniais de 31 de dezembro de 2004, 31 de dezembro de 2005 e 31 de março de 2006 e das demonstrações de resultados dos exercícios de 2004 e 2005 e do trimestre findo em 31 de março de 2006, foram reclassificadas. As principais reclassificações realizadas estão mencionadas a seguir:

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 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".

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 conta "Créditos da Conta Consumo de Combustível – CCC/CDE", foram reclassificados para a rubrica "Fornecedores", a partir de 31 de dezembro 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 ativo não circulante para serem demonstrados como valores redutores dos passivos contingentes correspondentes, a partir de 31 de dezembro de 2006.

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 partir de 30 de junho de 2006.

Reclassificações

As reclassificações efetuadas nas rubricas anteriormente comentadas foram as seguintes:

	31 de dezembro		31 de março
	2004	2005	2006
DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO			
Combustível para produção de energia elétrica	286	311	-
Encargos do passivo atuarial	33	33	9
BALANÇO PATRIMONIAL			
Crédito conta consumo de combustível CCC/CDE	28	28	31
Depósitos judiciais	17	25	26

Comparação dos Resultados Operacionais e Contas Patrimoniais da Companhia nos Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de 2004 e 2005

Considerações sobre os Resultados Operacionais

Receita Operacional Bruta

A receita bruta alcançou R$ 2.593 milhões em 2005, representando um crescimento de 9,1% em relação a 2004, sendo 5,6% receita de suprimento de energia e 28,7% receita de fornecimento de energia (energia vendida para clientes livres), demonstrando a importância do desenvolvimento do portfolio de clientes livres. Este desempenho foi resultado da combinação dos seguintes aspectos:

- aumento do volume de energia vendida de 1,3%;
- a energia elétrica liberada dos contratos iniciais, por força da regulamentação setorial, foi recontratada livremente com distribuidoras, comercializadoras e consumidores industriais a preços médios 16,4% superiores; e
- 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 de Preços de Mercado).

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 58,3% entre os exercícios comparados, elevando-se de R$ 192 milhões para R$ 304 milhões. Este crescimento decorreu, basicamente, da majoração das alíquotas do PIS e da COFINS, de 3,65% para 9,25%, e do aumento do ICMS ocorrido pelo incremento das vendas intra-estaduais a consumidores finais.

Receita Líquida

A receita líquida de 2005 totalizou R$ 2.289 milhões, significando expansão de 4,8% em relação a 2004, resultado da combinação do comportamento da receita operacional bruta e das deduções da receita.

Custos de Energia Elétrica e Serviços

Os custos foram de R$ 711 milhões em 2005, com queda de 18,3% sobre 2004. Esta variação decorreu principalmente do comportamento dos seguintes componentes:

- Energia elétrica comprada de terceiros: decréscimo de R$ 52 milhões, devido, basicamente, a queda da energia comprada da Companhia de Interconexão Energética ("CIEN"), em virtude da redução da garantia física imposta pela ANEEL para essa unidade produtora.
- Transações no âmbito da CCEE: a queda de R$ 87 milhões entre os exercícios comparados reflete, principalmente: (i) a menor exposição da Companhia no mercado de curto prazo (CCEE), o acréscimo de disponibilidade própria de energia; e (ii) a amortização total, em 2004, do custo diferido de compra de energia durante o período do racionamento.
- Custo com combustíveis para produção de energia elétrica: redução de R$ 32 milhões, devido, basicamente ao menor consumo de carvão mineral, em decorrência da redução de geração de energia destinada à exportação.
- Depreciação: decréscimo de R$ 16 milhões relacionado ao fato de que o custo, em 2004, contemplava a depreciação acelerada referente às unidades 4 e 5 da Usina Termelétrica William Arjona, no valor de R$ 14 milhões, reconhecida até o final do ano de 2004 em virtude da possibilidade de desativação destas unidades ao final do contrato de venda de energia vinculado a utilização do referido ativo.
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: acréscimo de R$ 10 milhões causado, principalmente, pelo reajuste tarifário anual.
- Material e serviços de terceiros: expansão de R$ 15 milhões devido, basicamente, à manutenção extraordinária ocorrida na Usina de Jorge Lacerda B e aos reajustes contratuais anuais.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas foram de R$ 165 milhões, valor 24,1% superior ao do ano anterior, em virtude, principalmente, do incremento nos Encargos de Uso da Rede Elétrica no valor de R$ 27 milhões, causado pelo aumento do volume de vendas através de contratos bilaterais em substituição aos contratos iniciais, sobre os quais não incidiam encargos de transmissão, e pelo reajuste das tarifas desse serviço.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas totalizaram R$ 120 milhões, incremento de 22,5% em comparação com 2004, resultante, basicamente, do aumento das despesas com pessoal e prestação de serviços, bem como do pagamento de multa por rescisão contratual aplicada pelo BID, no valor de R$ 15 milhões, em virtude da rescisão do contrato pela liquidação antecipada da dívida com aquela instituição.

Provisões Operacionais Líquidas

A variação de R$ 48 milhões decorreu, principalmente, do complemento efetuado na provisão para benefício pós-emprego, em função da alteração de hipóteses econômicas atuariais quando da migração do Plano de Benefício Definido para Contribuição Definida, e da provisão para manutenções programadas devido a reavaliações realizadas no programa de manutenção do Parque Gerador.

Resultado Financeiro

O incremento de R$ 65 milhões nas receitas financeiras deveu-se, basicamente, (i) ao aumento na receita de aplicações financeiras, em conseqüência de maior disponibilidade de recursos para aplicação em 2005, no montante de R$ 37 milhões; bem como (ii) ao reconhecimento de receita não recorrente de atualização de tributos e contribuições sociais recolhidos a maior em anos anteriores, no montante de R$ 23 milhões.

A redução de R$ 9 milhões das despesas financeiras decorreu, principalmente, da combinação dos seguintes fatores: (i) redução nos encargos financeiros devidos substancialmente às amortizações recorrentes e ao pré-pagamento do financiamento com o BID; (ii) queda nas variações monetárias sobre dívidas e obrigações; (iii) redução no ganho cambial líquido proveniente das perdas nas operações com swaps de taxa de câmbio, em função da menor valorização do Real frente à cesta de moedas que compõe a dívida; e (iv) queda em outras despesas financeiras.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R$ 98 milhões decorreu substancialmente do crescimento do lucro antes dos tributos em R$ 243 milhões, o qual resultou no incremento do imposto de renda e contribuição social em R$ 82 milhões.

Lucro Líquido do Exercício

O lucro líquido de 2005 atingiu R$ 920 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. O lucro líquido por ação foi de R$ 1,41.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA de 2005 alcançou R$ 1.451 milhões, representando aumento da margem EBITDA de 59,7% para 63,4%.

Considerações sobre as Contas Patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de dezembro de 2005, o ativo circulante da Companhia era de R$ 837 milhões, 28,2% menor que em 31 de dezembro de 2004. As disponibilidades, no montante de R$ 309 milhões, em 31 de dezembro de 2005, reduziram 51,9% ou R$ 333 milhões, em função (i) do pagamento de dividendos intercalares sobre o lucro do primeiro semestre de 2005, no montante correspondente a R$ 141 milhões, (ii) do pagamento de dividendos intermediários, no valor de R$ 147 milhões, com base na reserva de lucros existentes em 31.12.2004; e (iii) da utilização de recursos para parte do pré-pagamento do financiamento junto ao BID, pela controlada Companhia Energética Meridional - CEM, ocorrido em 2005. Estas disponibilidades eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida.

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de dezembro de 2005, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$ 374 milhões, 5,4% maior que em 31 de dezembro de 2004. A variação é justificada, principalmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) aumento dos depósitos judiciais, no montante de R$ 37 milhões, dos quais R$ 30 milhões correspondem a PIS e COFINS depositados em função de questionamento judicial quanto à adoção do regime de tributação cumulativo ou não-cumulativo sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a 1 ano e a preço predeterminado; (ii) reconhecimento da alienação de 33,3% do Projeto Jacuí, no valor de R$ 31 milhões; (iii) acréscimo nos valores a receber decorrentes de parcelamento com agentes da CCEE, nos tributos e contribuições sociais a recuperar e no ativo fiscal, no valor de R$ 14 milhões; (iv) resgate de valores depositados em garantia do pagamento de serviços de dívidas com o BID, em decorrência do pré-pagamento do financiamento; e (v) transferência para o ativo circulante das aplicações financeiras relativas às garantias vinculadas às operações de swap do Fundo de Investimento Exclusivo da Companhia, correspondentes a R$ 66 milhões.

Imobilizado

Em 31 de dezembro de 2005, o imobilizado da Companhia era de R$ 4.354 milhões, 4,0% menor que em 31 de dezembro de 2004. A oscilação justifica-se, basicamente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) aquisição de ativos no montante de R$ 44 milhões; (ii) baixa por alienação de 33,33% do empreendimento do Projeto Jacuí, no valor de R$ 26 milhões; e (iii) depreciação e amortização de R$ 199 milhões. As aplicações no imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, a reforma dos geradores da Usina Hidrelétrica de Salto Osório, a troca do precipitador eletrostático e estator da unidade 6 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B, a substituição do sistema de remoção de cinza e execução de obras complementares na Unidade de Cogeração Lages – UCLA e a diversas obras de adição com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança dos sistemas de geração, bem como a modernização dos mesmos.

Passivo Circulante

O passivo circulante foi reduzido de R$ 1.205 milhões, em 31 de dezembro de 2004, para R$ 1.187 milhões, em 31 de dezembro de 2005. A variação líquida se deu, principalmente, pela conjugação dos seguintes aspectos: (i) redução do saldo de dividendos e juros sobre o capital próprio a pagar; (ii) pagamento de empréstimos, financiamentos e de tributos e contribuições sociais; e (iii) aumento das perdas a realizar com operações de swap de taxa de câmbio.

Exigível a Longo Prazo

O exigível a longo prazo passou de R$ 2.168 milhões em 31 de dezembro de 2004 para R$ 1.779 milhões em 31 de dezembro de 2005. Esta redução decorreu, principalmente, da combinação dos seguintes fatos: (i) transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$ 258 milhões; (ii) pagamento antecipado de R$ 275 milhões pela controlada CEM do financiamento junto ao BID; (iii) efeitos da valorização do Real frente às cestas de moedas que compõe as dívidas em moeda estrangeira da Companhia originadas de empréstimos e financiamentos, no valor de R$ 108 milhões; e (iv) captação de R$ 200 milhões, através da emissão de debêntures, para o pré-pagamento da referida dívida junto ao BID; e (v) transferência do passivo circulante de passivo fiscal diferido no montante de R$ 36 milhões.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia, de R$ 2.787 milhões, em 31 de dezembro de 2004, passou para R$ 2.686 milhões, em 31 de dezembro de 2005, em decorrência do lucro líquido do exercício de R$ 920 milhões, da destinação deste lucro para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no montante de R$ 874 milhões, e do pagamento de dividendos intermediários com base nas reservas de lucros, no valor de R$ 147 milhões.

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 bruta alcançou R$ 3.061 milhões em 2006, um acréscimo de 18,0% em relação a 2005, sendo 9,3% receita de suprimento de energia e 55,1% 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 7,1%.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 16,8% entre os períodos comparados, elevando-se de R$ 304 milhões para R$ 355 milhões. Este incremento deveu-se, basicamente, ao aumento do ICMS ocorrido pelo incremento das vendas intra-estaduais a consumidores finais e ao reconhecimento, a partir de 2006, como dedução da receita bruta, dos recursos a serem aplicados em Pesquisa e Desenvolvimento, 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, variação esta consistente com o aumento da receita operacional bruta.

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 de terceiros: 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: crescimento de R$ 274 milhões, devido principalmente: (i) à necessidade de reposição da energia do contrato com a CIEN, que se mostrou indisponível a partir de junho de 2006; (ii) ao aumento médio dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD), na CCEE, que resultou no crescimento dos custos de energia de substituição termelétrica; e (iii) aos maiores custos do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), em decorrência da redução da produção hidrelétrica, 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.
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: redução de R$ 29 milhões, em função do impacto na base de apuração desta contribuição, causado pela redução do despacho da energia gerada pelas usinas hidrelétricas requerido pelo ONS, devido à já citada estiagem que atingiu a Região Sul.

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 através 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.

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: diminuição de R$ 11 milhões, em decorrência, principalmente, da redução dos encargos provenientes de dívidas devido a amortizações decorrentes de empréstimos e financiamentos e à queda da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP).

Imposto de Renda e Contribuição Social

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

Lucro Líquido do Exercício

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.

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 58,9%, enquanto que no ano 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 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 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 Usina Hidrelétrica de Salto Osório, a troca do precipitador eletrostático das unidades 1 a 4 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e da unidade 6 de Jorge Lacerda B, a manutenção geral das unidades 1, 2 e 3 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A e da unidade 4 da Usina Termelétrica de Charqueadas e a diversas obras de adições com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança dos sistema de geração bem como a modernização dos mesmos.

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 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 Períodos Encerrados em 31 de março de 2006 e 2007

Considerações sobre os Resultados Operacionais

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta no primeiro trimestre de 2007 foi de R$ 761 milhões, montante 7,7% superior ao alcançado no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 706 milhões, reflexo dos aumentos de preço e volume de venda. A receita de suprimento de energia está em linha com o primeiro trimestre de 2006 e a receita de fornecimento de energia aumentou 38,0%, o que reflete os esforços da Companhia em ampliar o portfólio de clientes livres.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções sobre a receita bruta aumentaram 13,2% entre os períodos comparados, elevando-se de R$ 76 milhões para R$ 86 milhões. Este incremento foi devido ao aumento do ICMS ocorrido pelo incremento das vendas intra-estaduais a consumidores finais.

Receita Líquida

No primeiro trimestre de 2007, a receita líquida aumentou em 7,2% em comparação ao mesmo trimestre de 2006, evoluindo de R$ 630 milhões para R$ 675 milhões, crescimento consistente com o da receita operacional bruta.

Custos de Energia Elétrica e Serviços

Os custos alcançaram R$ 200 milhões no primeiro trimestre de 2007, representando um crescimento de 2,0% sobre o mesmo período de 2006, que foi de R$ 196 milhões. Esta evolução decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada de terceiros: decréscimo de R$ 19 milhões, devido (i) a queda da energia comprada da CIEN, ocasionada pela redução da garantia física imposta pela ANEEL para essa unidade produtora; e (ii) ao menor volume de compra de energia de terceiros para comercialização.
- Transações no âmbito da CCEE: o crescimento de R$ 31 milhões ocorreu principalmente em função de, no primeiro trimestre de 2006, a Companhia ter auferido receita de R$ 27 milhões, em decorrência da então necessidade de despacho de energia da Usina Termelétrica William Arjona, causada pela interligação limitada da região ao sistema elétrico. No primeiro trimestre de 2007, esta receita praticamente não foi obtida em virtude do despacho minimizado de energia da referida usina após o reforço de transmissão na região, a partir de novembro de 2006.
- Combustíveis para produção de energia elétrica: redução de R$ 15 milhões, em função, basicamente, do menor consumo de gás natural na Usina Termelétrica William Arjona, ocasionado pelo despacho minimizado de energia da usina após o já citado reforço na transmissão na área de Campo Grande.
- Depreciação: aumento de R$ 4 milhões em razão de ajuste na vida útil de certos ativos de usinas hidrelétricas.
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: redução de R$ 2 milhões em decorrência do impacto na base de apuração desta contribuição, causada pela redução do despacho da energia gerada nas usinas hidrelétricas pelo ONS.
- Pessoal: do aumento de R$ 4 milhões, R$ 3 milhões referem-se ao reconhecimento, no primeiro trimestre de 2007, de provisão para participação nos resultados e bônus de empregados. Esta prática contábil de registro mensal destas provisões passou a ser adotada a partir do 2º trimestre de 2006.

Despesas Operacionais

Despesas com Vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica, que totalizaram R$ 51 milhões no primeiro trimestre de 2007, superior em 2,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 50 milhões. Este aumento decorreu da combinação dos reajustes tarifários e da recuperação de crédito de PIS e COFINS sobre os referidos encargos.

Despesas Gerais e Administrativas

As despesas gerais e administrativas passaram de R$ 33 milhões para R$ 30 milhões no primeiro trimestre de 2007, redução de 9,1% em relação ao primeiro trimestre de 2006, resultante da combinação dos seguintes fatores:

- Reconhecimento, no primeiro trimestre de 2006, de despesas não recorrentes com pesquisa e desenvolvimento no valor de R$ 10 milhões, em conseqüência da mudança de procedimento contábil proposto pela ANEEL.
- Aumento de despesas com pessoal e administradores em R$ 4 milhões. Deste total, R$ 1 milhão refere-se ao reconhecimento, neste trimestre, de provisão para participação nos resultados e bônus de empregados. A outra parcela do crescimento corresponde ao aumento dos salários, encargos, e benefícios.
- Aumento de R$ 2 milhões de despesas com serviços de terceiros decorrente de reajustes contratuais e contratação de serviços de consultoria e auditoria no primeiro trimestre de 2007.

Constituição (Reversão) de Provisões Operacionais

O decréscimo de R$ 5 milhões na constituição de provisões operacionais, no primeiro trimestre de 2007, ocorreu em função principalmente da redução de provisão para pagamento de benefícios pós-emprego e da constituição, no primeiro trimestre de 2006, de provisão para perdas na recuperação de ICMS.

Resultado Financeiro

Receita financeira: redução de R$ 8 milhões devida à combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo de R$ 6 milhões na renda de aplicações financeiras em conseqüência de menores taxas de juros praticadas pelo mercado; (ii) aumento de R$ 2 milhões nos juros sobre contas a receber, (iii) aumento de R$ 2 milhões na variação monetária de depósitos vinculados a litígios em virtude do maior volume de recursos depositados; e (iv) reconhecimento, no primeiro trimestre de 2006, de R$ 6 milhões, relativo à recuperação de encargos financeiros pagos a terceiros.

Despesa financeira: decréscimo de R$ 3 milhões em decorrência da conjugação dos seguintes aspectos: (i) redução de R$ 14 milhões nos encargos sobre empréstimos e financiamentos em função da diminuição gradativa do endividamento pelas amortizações realizadas no período e do reconhecimento do ganho com os Bônus do Tesouro dos Estados Unidos, relativos às garantias da dívida com a Secretaria do Tesouro Nacional; e (ii) decréscimo de R$ 10 milhões na variação cambial positiva de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de hedge cambial, em razão da menor valorização do real frente às moedas que compõem a dívida da Companhia.

Imposto de Renda e Contribuição Social

O aumento de R$ 91 milhões ocorreu principalmente em virtude do ganho fiscal auferido no primeiro trimestre de 2006, decorrente da alienação do Projeto Jacuí.

Lucro Líquido

No primeiro trimestre de 2007, o lucro líquido alcançou R$ 242 milhões, enquanto que no mesmo período do ano anterior atingiu R$ 344 milhões. Esta redução ocorreu, principalmente, pelos efeitos decorrentes da alienação do Projeto Jacuí no primeiro trimestre de 2006. Excluindo-se o ganho de capital e fiscal gerado pela venda desse projeto, verifica-se um aumento de 12,0% no lucro líquido em relação ao mesmo trimestre de 2006.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA no primeiro trimestre de 2007 alcançou R$ 451 milhões, com aumento de 13,0% em relação ao mesmo trimestre de 2006. Enquanto que a margem EBITDA no primeiro trimestre de 2006 foi de 63,3%, no primeiro trimestre de 2007, a margem EBITDA foi de 66,8%. Ambos os valores são os maiores já alcançados pela Tractebel Energia.

Considerações sobre as Contas Patrimoniais

Ativo Circulante

Em 31 de março de 2007, o ativo circulante da Companhia era de R$ 1.054 milhões, 6,6% menor que em 31 de março de 2006. As disponibilidades, no montante de R$ 548 milhões, em 31 de março de 2007, estão em linha com o mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 559 milhões. Estas disponibilidades eram destinadas, primordialmente, à remuneração do capital dos acionistas e aos pagamentos dos serviços da dívida no exercício de 2007. As principais reduções foram: (i) R$ 40 milhões de tributos e contribuições sociais a recuperar, devido, basicamente, ao recolhimento antecipado de imposto de renda e contribuição social nos meses de janeiro e fevereiro de 2006; e (ii) R$ 31 milhões no ativo fiscal diferido em função, basicamente, da utilização do prejuízo fiscal no período analisado.

Realizável a Longo Prazo

Em 31 de março de 2007, o realizável a longo prazo da Companhia era de R$ 457 milhões, 10,7% maior que em 31 de março de 2006. A variação é justificada, principalmente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) aumento nos depósitos judiciais, no montante de R$ 66 milhões, dos quais R$ 53 milhões correspondem a PIS e COFINS depositados em função de questionamento judicial quanto à adoção do regime de tributação cumulativo ou não-cumulativo sobre as receitas decorrentes de contratos firmados anteriormente a 31 de outubro de 2003, com prazo superior a 1 ano e a preço predeterminado; e (ii) reconhecimento do ajuste a valor presente das parcelas a receber referente à alienação do Projeto Jacuí, cujo saldo em 31 de março de 2007 correspondia R$ 24 milhões.

Imobilizado

Em 31 de março de 2007, o imobilizado da Companhia era de R$ 4.178 milhões, 3,5% menor que em 31 de março de 2006. A oscilação justifica-se, basicamente, pela combinação dos seguintes fatores: (i) aquisição de ativos no montante de R$ 66 milhões; (ii) depreciação e amortização de R$ 202 milhões; e (iii) baixas de equipamentos e sistemas em função de reformas e em decorrência de sucateamento pela ação do tempo ou obsolescência, no valor de R$ 17 milhões. As aplicações no imobilizado mencionadas acima estão relacionadas, principalmente, a reforma dos geradores da Usina Hidrelétrica Salto Osório, a modernização dos precipitadores das unidades 2, 3 e 4 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A - UTLA, a manutenções gerais nas unidades 1, 2 e 3 da UTLA e a diversas obras de adições com o objetivo de manter a confiabilidade e segurança dos sistema de geração bem como a modernização dos mesmos.

Passivo Circulante

O passivo circulante aumentou de R$ 1.160 milhões, em 31 de março de 2006, para R$ 1.276 milhões, em 31 de março de 2007. A variação líquida ocorreu, principalmente, pelo crescimento correspondente a R$ 117 milhões no saldo de tributos e contribuições a pagar, em função, substancialmente, de mudança de critério de apuração para pagamento, de lucro real para recolhimento por estimativa.

Exigível a Longo Prazo

O exigível a longo prazo passou de R$ 1.737 milhões em 31 de março de 2006 para R$ 1.502 milhões em 31 de março de 2007. Esta redução decorreu, principalmente, da combinação dos seguintes fatos: (i) transferência para o passivo circulante de parcela da dívida vencível no curto prazo, no montante de R$ 282 milhões; e (ii) aumento de R$ 54 milhões no saldo de benefícios pós-emprego pela contratação de dívida com a Fundação Previg e pelo complemento da provisão do passivo atuarial no período analisado.

Patrimônio Líquido

O patrimônio líquido da Companhia, de R$ 3.059 milhões em 31 de março de 2006, passou para R$ 3.007 milhões em 31 de março de 2007, em decorrência: (i) do lucro do período de abril a dezembro de 2006, no valor de R$ 636 milhões, e do primeiro trimestre de 2007, o montante de R$ 242 milhões; e (ii) da destinação do lucro líquido do exercício de 2006 para distribuição de dividendos e juros sobre o capital próprio, no valor de R$ 930 milhões.

Outras Considerações a respeito dos Resultados Operacionais da Companhia nos Exercícios Sociais findos em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e Períodos Encerrados em 31 de março de 2006 e 2007

Liquidez e recursos de Capital

Geral

O negócio da Tractebel Energia 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$)	
	2004	2005	2006	2006	2007
Fluxo de Caixa Operacional	1.032	1.262	1.286	310	371
Fluxo de Caixa de Investimentos	38	44	69	9	35
Fluxo de Caixa de Financiamentos	699	1.565	1.269	50	45

Fluxo de Caixa Operacional

A principal fonte de caixa da Companhia nos últimos 3 exercícios foi o caixa gerado pelas suas operações, o qual cresceu nos últimos anos, de R$ 1.032 milhões em 2004 para R$ 1.262 milhões em 2005 e para R$ 1.286 milhões em 2006. No primeiro trimestre de 2007, a geração operacional de caixa totalizou R$ 371 milhões, enquanto que no mesmo período de 2006 totalizou R$ 310 milhões. Estes aumentos decorreram, principalmente, do aumento das receitas aliado ao excelente controle de custos/despesas e a melhor gestão do capital de giro (Contas a Receber e Fornecedores).

Fluxo de Caixa de Investimentos

A Companhia realizou investimentos para melhorias de produtividade e para a manutenção da confiabilidade e segurança dos sistemas de geração, bem como a modernização dos mesmos. Sobre o tema, vide "Investimentos Relevantes" na seção "Atividades da Companhia".

Em 2004, as saídas de caixa para investimentos foram de R$ 38 milhões, correspondentes à reforma dos geradores das unidades 5 e 6 da UHE Salto Osório, à construção de sistemas na Unidade de Co-Geração Lages e à realização de diversas obras de adição ou substituição nas suas unidades geradoras. Em 2005, os investimentos foram de R$ 44 milhões, referentes à reforma dos geradores da unidade 3 da UHE Salto Osório, da construção de sistemas na Unidade de Co-Geração Lages, à modernização do precipitador eletrostático da unidade 6 da UTE Jorge Lacerda B, além da execução de diversas obras de adições ou substituições nas suas Usinas. Em 2006, as saídas de caixa para investimentos foram de R$ 69 milhões relativos à reforma dos geradores da unidade 2 da UHE Salto Osório, à modernização dos precipitadores eletrostáticos das unidades 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A, às manutenções gerais das unidades 2 e 3 da UTE Jorge Lacerda A e da unidade 4 da UTE Charqueadas, além da realização de diversas obras de adição ou substituição nas suas unidades geradoras. No primeiro trimestre de 2007, as saídas de caixa para referidos investimentos totalizaram R$ 35 milhões, o que representou um aumento de R$ 26 milhões se comparado às saídas de caixa do primeiro trimestre de 2006.

Fluxo de Caixa de Financiamentos

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

Em 2004, o fluxo de caixa de financiamentos representou saídas de caixa equivalentes a R$ 712 milhões, compostas por: (i) R$ 441 milhões para pagamentos de dividendos e juros sobre capital próprio, e (ii) R$ 271 milhões para amortização de financiamentos. No mesmo ano, houve uma entrada de caixa de R$ 13 milhões decorrente de saque de financiamento.

Em 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 obtido perante 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 no valor de R$ 200 milhões decorrente da captação, por meio da emissão de debêntures, para o pré-pagamento da referida dívida junto ao BID.

Em 2006, o fluxo de caixa de financiamentos apresentou 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 de câmbio.

No primeiro trimestre de 2007, o fluxo de caixa de financiamentos apresentou uma saída de caixa de R$ 45 milhões para amortização de dívidas de curto prazo. Esse resultado representa uma redução em relação ao primeiro trimestre de 2006, em que houve uma saída de caixa de R$ 50 milhões, compostos por: (i) R$ 41 milhões para amortização de dívidas de curto prazo e (ii) R$ 9 milhões para liquidações de operações de swap cambial.

Endividamento

Segue abaixo tabela em que é possível verificar os montantes, em 31 de março de 2006 e 2007, relativos aos empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia:

Endividamento

				Controladora (R$ Milhões)					
				Circulante		Longo Prazo			
Modalidade	Vencimento final	Taxa de juros (a.a.)	Moeda	mar/07	mar/06	mar/07	mar/06	Total/06	Total/07
Em reais									
Investimentos no permanente	dez/11	11,98%	R$	94	92	301	374	466	395
Capital de giro	fev/08	13,50%	R$	9	9	-	9	18	9
				103	101	301	383	484	404
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	abr/24	6,82%	USD	43	99	215	264	363	258
Capital de giro	nov/07	11,18%	EUR	114	3	-	105	108	114
				157	102	215	369	471	372
Total				**260**	**203**	**516**	**752**	**955**	**776**

				Consolidado (R$ Milhões)					
				Circulante		Longo Prazo			
Modalidade	Vencimento final	Taxa de juros (a.a.)	Moeda	mar/07	mar/06	mar/07	mar/06	Total/06	Total/07
Em reais									
Investimentos no permanente	dez/11	11,98%	R$	170	167	679	814	981	849
Capital de giro	fev/08	13,50%	R$	9	9	-	9	18	9
				179	176	679	823	999	858
Em moeda estrangeira									
Investimentos no permanente	abr/24	6,82%	USD	43	99	215	264	363	258
Capital de giro	nov/07	11,18%	EUR	114	3	-	105	108	114
				157	102	215	369	471	372
TOTAL				**336**	**278**	**894**	**1.192**	**1.470**	**1.230**

Fonte: ITR - março de 2007

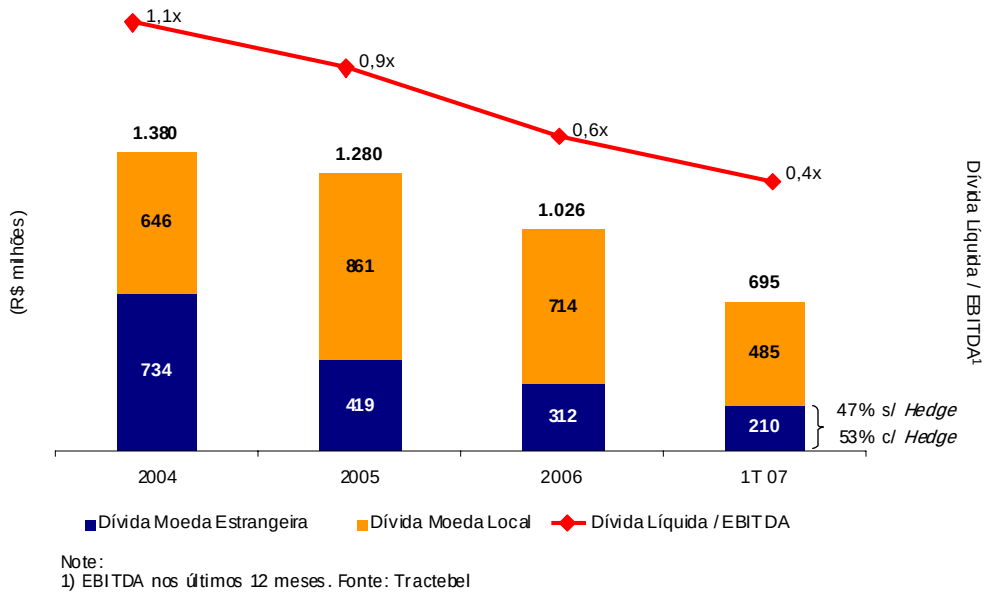
Em 31 de março de 2007, os financiamentos de longo prazo venciam conforme demonstrado a seguir:

Vencimento	Controlada Valor (R$ milhões)	Consolidado Valor (R$ milhões)
2008	49	105
2009	56	125
2010	113	183
2011	173	244
2012	14	84
2013	9	51
2014	4	4
2024	98	98
Total	516	894

Redução do Endividamento

O endividamento total da Companhia em 31 de março de 2007 diminui R$ 240 milhões em comparação com a mesma data em 2006, enquanto seu montante de caixa e equivalentes reduziu em R$ 11 milhões. Conseqüentemente, houve uma redução de R$ 252 milhões na dívida líquida da Companhia. A Companhia estima que a razão entre sua dívida líquida e o EBITDA acumulado dos últimos 12 meses seja de 0,42%.

O gráfico abaixo detalha a redução do endividamento, bem como a exposição em moeda estrangeira, da Companhia verificado nos exercícios sociais de 2004, 2005 e 2006, e no primeiro trimestre de 2007:



Note:
1) EBITDA nos últimos 12 meses. Fonte: Tractebel

Perfil da Dívida Consolidada

A tabela a seguir detalha o perfil da dívida consolidada da Companhia, considerando as operações com *swaps*:

Detalhamento da Dívida	**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

A Companhia possui aproximadamente 30% de sua dívida bruta em moeda externa, e a maior parte, aproximadamente 70%, em moeda nacional.

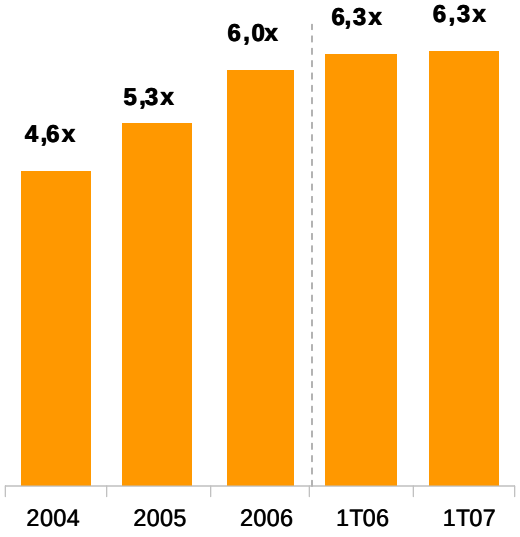
A dívida em moeda externa apresenta-se de forma relativamente balanceada entre pós-fixada (53%) e pré-fixada (47%). A dívida em moeda nacional é preponderantemente indexada a TJLP (46%).

Dívida em Moeda Externa (30% da Dívida Bruta; Fonte Tractebel)	
Flutuante	53%
Fixa	47%

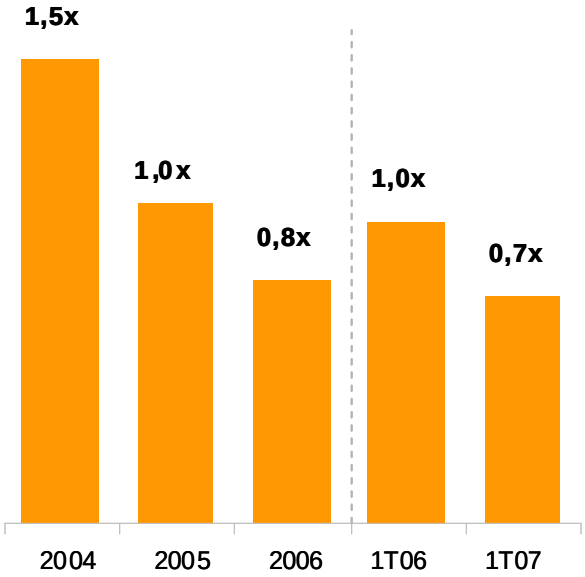
Dívida em Moeda Nacional (70% da Dívida Bruta; Fonte: Tractebel)	
TJLP	46%
IGP-M	26%
Fixa	20%
SELIC	8%

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

Relação entre EBITDA e despesas financeiras da Companhia (Fonte: Tractebel)



Relação entre dívida consolidada e EBITDA da Companhia (Fonte: Tractebel)



Detalhamento da Dívida

Dívida de curto prazo

Em 31 de dezembro de 2004, a dívida consolidada de curto prazo da Companhia somava R$ 301 milhões, dos quais, 51,2% estavam denominados em moedas estrangeiras, e eram compostos por: (i) R$ 92 milhões em dólares americanos; (ii) R$ 34 milhões em euros; e (iii) R$ 28 milhões em libras esterlinas. Em 31 de dezembro de 2005, a dívida consolidada de curto prazo da Companhia somava R$ 274 milhões, dos quais, 36,5% estavam denominados em moedas estrangeiras e eram compostos por: (i) R$ 47 milhões em dólares americanos; (ii) R$ 29 milhões em euros; e (iii) R$ 24 milhões em libras esterlinas. Em 31 de dezembro de 2006, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 344 milhões, dos quais 44,8% estavam denominados em moedas estrangeiras e eram compostos por: (i) R$ 40 milhões em dólares americanos; e (ii) R$ 114 milhões em euros. Em 31 de março de 2007, a dívida de curto prazo da Companhia somava R$ 336 milhões, dos quais 46,7% estavam denominados em moedas estrangeiras e eram compostos por: (i) R$ 43 milhões em dólares americanos; e (ii) R$ 114 milhões em euros.

Dívida de longo prazo

Em 31 de dezembro de 2004, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 1.693 milhões, dos quais 53,5% estavam denominados em moedas estrangeiras e eram compostos por: (i) R$ 693 milhões em dólares americanos; (ii) R$ 182 milhões em euros; e (iii) R$ 31 milhões em libras esterlinas. 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 moedas estrangeiras e eram compostos por: (i) R$ 287 milhões em dólares americanos; e (ii) R$ 111 milhões em euros. 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 eram compostos por R$ 235 milhões em dólares americanos. Em 31 de março de 2007, a dívida consolidada de longo prazo da Companhia somava R$ 894 milhões, dos quais 24,1% estava denominado em moeda estrangeira, composto por R$ 215 milhões em dólares americanos.

De acordo com a política da Companhia de gerenciamento de riscos cambiais, são celebradas operações de "swap" de moedas e taxas de juros para minimizar os riscos cambiais e de taxas de juros.

Dívida garantida

Tractebel Energia

Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira: (i) Secretaria do Tesouro Nacional - STN: (a) cessão e transferência à União de recebíveis, até o limite suficiente para pagamento das prestações e demais encargos devidos em cada vencimento; (b) depósito, em forma de caução, no valor de R$ 74.409, em 31 de março de 2007, o qual está apresentado em conta retificadora do financiamento correspondente; (ii) ABN AMRO Bank: nota promissória, com vencimento à vista, no valor correspondente ao do financiamento. Para mais informações a respeito desta nota promissória, vide seção "Contratos Relevantes" em "Atividades da Companhia".

Não há garantias concedidas para os demais empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira da Companhia.

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 referente ao do financiamento, estando os títulos vinculados aos termos contratuais; (ii) BNDES - cessão e transferência ao BNDES do valor equivalente a 1,33% do faturamento mensal da Companhia, a ser feita através de depósitos em conta arrecadadora e conta vinculada (para maiores informações a respeito destes, vide seção "Contratos Relevantes" em "Atividades da Companhia"); (iii) Banco do Brasil: (a) cessão e transferência de crédito no valor de R$ 9 milhões, 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 (para maiores informações a respeito destes, vide seção "Contratos Relevantes" em "Atividades da Companhia").

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 financeiros.

Companhia Energética Meridional - CEM

BNDES: contrato de financiamento mediante abertura de crédito: (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.

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 Energia; (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 se estabelecer 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.

Debêntures

Condições contratadas:

	Quantidade em circulação	Remuneração	Condições de Pagamento		Garantia
			Juros/atualização monetária	Principal	
Tractebel Energia					
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

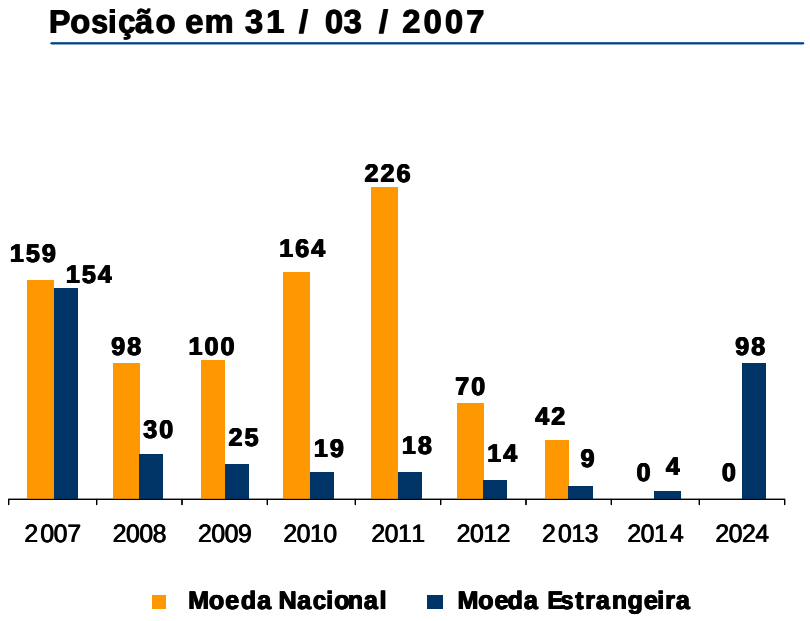
(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao valor nominal das debêntures.

Análise da capacidade de pagamento da Companhia

Os administradores da Tractebel Energia, através da análise dos seus indicadores de desempenho e da sua geração de fluxo de caixa, entendem que a Companhia tem boas condições para honrar as obrigações de curto e médio prazo hoje existentes na Companhia, bem como para continuar expandindo suas operações. De acordo com os administradores da Tractebel Energia, sua geração de caixa confere à Companhia margem de conforto para honrar todas as obrigações de curto e longo prazo. Segue abaixo a descrição do perfil da dívida Companhia em 31 de março de 2007:

Perfil de Dívida Consolidado em 31 de março de 2007	
ANO	Amortização (R$ milhões)
2007	313
2008	128
2009	125
2010	183
2011	244
2012	84
2013	51
2014	4
2024	98
	1.230

Em complementação, o gráfico a seguir detalha o cronograma de amortização da dívida bruta da Companhia.



Informações relevantes que não constam no balanço patrimonial

Não existem itens que não estejam incluídos no balanço patrimonial e que se encontrem descritos em outras seções deste Prospecto.

VISÃO GERAL DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Geral

Em 31 de maio de 2006, o MME aprovou o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica ("PDEE") para o período compreendido entre os anos 2006 e 2015, por meio da Portaria n° 121, o qual estabelece critérios para a expansão do sistema de energia elétrica brasileiro relativo aos mercados de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica para referido período.

O PDEE visa à expansão do SIN por meio de um planejamento que oriente as ações governamentais futuras e forneça uma correta sinalização a todos os agentes do setor elétrico brasileiro, a fim de garantir o suprimento de energia de forma sustentável para o meio ambiente, a minimização dos custos totais, os quais incluem os custos sócio-ambientais e os custos de operação, e a alocação eficiente dos investimentos, base para modicidade tarifária futura.

Os estudos de planejamento feitos pelo PDEE abrangem o horizonte dos próximos dez anos, sendo objeto de revisões anuais que considerarão, entre outras, as mudanças nas previsões de crescimento do consumo de energia elétrica e as reavaliações da economicidade e viabilidade dos projetos de geração.

De acordo com estudos realizados em razão da elaboração do PDEE em dezembro de 2005, considerando o parque gerador existente, as interligações internacionais já em operação e ainda a parcela de energia de Itaipu importada do Paraguai, o Brasil tinha capacidade instalada de 102,9 GW, dos quais aproximadamente 70,23% correspondiam à geração hidrelétrica, 19,85% à geração termelétrica (gás natural, petróleo, biomassa, e carvão mineral), 1,95% à energia nuclear, 0,03% à energia eólica, e 7,94% à importação de energia elétrica pelo SIN.

Com objetivo de alcançar expressiva redução da CCC Sistemas Isolados, o PDEE contempla ainda a integração dos sistemas isolados ao SIN, por intermédio da construção das linhas de transmissão Jauru/Vilhena, em 230kV, Tucuruí/Manaus (Cariri), em 500kV, e Jurapari/Macapá, em 230kV, no menor prazo possível, tendo em vista que as análises econômicas para a implementação do projeto de integração já foram efetuadas.

Atualmente, o SIN é dividido em quatro subsistemas elétricos: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O PDEE objetiva também a integração dos sistemas isolados Acre-Rondônia e Manaus-Macapá aos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste até janeiro de 2012.

Além da integração dos sistemas isolados, o PDEE também prevê, para a expansão da geração de energia elétrica, a repotenciação, definida pela PDEE como a execução de um conjunto de obras que visam à geração de potência e rendimento, e à modernização das usinas existentes, o que, embora possa não representar muito em termos de energia assegurada, contribuirá para o atendimento do crescimento da demanda máxima de energia prevista.

De acordo com a ANEEL, existe hoje um total de 1.544 empreendimentos de geração em operação no Brasil, gerando aproximadamente 90.000 MW de potência. A adição de aproximadamente 27.000 MW na capacidade de geração do país é esperada para os próximos anos, proveniente dos 70 empreendimentos atualmente em construção e mais 503 empreendimentos com concessão e/ou autorização outorgada.

Aproximadamente 34,8% da capacidade instalada de geração de energia no Brasil é atualmente detida pela Eletrobrás, holding controlada pelo Governo Federal, que detém também 70,0% da capacidade instalada de transmissão acima de 230 kV. Além disso, alguns estados brasileiros controlam empresas que se dedicam à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, tais como a Companhia Energética de São Paulo ("CESP"), a Companhia Paranaense de Energia ("COPEL") e a Companhia Energética de Minas Gerais ("CEMIG"). Em 2006, as empresas privadas detinham, aproximadamente, 28,0% e 72,0% do mercado de geração e distribuição de energia, em termos de capacidade total, e 11,0% do mercado de transmissão (rede básica) de acordo com os dados da ANEEL.

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.

As usinas hidrelétricas geram, aproximadamente, 92,0% de toda a energia elétrica produzida no Brasil. O restante da produção é gerada por usinas termelétricas que utilizam gás natural, diesel, óleo combustível, carvão vegetal ou mineral, madeira, ou combustível nuclear. Com exceção de sistemas isolados da região Norte, as usinas termelétricas 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 2006, houve uma expansão de 3,8% no consumo de energia elétrica no Brasil, contra um crescimento de 2,9% da economia, segundo o Instituto Brasileiro de Geográfico e Estatística ("IBGE"), 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 no consumo de energia elétrica ao de 2006, podendo alcançar mais de 5,0%, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Concessões

As empresas ou consórcios que desejam construir e/ou operar instalações para geração hidrelétrica com potência acima de 1 MW, transmissão ou distribuição de energia no Brasil devem participar de processos licitatórios. Empresas ou consórcios que desejem atuar em comercialização 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 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. 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;
- alterações na participação controladora: O Poder Concedente deve aprovar qualquer alteração direta ou indireta de participação controladora na concessionária;
- intervenção pelo Poder Concedente: O Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio de processo administrativo, a fim de garantir o desempenho adequado dos serviços e o cumprimento integral das disposições contratuais e regulatórias;

- término antecipado da concessão: O término do contrato de concessão poderá ser antecipado por meio de encampação, caducidade ou rescisão do contrato. 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 serviços adequados ou de cumprir a legislação ou regulamentação aplicável, (2) não tem mais capacidade técnica financeira ou econômica para fornecer serviços adequados, ou (3) não cumpriu as penalidades eventualmente impostas pelo Poder Concedente. 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 revertem ao Poder Concedente. Depois do término, a concessionária tem direito de indenização por seus investimentos em ativos revertidos, exceto quanto àqueles relacionados ao projeto original, 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, suspensão temporária do direito de participar em processos de licitação para novas concessões, licenças ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem atingir até 2,0% (dois por cento) da receita oriunda de venda de energia elétrica e 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, atuando como Poder Concedente em nome do governo federal, e tendo 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; (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. Presidido pelo MME, sendo a maioria de seus membros ministros do Governo Federal. Sua finalidade consiste otimizar o uso dos recursos de energia do Brasil e para garantir o fornecimento de energia no 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. A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico concedeu ao Governo Federal poder para indicar três diretores para a Diretoria Executiva do ONS. O papel básico 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 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; 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); (v) proposição de normas relativas à operação do sistema de transmissão para aprovação pela ANEEL; e (vi) 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 um 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 (1) 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 (2) 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 que adquirem energia por meio de fonte solar, eólica e biomassa, e o seu Conselho de Administração é formado por quatro 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 a Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, o cálculo do preço da energia elétrica comprada ou vendida no mercado spot (Preço de Liquidação de Diferenças – 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

Criada em 16 de agosto de 2004, por meio do Decreto nº 5.184, a Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, é uma empresa pública federal, cuja autorização para criação foi concedida pela Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, sendo responsável por conduzir pesquisas estratégicas no setor elétrico, inclusive com relação à energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes energéticas renováveis. As pesquisas realizadas pela EPE serão usadas para subsidiar 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

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ("CMSE"), que atua sob a direção do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento das condições de fornecimento do sistema, propondo medidas preventivas para restaurar as condições adequadas de atendimento, incluindo ações no lado da demanda, da contratação de uma reserva conjuntural do lado da oferta e outras.

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 dois 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, por intermédio de leilões públicos em que a aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos e de empreendimentos já existentes são objeto de leilões diferentes, chamado de Ambiente de Contratação Regulada; e (ii) um mercado especificamente voltado aos demais agentes, do qual podem participar os Geradores, Consumidores Livres, agentes comercializadores e que permite um certo grau de competição em relação ao Ambiente de Contratação Regulada, qual seja, o Ambiente de Contratação Livre.
- obrigatoriedade, por parte das empresas de distribuição, de adquirir energia suficiente para satisfazer 100,0% (cem por cento) da sua demanda;
- restrições a determinadas atividades das Distribuidoras, que inclui a proibição de venda de eletricidade aos consumidores livres (podendo, contudo, atendê-los por meio de tarifas reguladas, ou seja, nas mesmas condições dos consumidores cativos) e de desenvolver atividades de geração e transmissão de energia elétrica, de forma a assegurar que estas se concentrem somente em sua atividade principal, para garantir serviços mais eficientes e confiáveis aos Consumidores Cativos;
- existência de Garantia Física de Lastro de geração para toda energia comercializada em contratos;
- eliminação da auto-contratação (*self-dealing*), por intermédio de contratos bilaterais, de forma a proporcionar um incentivo a que as Distribuidoras comprem energia aos mais baixos preços disponíveis, ao invés de comprar energia elétrica de partes relacionadas; e
- respeito aos contratos firmados anteriormente à vigência da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, de forma a proporcionar estabilidade às transações efetuadas antes da sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização criado pelo Governo Federal em 1990 visando promover o processo de privatização das 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 Supremo Tribunal Federal. Discute-se um vício de forma na sua edição. O artigo 246 da Constituição Federal proíbe que assuntos já modificados por emendas constitucionais sejam alterados por intermédio de medidas provisórias. Parte relevante do Novo Modelo do Setor Elétrico diz respeito ao aproveitamento do potencial hidráulico, objeto da Emenda Constitucional n.º 6. O Governo Federal recorreu, argumentando inexistir inconstitucionalidades na Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, já que a Medida Provisória que a instituiu foi convertida em lei. Embora os Ministros do Supremo Tribunal Federal já tenham negado, por maioria, o pedido de medida liminar que buscava suspender os efeitos da Medida Provisória que deu origem à Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, não há uma decisão final de mérito sobre o assunto e não é possível prever quando tal decisão será expedida. Independentemente da decisão do Supremo Tribunal Federal, 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 Supremo Tribunal Federal, o marco regulatório introduzido pela Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico poderá perder a sua eficácia, gerando incertezas a respeito de quando e como o Governo Federal introduzirá novas mudanças no setor elétrico.

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 Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado ("CCEAR") deverão ser celebrados entre cada geradora e todas as concessionárias e permissionárias de distribuição do SIN, que são obrigadas a oferecer garantias aos geradores. As contratações entre as Distribuidoras e empreendimentos de geração existentes 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. Excepcionalmente, até 2006, as licitações de compra poderão prever início da entrega de energia em até 5 anos. As contratações entre as Distribuidoras e novos empreendimentos de geração 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: (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 gerada por (i) projetos de baixa capacidade de geração, localizados próximo 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 centralizados 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 denominados em dólares dos Estados Unidos da América, 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, PCHs 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 a energia que esperam comercializar com seus Consumidores Cativos, por meio de leilões regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE. As compras de energia elétrica são feitas com as Geradoras, Comercializadoras e importadores de energia elétrica (referidos em conjunto como "Agentes Vendedores") por meio de duas espécies de acordos 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 de um Contrato de Disponibilidade de Energia, a uniodade geradora se compromete a disponibilizar uma determinada capacidade ao Ambiente de Contratação Regulada. Neste caso, a receita da Geradora é garantida e o risco hidrológico de despacho de tais usinas (pagamento de custos variáveis) é assumido pela Distribuidora. Em conjunto, estes contratos constituem o CCEAR.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico, a estimativa de demanda por parte das Distribuidoras é o principal fator levado em conta quando da determinação da quantidade de energia elétrica que o sistema como um todo deverá contratar. De acordo com o novo modelo, as Distribuidoras são obrigadas a contratar 100,0% de suas necessidades de energia elétrica, ao invés dos 95,0% exigidos pelo modelo antigo. 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.

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 Agente Vendedor e todas as concessionárias e permissionárias de distribuição que participaram de um determinado leilão, sendo estas obrigadas a oferecer garantias às Geradoras. As contratações entre as Distribuidoras e empreendimentos de geração existentes poderão prever entrega da energia 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 de geração poderão prever 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. A regulamentação da contratação de energia no Ambiente de Contratação Regulada deverá prever, ainda, condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais, bem como o compartilhamento dos riscos hidrológicos entre Geradoras e compradores.

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 Mercado Regulado para o Mercado 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 concessionárias de geração, 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 demanda supere 3 MW ao ano, atendidos em tensão igual ou superior que 69 kV ou em qualquer tensão (desde que o suprimento tenha sido iniciado após 07 de julho de 1995), e que, em virtude desse critério de elegibilidade, podem ser atendidos por outros fornecedores, além da Distribuidora local. Adicionalmente, consumidores com demanda contratada igual ou maior que 500 kW, em tensão igual ou superior a 2,3 kV, chamados de consumidores especiais (Consumidores Especiais), também poderão ser atendidos por outros fornecedores de energia elétrica, se tais consumidores passarem a ser supridos por fontes incentivas de energia alternativa, tais como usinas de biomassa, energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas ou sistemas de cogeração qualificada.

Um consumidor que esteja habilitado para escolher seu fornecedor, no caso, um Consumidor Livre, e que tenha um contrato por prazo indeterminado com uma Distribuidora, somente poderá rescindir tal contrato mediante notificação à Distribuidora, com antecedência mínima de 15 dias da data em que tal Distribuidora deverá declarar suas necessidades de energia para o leilão seguinte, ressalvado que o fornecimento no Ambiente de Contratação Livre só será iniciado no ano seguinte ao da notificação.

O Consumidor Livre em potencial, quando exerce a sua prerrogativa de se tornar 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. O prazo de aviso tem por finalidade assegurar que, se necessária, a construção de novas unidades geradoras possa ser finalizada para suprir os consumidores livres que voltarem ao Ambiente de Contratação Regulada.

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.

Eliminação da Auto-Contratação (Self-Dealing)

Tendo em vista que a compra de energia elétrica para clientes cativos será feita no Ambiente de Contratação Regulada, a chamada auto-contratação (self-dealing), na qual cada Distribuidora podia satisfazer até 30,0% de suas necessidades de energia por meio da compra junto a partes relacionadas, não mais é permitida, exceto no contexto de contratos que foram devidamente aprovados pela ANEEL anteriormente à promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico ou nos contratos firmados em decorrência do leilão realizado de acordo com as regra do próprio Ambiente de Contratação Regulada.

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, PCHs, 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) cinco anos antes da data de entrega inicial (chamados de leilões "A-5"), e (ii) três 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 quatro 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 CCEARs dos leilões "A-5" e "A-3" têm prazos que variam de 15 a 35 anos, e os CCEARs 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 Leilões de Energia Nova

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. 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% (cem por cento) da média do valor das últimas três 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.

Em abril de 2005, houve a realização do 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.

A energia a ser vendida com entrega prevista para 2009 foi automaticamente excluída do leilão, em conformidade com as regras estabelecidas pelo MME, tendo em vista que o preço para tal produto, durante o leilão, ficou abaixo das expectativas de mercado, com todas as Geradoras retirando suas ofertas. Como conseqüência, há, ainda, energia existente a ser contratada para 2009.

Em outubro de 2005, foram realizados o terceiro e quarto leilões de energia existente, com preços médios de R$63,0/MWh para entrega de energia entre 2006 e 2008 e R$95,0/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. Desta forma, a demanda não contratada nos referidos leilões anteriores foi consolidada num produto de 3 anos, com vigência de 2006 a 2008, sendo negociados 102 MW-médios a um preço médio de R$ 62,95 por MWh. Considerando que a modelagem para contratação de energia nova e energia existente não possibilitou o reingresso da energia não contratada, há um montante de energia existente da ordem de 800 MW-médios sem contratação.

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, além dos novos empreendimentos hidrelétricos, foram também incorporados os demais empreendimentos, incluindo termelétricas, pequenas centrais hidrelétricas e usinas botox, conforme as definições contidas nos artigos 17 e 22 da Lei do Novo Modelo do Setor Elétrico e no Decreto 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/MW, e foi observado um preço marginal do leilão de R$ 139,00/MW. 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.

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 três primeiros anos de vigência dos contratos de energia proveniente de novos empreendimentos. A partir do quarto 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 cento e três por cento de sua carga anual;
- quando a contratação ocorrer em um leilão "A-3" e a contratação exceder em dois por cento 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", (art. 38 do Decreto 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 (art. 34 do Decreto 5163/04);
- no período compreendido entre 2006 a 2008, a contratação de energia existentes nos leilões "A-1" não poderá exceder a um por cento da demanda das distribuidoras, observado que o repasse do custo referente à parcela que exceder a este limite estará limitado a setenta por cento 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 três anos (art. 41 do Decreto 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 (art. 42 do Decreto 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 concessionárias de geração e distribuição 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.

Limitações Governamentais de Participação dos Agentes no Mercado

Em 2000, a ANEEL estabeleceu novos limites à concentração de determinados serviços e atividades dentro do setor elétrico. De acordo com tais limites, com exceção das empresas participantes do Programa Nacional de Desestatização (que apenas devem observar tais limites uma vez que sua reestruturação societária final estiver concluída), nenhuma companhia do setor elétrico poderá (i) deter mais de 20,0% da capacidade instalada do Brasil, 25,0% da capacidade instalada nas regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35,0% da capacidade instalada das regiões Norte/Nordeste, exceto se tal percentagem corresponder à capacidade instalada de uma única usina geradora; (ii) deter mais de 20,0% do mercado brasileiro de distribuição, 25,0% do mercado de distribuição das regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35,0% do mercado de distribuição das regiões Norte/Nordeste, exceto na hipótese de um aumento na distribuição de energia superior às taxas de crescimento nacional ou regional; ou (iii) deter mais de 20,0% do mercado brasileiro de comercialização para consumidores finais, 20,0% do mercado brasileiro de comercialização para usuários não-finais ou 25,0% da soma das percentagens acima.

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 CWh/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 concessionárias e as autorizadas de geração ou transmissão que atuem no SIN não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica no SIN.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, transmissão e de geração 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 daas 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 novos critérios instituídos pela nova resolução, no que concerne à comercialização, levam em conta a apuração dos três 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 usinas hidrelétricas 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 concessionárias de distribuição de energia elétrica, 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 Bilaterias. 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, habitualmente decorrentes da participação em licitações públicas.

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 três primeiros anos dos contratos de compra da energia produzida por novos projetos de geração. Após o quarto 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, e sim da Garantia Física. Além disso, as usinas termelétricas 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 usinas termelétricas 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 usinas termelétricas 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 e as Geradoras termelétricas beneficiárias da CCC desde que tenham celebrado Contratos Iniciais são membros do MRE (sendo que a partir de janeiro de 2006, apenas Geradoras hidrelétricas serão 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 cinco 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 quatro 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 preço MAE prevalecente na região em que tiver sido gerada; e
- se, após a etapa (2) ou (3) acima, todos os membros do MRE não tenham 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 foi criado o Programa Prioritário de Termeletricidade ("PPT"), com o objetivo de diversificar a matriz energética brasileira e reduzir sua forte dependência de usinas hidrelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem: (1) fornecimento garantido de gás por 20 anos, (2) garantia de que os custos relativos à aquisição da energia produzida por usinas termelétricas 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.

A PPT 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, a PPT nunca foi integralmente implementada.

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 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, administrado pelo Ministério de Minas e Energia ("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 mercado 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.

Além desses incentivos, no dia 15 de fevereiro de 2007, o MME editou a Portaria nº 31 por meio da qual ficou estabelecido que a ANEEL deverá promover um leilão de energia proveniente de fontes alternativas no dia 24 de maio de 2007.

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 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 Recomposição Tarifária Extraordinária - 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.

Os consumidores especiais, com carga entre 500 kV e 3 MW, que contratem energia de geradores a partir de fontes alternativas, podem ter de 50,0% a 100,0% de desconto na TUSD.

Além disso, o Decreto n.º 5.597, de 26 de novembro de 2005, contudo, autorizou os consumidores livres a se conectarem à rede básica por meio de rede própria. Como resultado, caso um consumidor livre se conecte diretamente à rede básica, sem utilizar o sistema de distribuição da concessionária, o pagamento da TUSD não será mais devido.

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 concessionárias de transmissão, 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, assinaram 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 empresas de transmissão 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.

Encargo de Transporte de Itaipu

A usina hidrelétrica de 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 encargo de 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. 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 Agência Nacional de Águas - ANA), esse percentual foi alterado para 6,75%, sendo que as grandes centrais geradoras de energia elétrica 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 Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia (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 doze 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:

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 IGP-M.

As Distribuidoras têm também direito à revisão periódica a cada quatro ou cinco 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, (b) avaliações pelos consumidores (verificadas pela ANEEL) e (c) custos trabalhistas.

O fator X é usado para ajustar a proporção da alteração no IGP-M 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 concessionárias de distribuição de energia elétrica têm direito à revisão extraordinária de tarifas caso a caso, de forma a assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevisíveis, 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 de energia 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 de energia mensalmente pela ELETROBRAS 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 Reserva Global de Reversão, ("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 PCHs, 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 Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, como sucessora da CCC no que se refere à subvenção dos custos de combustíveis às usinas de geração termelétrica interligadas no SIN que utilizam carvão mineral nacional. A CDE é gerida pela Eletrobrás e financiada por todos os consumidores de energia elétrica. O valor da CDE é fixo, reajustado anualmente pela variação do IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Ampliado).

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 nº 10.438/02 e regulamentada pelo Decreto nº 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 usinas termelétricas 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 sistema interligado 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 usinas termelétricas 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 Pesquisa e Desenvolvimento

As concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição, geração e transmissão de energia elétrica devem investir a cada ano um mínimo de 1,0% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico. PCHs, 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 usinas termelétricas, 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 usinas termelétricas 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 usinas termelétricas 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 usinas hidrelétricas do Brasil. Tal fato, aliado à restrição de investimentos em projetos de geração e transmissão nos anos que antecederam a esse período, levou o Governo Federal a adotar restrições no atendimento ao consumo de energia no ano de 2001. Em maio de 2001, o Presidente da República criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, posteriormente transformada em Câmara de Gestão do Setor Elétrico - CGSE, com o objetivo de propor e implementar medidas de natureza emergencial para compatibilizar a demanda e a oferta de energia elétrica, de forma a evitar interrupções imprevistas de suprimento.

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 usinas hidrelétricas, 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 do Meio Ambiente 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 instalação inicial e operação do empreendimento quanto para as ampliações nele procedidas, sendo que as licenças emitidas precisam ser renovadas periodicamente. O licenciamento ambiental de atividades cujos impactos ambientais são 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, no montante de, pelo menos, 0,5% do custo total previsto para a implantação do empreendimento).

Para os empreendimentos de impacto ambiental regional ou realizados em áreas de interesse ou domínio da União, a competência para licenciar é atribuída ao Instituto de Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis ("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 Fundação do Meio Ambiente ("FATMA"), no Estado de Santa Catarina, a Fundação Estadual de Proteção ao Meio Ambiente ("FEPAM"), no Estado do Rio Grande do Sul, o Instituto de Meio Ambiente Pantanal ("IMAP"), 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 três 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 da 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 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 hidrelétricas 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 usinas hidrelétricas da Companhia configura atividade sujeita à outorga e conseqüente cobrança pelo uso da água. A cobrança pelo uso da água nas usinas hidrelétricas é estabelecida em Lei e, atualmente, junto com a compensação financeira. Nos casos das usinas termelétricas, até a data deste Prospecto, a cobrança pelo uso da água não havia sido regulamentada.

ATIVIDADES DA COMPANHIA

Histórico

Em 3 de maio de 1995, 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.

Dessa forma, a Eletrosul, que havia sido criada em 1968 como terceira subsidiária regional da Eletrobrás destinada ao abastecimento energético dos Estados do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul (área ampliada, em 1980, com a inclusão de Mato Grosso do Sul), foi parcialmente cindida em 23 de dezembro de 1997, sendo que o patrimônio relativo à atividade de geração de energia elétrica foi vertido para a constituição de uma nova sociedade, denominada Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – 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 Eletrobrás Geração S.A. – 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 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 Sociètè Anonyme ("Suez Tractebel") (nova denominação da Tractebel Sociètè Anonyme), 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 28 de maio de 1998, a Companhia foi registrada como companhia aberta na CVM sob n.º 1732-9.

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

Em novembro de 2005, a Companhia aderiu ao Novo Mercado, segmento listagem da BOVESPA destinado à de 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 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, ver "Ações - Títulos e Valores Mobiliários Emitidos".

Desde a privatização, em setembro de 1998, até a presente data, a Companhia realizou investimentos da ordem de R$ 2,9 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 da Companhia apresentou crescimento de 58,1%, passando de 3.719 MW para 5.881 MW em 31 de março de 2007. Verificou-se, ainda, um aumento de 48,5% na Energia Assegurada, que passou de 2.143 MW médios para 3.183 MW médios.

A Tractebel Energia possui um Parque Gerador composto por 6 usinas hidrelétricas e 7 usinas termelétricas, localizadas nos Estados de Santa Catarina, Paraná, Rio Grande do Sul, Mato Grosso do Sul e Goiás, totalizando 909 empregados diretos, em 31 de março de 2007. Das 13 usinas, 11 pertencem integralmente à Companhia, e 2 são operadas pela Tractebel Energia por meio de consórcios com outras empresas.

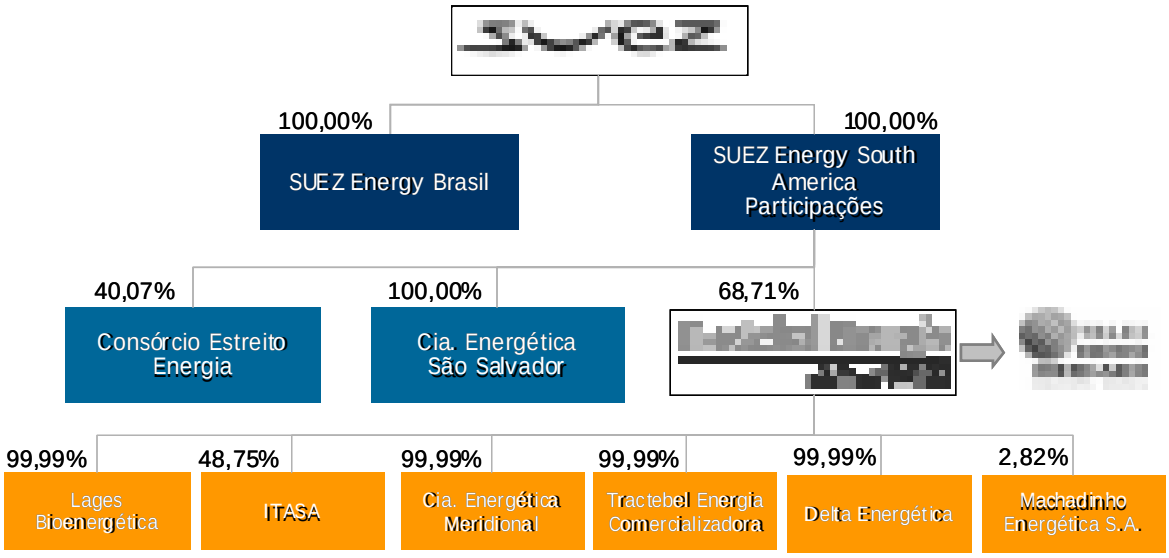
No primeiro trimestre de 2007, a Tractebel Energia adquiriu 2,8% de participação acionária na MAESA e, consequentemente, aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%, agregando 11,1 MW médios ao seu portfólio.

De acordo com informações da ANEEL fornecidas em 10 de abril de 2007, em 31 de março de 2007, a Companhia era a maior geradora de energia elétrica do setor privado no Brasil em termos de Capacidade

Instalada e Energia Assegurada. A Capacidade Instalada da Companhia, após a aquisição da participação na MAESA e incluindo a propriedade indireta das UHEs Ita, Cana Brava e Machadinho e da Unidade de Cogeração Lages, totalizava 5.881 MW em 31 de março de 2007, dos quais 79,4% oriundos de usinas hidrelétricas e 20,6% de termelétricas, o que correspondia a cerca de 7% do parque gerador de energia brasileiro. A Energia Assegurada da Companhia, em 31 de março de 2007, era de 3.183 MW médios e a capacidade de fornecimento de energia elétrica da Companhia, que inclui o contrato de compra de energia de longo prazo celebrado com a controlada Itasa, era de 5.917 MW em 31 de março de 2007.

Organograma Societário

Em 31 de março de 2007, a Tractebel Energia 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:



Sociedades Controladas

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

Tractebel Energia Comercializadora

A Tractebel Energia Comercializadora Ltda. foi constituída em outubro do ano 2000. Em 31 de março de 2007, 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, bem como a intermediação de qualquer dessas operações. Em 31 de março de 2007, a Tractebel Energia Comercializadora possuía contratos de venda de energia elétrica com cerca de 90 clientes, entre comercializadoras e Consumidores Livres representando aproximadamente 1.101 MW por mês.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Tractebel Energia na Tractebel Energia Comercializadora, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2004	2005	2006	2006	2007
Quotas que compõem o capital social	1.000.000	2.200.000	4.200.000	4.200.000	4.200.000
Quotas pertencentes à Tractebel Energia	999.999	2.199.999	4.199.999	4.199.999	4.199.999
Participação (%)	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
Capital Social*	1,0	2,2	4,2	4,2	4,2
Patrimônio líquido*	1,4	13,1	17,1	10,1	40,1
Resultado do exercício*	0,4	10,5	2,0	(5,0)	22,9
Investimento*	1,4	13,1	17,1	10,1	40,1
Resultado de equivalência patrimonial*	0,4	10,5	2,0	(5,0)	22,9

*Valores em milhões de reais.

Lages Bioenergética

A Lages Bioenergética S.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 2007, 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 Tractebel Energia na Lages Bioenergética, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2004	2005	2006	2006	2007
Quotas que compõem o capital social	30.529.984	30.529.984	30.529.984	30.529.984	30.529.984
Quotas pertencentes à Tractebel Energia	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	30,5	32,3	32,4	35,2	34,5
Resultado do exercício	6,5	11,7	15,9	2,7	2,1
Investimento	30,5	32,3	32,4	35,2	34,5
Resultado de equivalência patrimonial	6,5	11,7	15,9	2,7	2,1

Companhia Energética Meridional – CEM

Em 31 de março de 2007, o capital social da CEM era de R$ 424,2 milhões, representado por 344.528.001 ações, sendo 34,5% de ações ordinárias e 65,5% de ações preferenciais.

Em 31 de março de 2007, 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. Para maiores informações sobre a UHE Cana Brava, vide subitem "*Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação*" desta seção "Atividades da Companhia".

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Tractebel Energia na CEM, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março	
	2004	2005	2006	2006	2007
Ações do capital social	225.170.692	344.528.001	344.528.001	344.528.001	344.528.001
Ações pertencentes à Tractebel Energia	225.170.688	344.527.997	344.527.997	344.527.997	344.527.997
Participação (%)	99,99	99,99	99,99	99,99	99,99
Capital Social	224,2	424,2	424,2	424,2	424,2
Patrimônio líquido	348,6	532,0	480,6	553,5	502,0
Resultado do exercício	68,8	78,4	88,2	21,3	21,4
Investimento					
Equivalência patrimonial	348,6	532,0	480,6	553,5	502,0
Ágio	35,7	31,2	26,7	30,1	25,6
Resultado de equivalência patrimonial	68,8	78,4	88,2	21,3	21,4

O ágio indicado na tabela acima tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos contados de janeiro de 2003, tendo sido amortizados R$ 4,5 milhões ao ano, de 2003 a 2006.

Itá Energética S.A. – 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 Tractebel Energia é participante, mediante a concessão outorgada pelo Governo Federal, por intermédio da ANEEL. Para maiores informações sobre a UHE Itá, vide subitem "*Geração Hidrelétrica – Usinas em Operação*" desta seção "Atividades da Companhia".

Em 31 de março de 2007, a Itasa não possuía um acionista controlador específico, sendo o seu controle acionário compartilhado entre a Tractebel Energia e a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN (CSN) por meio de acordo de acionistas. Em 31 de março de 2007, Tractebel Energia e CSN detinham participações individuais correspondentes a 48,75% do capital social da referida sociedade, o qual era de R$ 448,7 milhões, representado por 520.219.172 ações ordinárias.

A tabela abaixo apresenta informações relativas à participação da Tractebel Energia na Itasa, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	Exercícios Sociais encerrados em 31 de dezembro de			Períodos encerrados em 31 de março de	
	2004	2005	2006	2006	2007
Ações ordinárias do capital social	520.219.172	520.219.172	520.219.172	520.219.172	520.219.172
Ações ordinárias pertencentes à Tractebel Energia	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	426,3	448,7	426,3	448,7
Patrimônio líquido	520,5	545,9	567,6	551,6	579,5
Resultado do exercício	13,6	33,3	28,4	5,6	11,9
Investimento					
Equivalência patrimonial	253,7	266,1	276,7	268,9	282,5
Ágio	12,6	10,3	8,0	9,7	7,4
Resultado de equivalência patrimonial	6,6	16,3	13,8	2,8	5,8

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 2006.

Delta Energética S.A.

Sociedade constituída em outubro de 2001, a Delta Energética possuía, em 31 de março de 2007, capital social de R$ 0,45 milhões, representado por 45.000 ações ordinárias. Até 31 de março de 2007, a Delta Energética não havia exercido nenhuma atividade**.**

Machadinho Energética S.A. – MAESA

No primeiro trimestre de 2007, a Tractebel Energia adquiriu 2,8% de participação acionária na MAESA da CELESC. Em conseqüência desta aquisição, a Companhia aumentou a sua participação total no consórcio em 2,34%, agregando 11,1 MW médios ao seu portfólio. A MAESA é uma sociedade de propósito específico – SPE constituída para construir e explorar, através de consórcio, a Usina Hidrelétrica de Machadinho pelo valor de R$ 29 milhões. O referido investimento está avaliado pelo método de custo. Em 31 de março de 2007, o capital social da MAESA era de R$ 339,8 milhões, representado por 339.808.295 ações ordinárias. As consorciadas são a MAESA e a Tractebel Energia, com participações de 80,72% e 19,28%.

Mercado de Atuação

A Companhia é concessionária autorizada a prestar serviços de geração e comercialização de energia elétrica, sendo a maior geradora de energia elétrica do setor privado brasileiro em termos de Capacidade Instalada e Energia Assegurada, de acordo com as informações da ANEEL, em 31 de março de 2007.

A Companhia opera um Parque Gerador composto por 6 usinas hidrelétricas e 7 usinas termelétricas, das quais 11 pertencem integralmente à Companhia, instaladas nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás, apresentando, em 31 de março de 2007, Capacidade Instalada de 5.881 MW, dos quais 79,4% correspondem à geração hidráulica e 20,6%, à geração térmica. Para maiores informações sobre a geração hidráulica e a geração térmica, vide "Parque Gerador" desta seção "Atividades da Companhia".

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 que se tem registro. A Companhia gerou 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. 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.

Vale ressaltar que os efeitos da estiagem mencionada no parágrafo acima na Companhia foram significativamente atenuados em razão da existência de um sistema, chamado MRE, que rateia os riscos hidrológicos entre as Geradoras, ao permitir o intercâmbio de energia entre elas a preços de operação.

Já no período encerrado em 31 de março de 2007, a produção total de energia elétrica da Companhia foi de 4.974 GWh, cerca de 17,3% inferior ao volume produzido no mesmo período do ano anterior. Tal decréscimo foi verificado, principalmente, em virtude dos baixos níveis de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas da região Sul do País. Nas usinas hidrelétricas, a produção total de energia ao final do período encerrado em 31 de março de 2007, foi de 4.237 GWh, ou seja, 9,3% inferior que à produção verificada no mesmo período de 2006. Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente para abastecimento da 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 2007 foi de 747 GWh, 45,0% inferior àquela verificada no mesmo período em 2006.

A Companhia atua predominantemente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil. Segundo a CCEE, em 2006, o consumo total desse mercado foi de cerca de 36.741 MW médios, correspondendo a mais de 78,0% do consumo total do País no mesmo período. A produção da Companhia, em 2006, representou cerca de 5,0% de toda energia requerida pelo SIN em 2006 e 30,0% do consumo dos Estados da região Sul.

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

Na data de elaboração deste Prospecto, 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.

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, ver "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, 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 de Energia Elétrica - PIE(s), 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 mercado atacadista de energia elétrica e pela determinação dos preços de curto prazo, o MAE, que substituiu o sistema anterior de preços de geração e contratos de fornecimento regulados; (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 de energia elétrica durante o período de transição 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 operacional das atividades de geração e transmissão do SIN; e (iv) estabelecimento de processos licitatórios para outorga de concessões para construção e operação de usinas e instalações de transmissão de energia elétrica.

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 Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica 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, 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 Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica, 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 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA; (c) a previsão da Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, com vistas a ressarcir as distribuidoras das perdas financeiras provenientes do racionamento; (d) a criação da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e (e) regras sobre metas para universalização dos serviços públicos de energia elétrica a serem cumpridas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica.

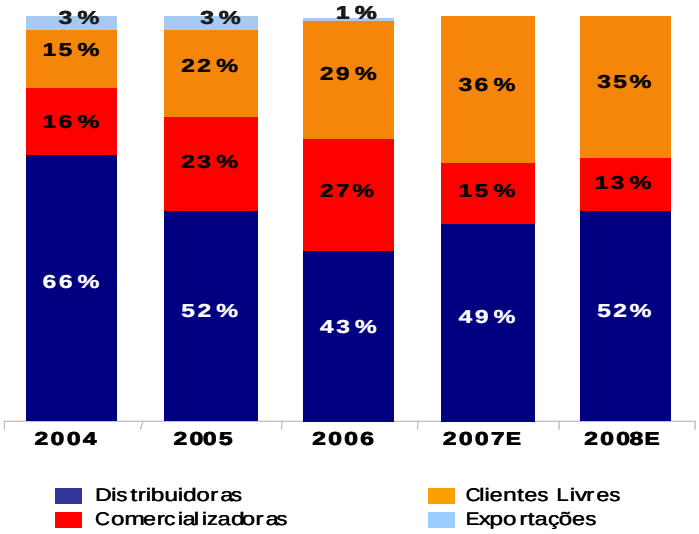
Além disso, a Lei n.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, (a) proibiu as concessionárias de oferecerem bens vinculados à concessão, os direitos dela emergentes e qualquer outro ativo que possa comprometer suas respectivas concessões em garantia de operação destinada a atividade distinta de sua concessão; 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 2004, 2005 e 2006, bem como evidencia os clientes com quem já contratou para os anos de 2007 e 2008:



Contratos Iniciais

Os Contratos Iniciais eram contratos de fornecimento de energia elétrica com tarifas e quantidades aprovados pela ANEEL, celebrados entre as Geradoras (inclusive a Companhia) e Distribuidoras atuantes no setor, quando da privatização do setor elétrico, nos termos da Lei do Setor Elétrico. A principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar que as Distribuidoras tivessem acesso a fornecimento estável de energia elétrica com tarifas que garantissem uma taxa de retorno fixa às Geradoras durante o período de transição, pós privatização do setor elétrico, objetivando o estabelecimento de um mercado de energia elétrica livre e competitivo. Para maiores informações sobre os Contratos Iniciais, vide "Contratos Iniciais" na seção "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro".

Tendo sido caracterizados pela transitoriedade, os montantes de energia elétrica contratados por meio dos Contratos Iniciais foram sendo reduzidos a cada ano desde 2003, sendo que, nos termos da Lei do Setor Elétrico, cada Contrato Inicial somente poderia permanecer em vigor até 31 de dezembro de 2005.

O quadro a seguir apresenta a evolução da receita bruta da Companhia proveniente da comercialização de energia por meio de Contratos Iniciais e a respectiva participação no total de receitas brutas da Companhia, nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						**Períodos Encerrados em 31 de março de**			
2004		**2005**		**2006**		**2006**		**2007**	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
840	35,60	464	18,01	-	-	-	-	-	-

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 "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".

Mesmo com a redução de 25,0% dos Contratos Iniciais, o volume de energia vendido pela Companhia em 2006 foi de 32.836 GWh, representando um aumento de 10,1% em relação aos 29.823 GWh vendidos em 2005. A expansão é resultante da contratação de energia livre diretamente com outros agentes do setor elétrico, como Distribuidoras, Comercializadoras e, principalmente, Consumidores Industriais. No período encerrado em 31 de março de 2007, o volume de energia vendido pela Companhia foi de 7.848 GWh, representando um aumento de 0,6% em relação aos 7.800 GWh vendidos no mesmo período de 2006.

O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 6.948 GWh em 2004 para 9.319 GWh em 2005, e, depois para 13.980 GWh em 2006. Além disso, por meio da celebração de Contratos Bilaterais, a Companhia fornece energia para as concessionárias: Companhia Paulista de Força e Luz ("CPFL Paulista"), Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. ("CPFL Piratininga"), Rio Grande Energia S.A. ("RGE"), Light e Centrais Elétricas de Santa Catarina ("CELESC"). O volume contratado pela Companhia diretamente com as Distribuidoras evoluiu de 3.497 GWh ao final do primeiro trimestre de 2006 para 3.818 GWh ao final do mesmo período em 2007.

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 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007, por categoria de clientes:

Comercializadoras

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						**Períodos Encerrados em 31 de março de**			
2004		**2005**		**2006**		**2006**		**2007**	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
230	9,75	451	17,51	721	23,77	123	17,45	136	17,88

Distribuidoras - Contratos Bilaterais

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						**Períodos Encerrados em 31 de março de**			
2004		**2005**		**2006**		**2006**		**2007**	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
776	32,90	1.075	41,72	1.517	49,97	405	57,50	398	52,45

Exportação

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						**Períodos Encerrados em 31 de março de**			
2004		**2005**		**2006**		**2006**		**2007**	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
130	5,52	73	2,83	45	1,48	14	2,00	7	0,92

CCEE

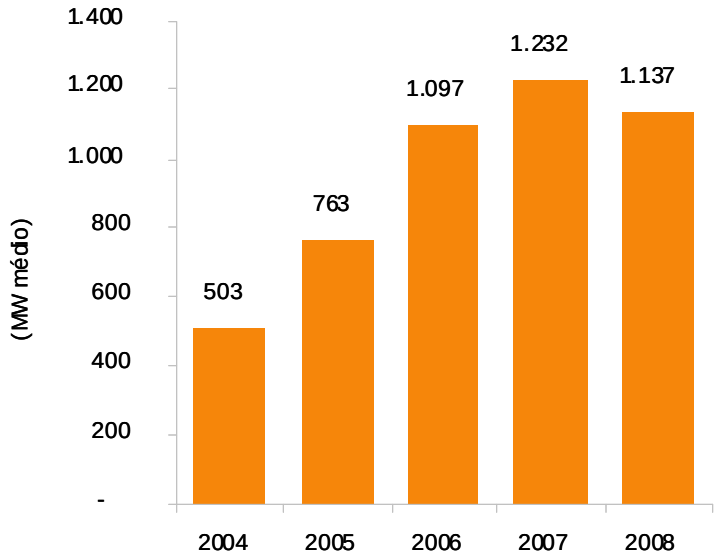
Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						Períodos Encerrados em 31 de março de			
2004		2005		2006		2006		2007	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
10	0,43	34	1,32	9	0,29	6	0,91	3	0,40

Em dezembro de 2004, a Companhia firmou CCEARs 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. Para maiores informações sobre os CCEARs, vide "O Leilão de 2004" na seção "Visão Geral do Setor Elétrico Brasileiro" e o "Contratos Relevantes" nesta seção "Atividades da Companhia".

Relacionamento com Clientes

A base de clientes da Tractebel Energia é composta por concessionárias distribuidoras de energia, 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.

O gráfico abaixo demonstra a evolução, em MW médio, das vendas da Companhia para consumidores livres nos exercícios sociais de 2004, 2005, 2006, bem como as vendas já efetuadas para consumidores livres para os anos de 2007 e 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 no ano de 2006 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 mercado 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. No ano de 2006, houve crescimento do índice de satisfação (i.e., percentual de clientes muito satisfeitos), que atingiu 66,5%, contra 62,9% em 2005. Também em 2006, 95,6% dos clientes se declararam satisfeitos ou muito satisfeitos. 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 mercando consumidor e celebrar maior número de contratos, tanto regulados quanto livres.

Consumidores Industriais

A participação dos Consumidores Industriais na receita bruta da Companhia atingiu cerca de 28,4% em 31 de março de 2007, quando foram vendidos cerca de 2.556 GWh a clientes desse segmento. Em 31 de março de 2007, a Companhia atendia mais de 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.

Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia, destacam-se indústrias que atuam nos setores de papel e celulose, fertilizantes, gases industriais, petroquímico, automobilístico e alimentício.

A tabela abaixo apresenta a distribuição dos Consumidores Industriais atendidos pela Companhia por setor econômico, em 31 de dezembro de 2006*:

Setor	% MWh	% R$
Fabricação de Produtos Químicos	40,3%	39,5%
Fabricação de Celulose, Papel e Produtos de Papel	19,6%	20,9%
Metalurgia Básica	12,1%	10,6%
Fabricação de Produtos de Minerais Não-metálicos	5,0%	6,1%
Fabricação e Montagem de Veículos Automotores, Reboques e Carrocerias	4,8%	5,6%
Fabricação de Produtos Alimentícios e Bebidas	4,5%	4,5%
Fabricação de Artigos de Borracha e Plástico	3,7%	3,1%
Extração de Minerais Metálicos	2,6%	2,6%
Fabricação de Máquinas, Aparelhos e Materiais Elétricos	1,8%	1,9%
Fabricação de Máquinas e Equipamentos	1,7%	1,7%
Fabricação de Produtos de Madeira	1,1%	0,9%
Fabricação de Móveis e Indústrias Diversas	1,0%	0,9%
Comércio	0,6%	0,6%
Fabricação de Produtos de Metal - Exceto Máquinas e Equipamentos	0,5%	0,5%
Fabricação de Produtos do Fumo	0,3%	0,3%
Atividades Anexas e Auxiliares ao Transporte e Agências de Viagem	0,3%	0,3%
Fabricação de Produtos Têxteis	0,2%	0,2%
TOTAL	100%	100%

* Informações apresentadas semestralmente pela Companhia, sendo que na data deste Prospecto, os percentuais verificados em 31 de dezembro de 2006 são os dados mais atuais.

Dentre os Consumidores Industriais atendidos pela Companhia em 31 março de 2007, destacavam-se: Votorantim, Braskem, Fosfértil, White Martins, Volkswagen, International Paper, Inpacel, Kodak e Ipiranga. A Companhia entende que não é dependente de nenhum Consumidor Industrial específico para a manutenção de suas atividades e receitas operacionais.

Para o resto do ano de 2007, a Companhia já tem contratados 1.645 MW médios em Contratos Bilaterais com Distribuidoras, 749 MW médios com Comercializadoras e 1.233 MW médios com Consumidores Industriais, totalizando 3.627 MW médios.

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 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

Exercícios Sociais Encerrados em 31 de dezembro de						**Períodos Encerrados em 31 de março de**			
2004		**2005**		**2006**		**2006**		**2007**	
R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%	R$ milhões	%
373	15,80	480	18,61	743	24,49	156	22,14	215	28,35

A tabela abaixo ilustra a disponibilidade de energia e o volume contratado pela Companhia, de 2007 a 2012:

	2007	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**
			(em MW médios)			
Recursos Próprios	3.189	3.008	3.291	3.291	3.435	3.435
+ Compras para Revenda	502	417	409	556	217	130
Recursos Totais (A)	**3.691**	**3.425**	**3.700**	**3.847**	**3.652**	**3.565**
Venda Leilões do Governo	10	160	1.034	1.234	1.382	1.382
+ Vendas Bilaterais	3.641	3.111	2.359	2.132	1.186	1.066
Vendas Totais (B)	**3.651**	**3.271**	**3.393**	**3.366**	**2.568**	**2.448**
Saldo (A-B)	**40**	**154**	**307**	**481**	**1.084**	**1.117**
Preço Médio de Venda (R$/MWh)	101,0	105,6	-	-	-	-
Preço Médio de Compra (R$/MWh)	74,3	88,7	-	-	-	-

Nota: Inclui "Recursos Próprios" relativos à São Salvador, no montante de 144MW, e a venda de Botox, no montante de 148W médios, ambos a partir de 2011. Inclui valores referentes à CIEN, pois a considera restabelecida a partir de 2009 em "Recursos Próprios" (a negociação do Termo de Entendimento entre Brasil e Argentina se encontra em andamento).

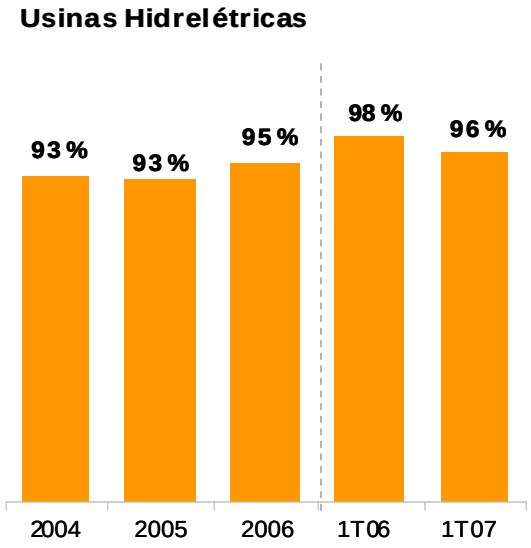
Parque Gerador

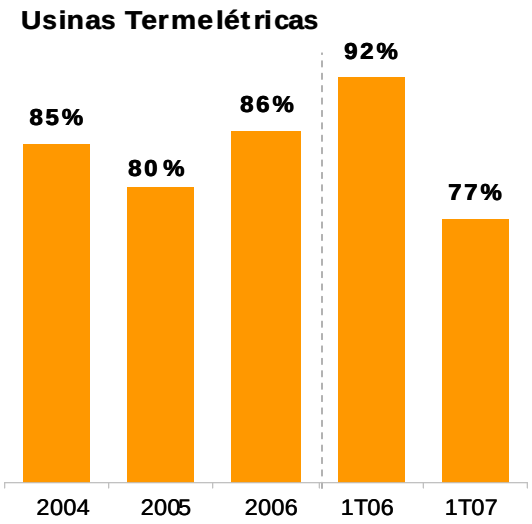
Em 31 de março de 2007, a Companhia operava um Parque Gerador de 5.881 MW, composto por 6 usinas hidrelétricas e 7 usinas termelétricas, das quais 11 pertenciam integralmente à Tractebel Energia ou a suas Controladas e 2 eram exploradas por meio de consórcios constituídos entre a Companhia e outras empresas, sendo a Companhia responsável pela manutenção e operação dessas usinas.

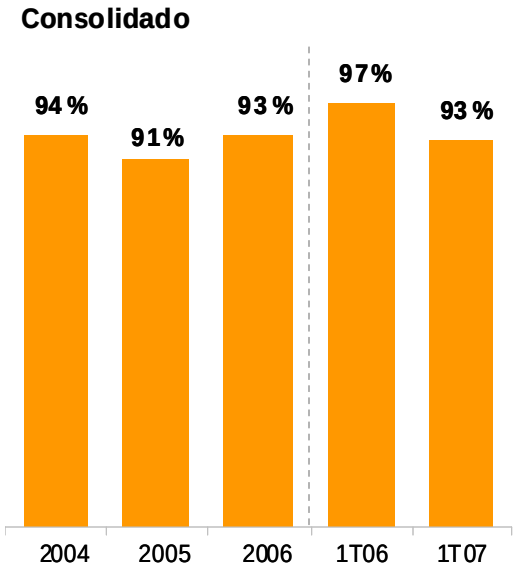
A Companhia vem mantendo nos últimos anos a sua posição de principal geradora privada do País. Em 31 de março de 2007, a Capacidade Instalada da Companhia, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá, Machadinho, Cana Brava e da unidade de Co-geração Lages atingiu 5.881 MW, o que representa um acréscimo de cerca de 58,1% em relação à capacidade disponível na data da privatização, qual seja, setembro de 1998.

De acordo com as informações da ONS, o Parque Gerador da Companhia está entre os que possuem o melhor desempenho no setor elétrico brasileiro, 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:







O quadro abaixo apresenta um resumo das informações sobre o Parque Gerador da Companhia em 31 de março de 2007:

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	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	4	1.420	1420	723	723	1.420
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	6	1.078	1.078	522	522	1.078
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	2	226	226	119	119	226
Itá(2)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC/RS)	5	1.450)	1.090	720	513	1.090
Machadinho(2)	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC/RS)	3	1.140)	404	529	147	404
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	3	450	450	273	273	450
Total Hidrelétricas				**5764**	**4.668**	2.886	**2.297**	**4.668**
Complexo Jorge Lacerda(3)	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	7	857	857	598	598	857
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	4	72	72	45	45	72
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	2	66	66	41	41	66
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	5	190	190	177	177	190
Lages	Termelétrica	Lages (SC)	1	28	28	25	25	28
Total Termelétricas				**1.213**	**1.213**	**886**	**886**	**1.213**
Compra de Energia (Itasa)								36
Total Tractebel Energia				**6.977**	**5.881**	**3.772**	**3.183**	**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 neste Prospecto, o termo Energia Assegurada também inclui energia disponível das usinas termelétricas.

(2) Para maiores informações sobre a Capacidade Instalada e a Energia Assegurada das UHEs Ita e Machadinho vide item "Parque Gerador" da seção "Atividades da Companhia" deste Prospecto.

(3) O Complexo Jorge Lacerda compreende 3 plantas com 7 unidades geradoras.

Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação

Usina Hidrelétrica Passo Fundo. A UHE Passo Fundo, pertencente integralmente à Companhia, tinha, em 31 de março de 2007, Capacidade Instalada de 226 MW e Energia Assegurada de 119 MW médios, possuindo 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.

Usina Hidrelétrica Itá. A UHE Itá, pertencente ao Consórcio Itá, tinha, em 31 de março de 2007, 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$ 1,1 bilhões. Foi construída por meio de um consórcio entre a Tractebel Energia (39,5%) e sua controlada Itasa (60,5%), sendo que a operação e a manutenção da UHE Itá são realizadas pela Tractebel Energia. A Itasa possui o seu controle dividido entre a Companhia e a Companhia Siderúrgica Nacional – CSN, cada uma com 48,75% do capital social, sendo que os outros 2,5% do capital social pertencem à Cimento Itambé S.A.

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. Dessa forma, a Itasa tem direito a 60,5%, ou seja, 404,14 MW médios. Os outros 39,5%, ou seja, 263,86 MW médios, acrescidos de (i) 52 MW médios, que correspondem à diferença entre a Energia Assegurada total da usina (720 MW médios) e a energia assegurada no (668 MW médios), e (ii) 197,02 MW médios que correspondem à participação da Companhia na Itasa (48,75%), totalizando 513 MW médios, são da Companhia.

A Itasa comercializa esses 404,14 MW médios de energia com a Companhia, CSN e Itambé, por meio dos Contratos de Compra e Venda de Energia, assinados em 2001 e vigentes até 2030.

Usina Hidrelétrica Machadinho. A UHE Machadinho tinha, em 31 de março de 2007, Capacidade Instalada de 1.140 MW e Energia Assegurada de 529 MW médios, possuindo 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 (Tractebel Energia, Companhia Estadual de Energia Elétrica ("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 Tractebel Energia, detentora de 19,28% do empreendimento, tendo em vista a recente aquisição de participação de mais 2,82% na MAESA, 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 2007:

Consorciada	Participação (%)
Tractebel Energia	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

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 tem direito a 83,06% (destes, 2,82% pertencem à Companhia), ou seja 392,87 MW médios (destes, 11,09 MW médios pertencem à Companhia), que correspondem 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 correspondem à diferença entre a Energia Assegurada total da usina (529 MW médios) e a Energia Assegurada no contrato de constituição do consórcio (473 MW médios), totalizando 136,13 MW médios, são inteiramente da Companhia. Isto posto, pode-se afirmar que 147,22 MW médios de energia assegurada da UHE Machadinho pertencem à Companhia.

A potência disponível da UHE Machadinho é de 1.140 MW. Entretanto, no contrato de constituição do consórcio, foi considerada uma potência disponível de 912 MW. Desses, os acionistas da MAESA tem direito a 83,06% (destes 2,82% pertencem à Companhia), ou seja, 757,51 MW (destes 21.38 MW pertencem à Companhia), que correspondem à sua parte na potência disponível da UHE Machadinho. Os outros 16,94%, ou seja, 154,49 MW, acrescidos de 228 MW, que correspondem à diferença entre a potência total da usina (1.140 MW) e a potência estabelecida no contrato de constituição do consórcio (912 MW), totalizando 382.49 MW, são inteiramente da Companhia. Visto isso, pode-se afirmar que 403,88 MW de potência disponível da UHE Machadinho pertencem à Companhia.

Usina Hidrelétrica Salto Osório. A UHE Salto Osório pertence integralmente à Companhia e tinha, em 31 de março de 2007, Capacidade Instalada de 1.078 MW e Energia Assegurada de 522 MW médios, possuindo 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.

Usina Hidrelétrica Salto Santiago. A UHE Salto Santiago, a qual pertence integralmente à Companhia, tinha, em 31 de março de 2007, Capacidade Instalada de 1.420 MW e Energia Assegurada de 723 MW médios, possuindo 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.

Usina Hidrelétrica Cana Brava. A UHE Cana Brava tinha, em 31 de março de 2007, 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 UHE Cana Brava tem sua concessão sob a responsabilidade da CEM, controlada integralmente pela Tractebel Energia. A Companhia é 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.

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 usinas termelétricas 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 2007, Capacidade Instalada de 857 MW. O Complexo Termelétrico Jorge Lacerda é constituído por 3 usinas termelétricas (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 UTEs Jorge Lacerda A, B e C tiveram início em 1965, 1980 e 1996, respectivamente. A produção das UTEs Jorge Lacerda A, B e C é destinada, principalmente, ao abastecimento energético do litoral sul e leste do Estado de Santa Catarina.

Usina Termelétrica 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 2007, Capacidade Instalada de 190 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 Gasoduto Brasil-Bolívia 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.

Usina Termelétrica 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, sendo constituída por 2 Unidades Geradoras com Capacidade Instalada, em 31 de março de 2007, de 66 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.

Usina Termelétrica 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 em 31 de março de 2007.

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 usinas termelétricas. 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 Tractebel Energia, 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 apresentava, em 31 de março de 2007, 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 de R$ 80 milhões, dos quais R$ 31 milhões correspondem a recursos próprios da Lages Bioenergética e R$ 49 milhões foram financiados pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul ("BRDE"), no papel de agente financeiro do BNDES. Por utilizar os resíduos de madeireiras (energia renovável) da região como combustível, 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. Assim, por meio do sistema de operação da Unidade de Co-geração Lages serão gerados créditos de carbono para venda futura pela Companhia, sendo que parte destes créditos futuros serão negociados com o Banco Mundial, nos termos da Carta de Intenções celebrada com o *Prototype Carbon Fund*, do referido organismo multi-governamental.

O vapor produzido pela Unidade de Co-geração Lages é fornecido para indústrias madeireiras instaladas nas redondezas. 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 através 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 pesquisa e desenvolvimento da indústria de energia, 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 2007, 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	Tractebel Energia	1.420	28.09.1998	28.09.2028
UHE Salto Osório	Tractebel Energia	1.078	28.09.1998	28.09.2028
UHE Passo Fundo	Tractebel Energia	226	28.09.1998	28.09.2028
UHE Itá(*)	Tractebel Energia/Itasa	1.450	28.12.1995	16.10.2030
UHE Machadinho (*)	Tractebel Energia/Outros	1.140	15.07.1997	15.07.2032
UHE Cana Brava	CEM	450	27.08.1998	27.08.2033
Autorizações				
Complexo Termelétrico Jorge Lacerda	Tractebel Energia	857	25.09.1998	28.09.2028
UTE Charqueadas	Tractebel Energia	72	25.09.1998	28.09.2028
UTE Alegrete	Tractebel Energia	66	25.09.1998	28.09.2028
UTE William Arjona	Tractebel Energia	190	02.06.2000	28.04.2029
Unidade de Co-geração Lages	Lages Bioenergética	28	30.10.2002	30.10.2032

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

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 Tractebel Energia) 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 (RS), da UHE Salto Osório (PR) e da UHE Salto Santiago (PR). O contrato prevê a concessão pelo prazo de 30 anos, prorrogáveis a critério da ANEEL mediante requerimento da Tractebel Energia.

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 UHEs Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago foram integralmente pagos em 15 de outubro de 2003. Para maiores informações sobre as UHEs Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago, vide "Geração Hidrelétrica - Usinas em Operação" nesta seção "Atividades da Companhia".

Contrato de Concessão 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 Tractebel Energia 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 ("Contrato de Concessão n.º 003/95"), 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 Tractebel Energia 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 Itá Energética S.A., cabendo a Tractebel Energia a parcela de 39,5%, que corresponde 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 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, cabendo à Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 UHE Cana Brava

Em 7 de agosto de 1998, a CEM, sociedade controlada pela Tractebel Energia, 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 IGP-M 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 IGP-M. O saldo desta obrigação a valor presente, em 31 de março de 2007, correspondia a R$ 210 milhões, sendo que R$ 1 milhão foi registrado no passivo circulante e R$ 209 milhões no exigível a longo prazo da Companhia. Em 31 março de 2007, o total devido a longo prazo tinha seus vencimentos assim programados:

Ano	**Valor Anual (R$ mil)**
2007	1
2008	1
2009	2
2010	2
2011 a 2022	24
2023 a 2033	180
Total	**210**

Para maiores informações sobre a UHE Cana Brava, vide item "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. Em 31 de março de 2007, tais atividades representavam 0,2% da receita bruta da Companhia e 0,3% de seu EBTIDA.

Energia sob Medida

A Companhia procura atender às especificidades e necessidades de cada uma 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 PCHs ou PCTs que desejem vender sua energia no Mercado 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 do Programa de Qualidade da Energia Elétrica 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 de Qualidade da Energia 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 Tractebel Energia para fornecedores nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

(R$ milhões)	31 de dezembro			31 de março de	
	2004	**2005**	**2006**	**2006**	**2007**
Materiais e serviços	24	24	38	21	34
Energia Elétrica comprada de terceiros	22	13	70	23	53
Transações no âmbito da CCEE	10	1	76	18	30
Combustíveis fósseis (carvão, gás natural e biomassa)	10	19	6	9	3
Encargos do uso da rede elétrica	23	37	49	41	50
Total	**89**	**94**	**239**	**112**	**170**

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

Política de Compra de Bens, Materiais e Serviços

A Tractebel Energia 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 Tractebel Energia.

A ordem de compra é documento padrão que formaliza a aquisição de produtos e/ou contratação de serviços pela Companhia ("Ordens de Compra"), enquanto que o documento contratual tem por finalidade estabelecer as responsabilidades entre as partes envolvidas ("Documento Contratual"). 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 Tractebel Energia.

Excetuam-se às regras de padronização previstas nas normas administrativas da Tractebel Energia, dentre outras, a aquisição de combustíveis para produção de energia elétrica e a contratação de terceiros para construção de usinas hidrelétricas e termelétricas, cujas negociações ocorrem caso a caso.

Energia Elétrica

A energia elétrica comercializada pela Companhia por meio da controlada Tractebel Energia Comercializadora é adquirida, principalmente, das controladas Itasa e CEM, e, da CCEE, com participações, em 31 de março de 2007, de aproximadamente 7,5%, 16,7% e 24%, respectivamente, no total de compras da Companhia.

Combustíveis Fósseis

Em 31 de março de 2007, os combustíveis utilizados pela Companhia para a produção de energia elétrica eram: carvão mineral, gás natural, óleo combustível e óleo diesel (combustíveis utilizados na geração de energia elétrica nas usinas termelétricas).

O principal fornecedor do carvão mineral utilizado na geração de energia elétrica nas usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na UTE Charqueadas é o Consórcio Catarinense do Carvão Energético, cuja participação no total de compras da Companhia, em 31 de março de 2007, correspondia a 22,4%, a qual foi quase completamente reembolsada pela Companhia via Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, gerida pela Eletrobrás.

Além do carvão mineral, as usinas 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. ("Petrobrás Distribuidora") e a Agricopel Comércio de Derivados de Petróleo Ltda. ("Agricopel"). Em 31 de março de 2007, as despesas incorridas pela Companhia na aquisição de óleo combustível e óleo diesel utilizados nas usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na UTE Charqueadas representavam cerca de 0,4% do total de compras da Companhia.

O gás natural utilizado como combustível na UTE William Arjona, tem como principal fornecedor a MSGás, sendo que as aquisições de gás natural pela Companhia correspondiam, em 31 de março de 2007, a cerca de 1,5% do seu total de compras.

Construção de Usinas Hidrelétricas e Termelétricas

A Companhia adota como prática a celebração de contratos com terceiros para prestação de serviços de engenharia, aquisição de equipamentos e construção de usinas hidrelétricas e termelétricas e linhas de transmissão ("Contratos EPCs"). 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 EPC, sendo que a Companhia não adota, para esses contratos, estrutura de formalização padronizada.

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 2007, a Companhia não possuía quaisquer obras sendo realizadas sob Contratos EPCs, uma vez que as últimas construções de usinas do Parque Gerador da Companhia foram concluídas nos anos de 2002 (5ª Unidade Geradora da UTE William Arjona) e 2003 (Unidade de Co-geração Lages).

Sazonalidade

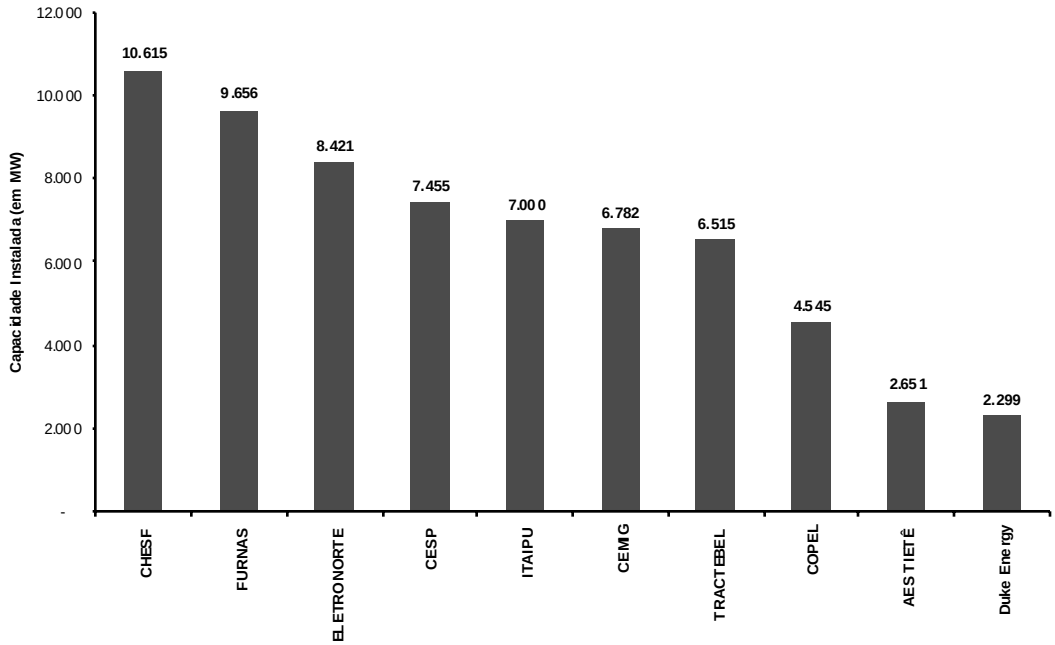
Eventual sazonalidade no mercado de atuação da Companhia não impacta os seus resultados de maneira relevante, em virtude do sistema de venda de energia com quantidades de Energia Assegurada fixadas pela ANEEL e a forma de contratação da energia pela Companhia.

Concorrência

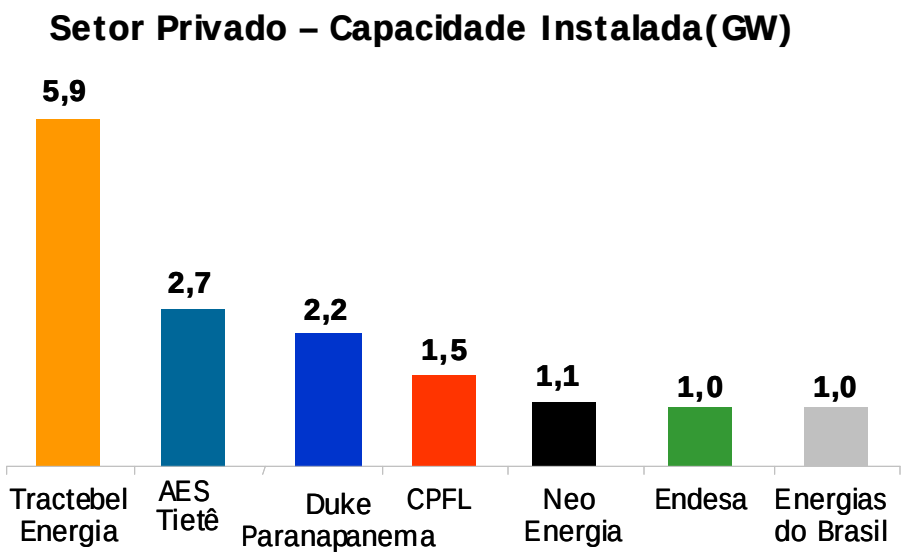
O setor elétrico brasileiro é caracterizado pela atuação das companhias estatais, principalmente no que se refere à geração de energia elétrica, segmento de atuação da Companhia. Em 31 de março de 2007, a Capacidade Instalada do País era aproximadamente de 90.000 MW, dos quais 34,8% correspondem à participação da Eletrobrás e 28% à participação da iniciativa privada (na qual a Companhia está inserida).

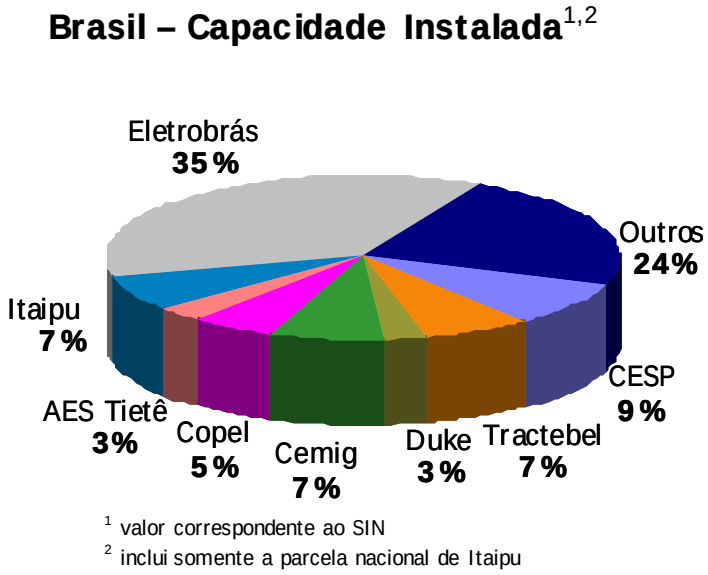
Em 31 de março de 2007, a Companhia possuía Capacidade Instalada de 5.881 MW, o que correspondeu a uma participação de 6,6% no mercado brasileiro de energia elétrica em 31 de março de 2007. Além da Eletrobrás, os principais concorrentes da Companhia são: COPEL, CESP, CEMIG, AES Tiete e Duke Paranapanema. O Sistema Interligado Nacional (SIN) conta, ainda, com a energia proveniente da usina de Itaipu, que representa 7% da Capacidade Instalada do País (referente à parte pertencente ao Brasil).

O gráfico abaixo, elaborado pela ANEEL, apresenta as participações, em 31 de março de 2007, 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 (fonte ANEEL e sites das respectivas empresas):





[1] valor correspondente ao SIN
[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 mercado 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 2007, a Companhia não possuía, em todo o seu histórico, qualquer registro de inadimplência por qualquer de seus clientes.

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, pelo comitê 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, o comitê 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, o comitê de crédito determina 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 pelo comitê 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. 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 ao fornecimento de energia para Distribuidoras, a Companhia não adota o limite referido acima, uma vez que a atividade fim das Distribuidoras as obriga a comprar energia em grandes quantidades. Nestes casos, a classificação da Distribuidora no *ranking* estabelecido pelo comitê de crédito não determina o limite máximo de energia a ser fornecida, mas a garantia a ser exigida.

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 2007, a Tractebel Energia possuía créditos vencidos no valor de R$ 15 milhões, dos quais 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 2007 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 2007, 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 2007, a Tractebel Energia não possuía patentes registradas em seu nome junto ao Instituto Nacional da Propriedade Intelectual – INPI ("INPI"). Em 31 de março de 2007, a Suez-Tractebel S.A., controladora indireta da Companhia, era titular da marca "Tractebel", registrada junto ao INPI, sob n.º 822122006, de 20 de outubro de 1999.

Propriedades, Plantas e Equipamentos

O principal ativo da Companhia é o seu Parque Gerador, composto por 13 usinas, sendo 7 termelétricas e 6 hidrelétricas, instaladas nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná, Mato Grosso do Sul e Goiás. Em 31 de março de 2007, o valor contábil consolidado, líquido de depreciação, do Parque Gerador era de R$ 4.100 milhões. Para maiores informações, vide item "*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.

Gerenciamento Ambiental

A Companhia possui políticas e planos de gestão para o gerenciamento ambiental de suas usinas hidrelétricas e termelétricas 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 usinas termelétricas, 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 usinas termelétricas 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.

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 2007, 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 2007:

Situação do Licenciamento Ambiental* Usinas Termelétricas		
UTE Jorge Lacerda A, B e C	em operação	LAO FATMA 086/2004, de 07/05/2004 (UTLA), 088/2004, de 07/05/2004 (UTLB), e 087/2004, de 12/05/2004 (UTLC), com validade pelo período de 36 meses (até 06/05/2007, para UTLA e UTLB, e 11/05/2007, para a UTLC). Renovação da LO requerida em dezembro/2006 (CE DGT 0263, 0264 e 0265, de 07/12/2006).
UTE Alegrete	em operação	LO 3696/2005-DL FEPAM, de 28/07/2005, com validade até 14/12/2008. LO 7334/2003-DL FEPAM, de 24/11/2003, com validade até 23/08/2005. Incluída na LI 058/2004-DL FEPAM, de 19/01/2004, referente a UTE Jacuí.
UTE Charqueadas	em operação	Renovação da LO requerida em abril/2005 (CE UTCH 004/2005, de 20/04/2005). Portaria DRH nº 178/2007 (Departamento de Recursos Hídricos da Sec do Meio Ambiente-RS), de 05/02/2007 - Autorização para captação de água superficial no Rio Jacuí, para a UTCH.
UTE William Arjona (4 e 5)	em operação	LO IMAP n.º 265/2002, de 21/11/2002 com validade pelo período de 4 anos (até 20/11/2006). Renovação da LO requerida em julho/2006 (CE DP-0046/2006, de 20/07/2006).
UTE William Arjona (1, 2 e 3)	em operação	LO IMAP n.º 057/2005, de 07/12/2005 com validade pelo período de 5 anos (até 07/12/2010).
Unidade de Co-geração Lages	em operação	LAO FATMA CODAM-PS/014/2006, de 13/01/2006, com validade por 36 meses (até 13/01/2009), para UCLA. LAO FATMA CODAM-PS/026/2006, de 13/01/2006, com validade por 36 meses (até 13/01/2009), para Caldeira de Reserva (Backup). LAO FATMA CPS 091/2004, de 10/08/2004, com validade pelo período de 36 meses (até 09/08/2007), para a Captação, Adução e Tratamento de Água para Abastecimento Industrial. LAP FATMA nº 091/2006 CPS, de 21/12/2006, para Poço Tubular Profundo para Captação de Água para a UCLA.

Situação do Licenciamento Ambiental Usinas Hidrelétricas		
UHE Salto Osório	em operação	LO 08315 IAP, de 21/12/2001, com validade até 21/12/2003. Requerida renovação da LO (CE DP 0063/2003, de 22/10/2003). Realizada, em 27/04/2005, Consulta Pública referente ao Plano de Uso e Ocupação das Águas e Entorno do Reservatório. LP 12388 IAP, de 18/10/2006, com validade até 18/10/2007, para Estação de Tratamento de Esgoto Sanitário da Vila Residencial da UHSO.
UHE Passo Fundo	em operação	LO 5853/2003-DL FEPAM, de 31/10/2003, com validade até 17/08/2007.
UHE Itá	em operação	Renovação LO IBAMA n.º 68/99, de 01/09/2004, com validade pelo período de 4 anos (até 31/08/2008).
UHE Salto Santiago	em operação	LO 04952 IAP, de 21/12/2001, com validade até 21/12/2003. Requerida renovação da LO (CE DP 0063/2003, de 22/10/2003). Realizada, em 28/04/2005, Consulta Pública referente ao Plano de Uso e Ocupação das Águas e Entorno do Reservatório. LO 160/2001 IBAMA de 28/08/2001, com validade pelo período de 4 anos (até 27/08/2005).
UHE Machadinho	em operação	Requerida renovação da LO (Correspondência Consórcio Machadinho G05-N-0060, de 25/04/2005). Entrega do Plano de Conservação Ambiental e Usos da Água e do Entorno do Reservatório em 13/01/2006 (CE DP-0001/2006).
LT 500 kV **(UHE Machadinho)**	em operação	LAO FATMA nº 1027/2005 de 20/12/2005, com validade pelo período de 96 meses (até 20/12/2013), para a LT 500 kV UHE Machadinho - LT 500kV Itá-Campos Novos.
UHE Cana Brava	em operação	LF GUS n.º 212/2005, de 04/02/2005, da Agência Ambiental de Goiás, com validade de 09/01/2004 a 09/01/2008.
LT 230kV (UHE Cana Brava)	em operação	LF GUS n.º 239/2005, de 17/02/2005, da Agência Ambiental de Goiás, com validade de 05/02/2005 a 05/02/2009, para a LT 230kV UHE Cana Brava - UHE Serra da Mesa.

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 pesquisa e desenvolvimento 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.

Sistemas de Gestão de Qualidade e Meio Ambiente

Em novembro de 2006, todas as 13 usinas que a Tractebel Energia opera, quais sejam: as Usinas Hidrelétricas Itá, Salto Osório, Salto Santiago, Passo Fundo, Machadinho e Cana Brava, o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, as usinas termelétricas Charqueadas, Alegrete e William Arjona, bem como a Unidade de Cogeração Lages obtiveram a certificação NBR-ISO 9001 (de qualidade) e 14001 (meio ambiente), pelo *Bureau Veritas Quality International* - BVQI.

Acidentes Ambientais

Não foram registrados acidentes ambientais na Companhia nos últimos 6 anos.

Relacionamento com a Comunidade e com o Meio Ambiente

Os contratos de concessão das usinas que a Tractebel Energia 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 de sua controladora, a 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.

Programas Ambientais nas Usinas

Usinas Hidrelétricas

Nas UHEs, 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 2007, todas as usinas hidrelétricas 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 pesquisa e desenvolvimento. Tais programas ambientais são desenvolvidos em conjunto com entidades das regiões onde se localizam as respectivas usinas, como a Universidade Federal de Santa Catarina, que atua nos programa relacionados aos reservatórios do Rio Uruguai, e a Universidade do Oeste do Paraná, atuando nos programas relativos às usinas 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 3 anos já promoveu o plantio e distribuição de mais de 300 mil mudas de espécies nativas, nas regiões de influência das usinas.

Usinas Termelétricas

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 UTEs 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 UTEs 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 usinas e outros órgãos e entidades locais (prefeituras, câmaras de vereadores e outros).

Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – Unidade de Co-geração Lages

A planta de co-geração do Projeto Lages, localizada na cidade de Lages, Estado de Santa Catarina, Brasil, possui economia baseada na indústria madeireira, que utiliza madeira proveniente de florestas plantadas. O Projeto Lajes se encontra em operação desde dezembro de 2003, sob comando da Lages Bioenergética Ltda., uma sociedade de propósito específico totalmente controlada pela Tractebel Energia, criada especialmente para construir, operar e manter o Projeto Lages.

O Projeto vende eletricidade para a companhia de distribuição local e para clientes industriais, também conhecidos como consumidores livres. O vapor produzido na planta é fornecido para duas das maiores indústrias madeireiras da região, chamadas Battistella e Sofia. Este vapor é usado principalmente na secagem de madeira, sendo que no mínimo 60,0% do mesmo retorna para a planta de Lages na forma de vapor condensado.

O Projeto Lages 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 prevê a geração de 220.439 RCEs (Reduções Certificadas de Emissões) por ano no período de 10 anos compreendido entre 01 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 RCEs geradas no período de 01 de novembro de 2004 à 31 de maio de 2006. Do total emitido, 190.000 RCEs foram comercializadas em dezembro de 2006 para a empresa japonesa The Chugoku Electric Power. Em janeiro de 2007, foram comercializadas 750.000 RCEs (representando cerca de 40,0% do total de RCEs a serem emitidas futuramente), as quais ainda serão geradas e entregues em parcelas anuais até 2014 para o Prototype Carbon Fund, fundo para a compra de créditos de carbono administrado pelo Banco Mundial.

Para maiores informações sobre a Unidade de Co-geração Lages, vide subitem "*Unidade de Co-geração Lages*" nesta seção "Atividades da Companhia".

Iniciativas de Preservação Ambiental

A Tractebel Energia desenvolve uma série de programas de monitoramento ambiental e ações para mitigar ou compensar os impactos decorrentes do uso dos reservatórios das usinas hidrelétricas, em cumprimento à legislação ambiental. A Companhia procura, igualmente, ir além e agir proativamente na sustentabilidade da geração de energia de fonte limpa e renovável. Entre as principais iniciativas realizadas até a presente data estão:

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 Tractebel Energia (i.e., locais em que opera usinas hidrelétricas, como no Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Goiás).

A título exemplificativo, desde 1999, por meio de convênio celebrado com o IBAMA/SC, a Companhia promove a reprodução de alevinos de espécies nativas para o repovoamento dos reservatórios das hidrelétricas. 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 usinas hidrelétricas 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 (ONGs) nas áreas das usinas. Em 2006, foram plantadas 108 mil mudas e doadas 54 mil.

Manejo de Parque

A Tractebel Energia iniciou, em conjunto com a FATMA/SC a implementação do projeto de infra-estrutura relacionado ao Plano de Manejo para o Parque Fritz Plaumann. O parque, que é uma compensação ambiental situada em Santa Catarina pela construção da Usina Hidrelétrica Ita, 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 do Lago 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 (APPs). 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 Tractebel Energia busca cada vez mais encontrar maneiras de impactar da menor forma possível o meio ambiente. Todas as usinas termelétricas 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 usinas térmicas, 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 Tractebel Energia.

É importante ressaltar a eficiência dos precipitadores eletrostáticos das usinas movidas a carvão mineral, que permitem o abatimento de no mínimo 98,0% da poluição emitida. Para evitar a poluição das águas, as termelétricas 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 termelétricas 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 de Charqueadas voltam à cava da mina de onde foi tirado o carvão mineral e parte são utilizadas na recuperação de área degradada.

A Tractebel Energia 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 13 usinas da Tractebel Energia fazem triagem dos resíduos produzidos e encaminhamento dos mesmos para reciclagem. 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 Tractebel Energia 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.

Em 2005, a Usina Hidrelétrica Itá, por exemplo, atendeu a aproximadamente 34 mil visitantes, e o Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, em torno de 7,5 mil. Já a Usina Hidrelétrica Machadinho recebeu 1.400 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. Outros 500 estudantes também conheceram as instalações da usina no período.

Investimento nos Públicos Estratégicos

O projeto que leva oportunidade econômica e reorganização social à Vila Vermelho, na área da Usina Hidrelétrica Cana Brava, em Goiás, retrata a responsabilidade corporativa da Tractebel Energia.

Iniciativas, Programas Ambientais e 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, com o Projeto de Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL da Unidade de Co-geração Lages e, em 2007, recebeu o prêmio "Top Of Quality Ambiental" da Ordem dos Parlamentares do Brasil pela geração de energia com certificação NBR ISO 14001:2004.

Outros prêmios recebidos pela Companhia:

- Cidade de Ita - 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 Ita - Prêmio Revista Expressão - 2001;
- Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – Recuperação de Áreas Degradadas - Troféu Fritz Muller - FATMA – 2002;
- Conservação de Recursos Naturais – Usina Passo Fundo - Premio Expressão Ecologia – 2002;
- SNPTEE 2003 – Trabalhos relacionados ao Meio Ambiente – 1º Lugar (Plano de Gestão Ambiental e Sócio-Patrimonial em UHE's) e 3º Lugar (Monitoramento Ictiofauna Rio Uruguai) - 2003;
- 9ª edição do Prêmio Fritz Muller - Parque Fritz Plaumann;
- Prêmio "Empresa Cidadã", da Associação dos Dirigentes de Vendas e Marketing do Brasil (ADVB, seção Santa Catarina), com o projeto "A casa que vem das cinzas", de utilização de cinzas pesadas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e da Usina Termelétrica Charqueadas para a construção de casas populares. O projeto é fruto de uma parceria com a Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC) - 2005; e
- Prêmio Fritz Muller, promovido pela Fundação do Meio Ambiente – FATMA – SC, para o Parque Fritz Plaumann e para a Unidade de Cogeração Lages.

Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE

Nos anos de 2006 e 2007, a Tractebel Energia foi incluída no ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BOVESPA, que avalia as empresas através de suas ações de governança corporativa, desempenho social e ambiental.

Certificações

Em dezembro de 2006, a Tractebel Energia tornou-se a única entre as grandes empresas do setor elétrico a ter 100,0% de seu Parque Gerador certificado segundo as normas NBR ISO 9001 e 14001. Em 2004, 7 de suas usinas (i.e., Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – UTLA, UTLB e UTLC e as Hidrelétricas Itá, Passo Fundo, Salto Osório e Salto Santiago) já tinham sido certificadas e, em 2006, foi a vez das outras 6 (i.e., as Usinas Hidrelétricas Machadinho e Cana Brava, e as Termelétricas William Arjona, Charqueadas, Alegrete e Unidade de Co-Geração Lages).

As certificações foram resultado de 5 anos de planejamento, preparação e adequação às normas. A NBR ISO 14001 define os requisitos para estabelecer e operar um sistema de gestão ambiental e a NBR ISO 9001 atesta que a Companhia tem um modelo de gestão que atende às exigências de qualidade dos clientes.

Pesquisa e Desenvolvimento

A Tractebel Energia, em conformidade com a Lei Federal n.º 9991/2000, investe anualmente 1,0% da sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento. Através 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 2006, a Companhia aplicou mais de R$ 24 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 2006, foram investidos R$ 5,8 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento. 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 Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT, administrado pela Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), do Ministério da Ciência e Tecnologia, e os outros R$ 1,14 milhão foram para o Ministério das Minas e Energia, para custeio da Empresa de Planejamento Energético - EPE.

Por força do Contrato de Concessão, até dezembro de 2005, a Companhia havia aplicado o equivalente a 0,25% da sua receita operacional líquida. A partir de janeiro de 2006 e até a presente data, o investimento aumentou para o equivalente a 1,0% da receita operacional líquida, conforme requer a Lei n.º 9.991.

Dentre os projetos, destacam-se:

- Aplicação de cinzas das termelétricas 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 usinas termelétricas;
- Desenvolvimento de tecnologia inovadora de soldagem;
- Desenvolvimento de tecnologia para aumento da eficiência térmica de usinas termelétricas; e
- Desenvolvimento de tecnologia para aproveitamento de resíduo da indústria madeireira para a geração de energia elétrica.

Governança Corporativa

Em novembro de 2005, a Companhia passou a ser uma das seletas empresas integrantes do Novo Mercado da BOVESPA. A adesão da Companhia ao Novo Mercado teve como objetivo aprimorar sua posição como empresa que investe em boas práticas de governança corporativa, e representa mais uma das medidas que vêm sendo tomadas pela Companhia ao longo dos últimos anos nesse sentido.

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 ("Código IBGC"), hoje na sua terceira edição, que ordena e consolida as últimas discussões e mudanças relacionadas à governança corporativa no Brasil.

O Código IBGC recomenda que 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 permanente, 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 2007, a Companhia adotava as práticas de governança corporativa recomendadas pelo Código IBGC relacionadas a todos os assuntos relacionados acima.

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 seguros da 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, que cobrem a reconstrução de uma nova usina equivalente à sinistrada.

Apólices de Riscos Operacionais e de Engenharia

Em 31 de março de 2007, a Companhia possuía apólice de seguro de riscos operacionais, incluindo cobertura de quebra de máquinas, de lucros cessantes e de riscos de interrupção do negócio, com limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes, por evento, é de US$ 150.000.000,00. Os bens assegurados por tal apólice são usinas hidrelétricas, usinas termelétricas e seus maquinários, turbina a vapor, turbina a gás, geradores, caldeiras, transformadores, canais, túneis, barragens, vertedouros, obras civis, escritórios e depósitos.

Ademais, a Companhia estava protegida contra perdas por lucros cessantes causadas por sinistros que resultem em interrupções da produção de energia, exceto para Lages Bioenergética, que não possui cobertura contra perdas por lucros cessantes, por razões de ordem técnica.

Apólices de Responsabilidade Civil

Em 31 de março de 2007, a Companhia possuía apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil. A vigência da apólice é anual e são segurados, além da Tractebel Energia, quaisquer afiliados, associados, subsidiárias, corporações, *joint ventures*, parcerias, acionistas, partes financeiras, empreiteiros e/ou subempreiteiros pelos seus respectivos direitos e interesses, além do Consórcio Machadinho, Itasa, CEM e Lages Bioenergética.

A Companhia entende que mantém os seguros que são de praxe no Brasil e adequados para o negócio em que está envolvida.

Empregados e Política de Recursos Humanos

Quadro de pessoal

Em 31 de março de 2007, o quadro de empregados da Tractebel Energia era composto por 909 colaboradores, com tempo médio de permanência na Companhia de 15,28 anos, idade média de 40,87 anos. No quadro abaixo, é possível identificar a distribuição dos colaboradores quanto ao (i) sexo, (ii) Estado da Federação em que trabalha, e (iiii) grau de formação em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	31 de março de				**31 de dezembro de**					
	2007		**2006**		**2006**		**2005**		**2004**	
	E*	**%**	E*	**%**	**E***	**%**	**E***	**%**	**E***	**%**
Sexo										
Masculino	791	87	786	87	788	87	775	87	737	87
Feminino	118	13	116	13	117	13	118	13	112	13
Estado da Federação										
Santa Catarina	632	70	626	69	629	70	621	69	586	69
Rio Grande do Sul	152	17	151	17	151	17	149	17	150	18
Paraná	93	10	94	10	93	10	93	11	88	10
Goiás	17	2	17	1	17	1	16	1	14	1
Mato Grosso do Sul	10	1	9	1	10	1	9	1	9	1
São Paulo	5	1	5	1	5	1	5	1	2	1
Formação										
Universitária	324	36	320	35	315	35	321	36	295	35
Curso Técnico – 2° Grau	345	38	311	34	311	34	310	34	290	34
Outros Cursos – 2° Grau	210	23	193	21	201	22	184	21	185	22
1° Grau Completo	30	3	78	9	78	9	78	9	79	9

**E = número de empregados*

A tabela que se segue indica o número de empregados da Companhia em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006 e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007, bem como sua divisão em funções administrativas e operacionais:

	Em 31 de março de		Em 31 de dezembro de		
	2007	2006	2006	2005	2004
Número total de empregados	909	902	905	893	849
Administrativo	314	302	311	305	292
Operacional (usinas)	595	600	594	588	557

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 2007, a Companhia possui 2.095 funcionários terceirizados, sendo que 1.020 são de empresas terceirizadas com contrato fixo e 895 são de empresas terceirizadas com contratos temporários.

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 sazonabilidade.

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 2007, a Companhia não possuía empregado afastado por acidente do trabalho.

Até 31 de março de 2007, 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 2004, 2005 e 2006, e nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	Exercício Social Encerrado em 31 de dezembro de			Período Encerrado em 31 de março de	
	2004	2005	2006	2006	2007
Número total de empregados	849	885	903	902	909
Número de acidentes de trabalho	5	1	2	0	0
Percentual de empregados acidentados (%)	0,59	0,11	0,22	0	0

Participação nos Resultados

No exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2006 foram distribuídos aos empregados da Companhia R$ 12 milhões como participação nos lucros do ano de 2005. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada colaborador e considerou o resultado de avaliações individuais de desempenho dos empregados.

Participação Acionária

Dos 909 empregados da Companhia em 31 de março de 2007, 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 (dois) 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 Tractebel Energia é patrocinadora da Fundação PREVIG – Sociedade de Previdência Complementar, através 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.

O plano de benefícios é custeado 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% 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 dezembro de 2006, 843 participantes estavam inscritos neste plano.

No plano de contribuição definida, do qual fazem parte 94% 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 2006, foi de R$ 7,2 milhões.

No que se refere ao Plano de Contribuição Definida, até 31 de dezembro de 2006, a Companhia foi responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas deste plano. No primeiro trimestre de 2007, a Companhia foi responsável por 75% e os participantes por 25% dessas despesas.

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 57,0% 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 2006 foi de R$ 3,5 milhões.
No período encerrado em 31 de março de 2007, o montante do passivo decorrente de benefícios de responsabilidade da Companhia era de R$ 318 milhões, dos quais R$ 144 milhões correspondem a dívidas contratadas. O montante das perdas atuariais de R$ 131 milhões, cujos valores excedem em até 10% o valor presente das obrigações atuariais em cada exercício, conforme regras contábeis estabelecidas na Deliberação n.º 371 da CVM, não está registrado nas demonstrações financeiras e será amortizado, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 8 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho estimado para os empregados participantes do plano.

A composição dos contratos de confissão de dívidas passadas, em 31 de março de 2007, era:

	Ano	Amortização	Encargos	R$ Milhões
ELOS				
Contribuições adicionais	1993	mensal, até 12/2014	INPC + 6% a.a.	74
Parcelamento de dívidas	1993	mensal, até 11/2011	INPC + 6% a.a.	9
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04/2011	INPC + 6% a.a.	11
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12/2023	INPC + 6% a.a.	22
				116
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.	5
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
				28
				144

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 2006, a Companhia desprendeu R$ 0,3 milhão 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 Tractebel Energia 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 2006, dentre os resultados alcançados, os seguintes fatos merecem destaque:

- 93,0% dos empregados percebem em alto grau a imagem de credibilidade e confiabilidade da Companhia;
- 93,0% dos empregados consideram que a Tractebel Energia aplica as Normas de Segurança do Trabalho;
- 89,0% acreditam que a Tractebel Energia sempre busca melhorar a qualidade de seus produtos e serviços;
- 89,0% vêem a Tractebel Energia dedicada à proteção do meio-ambiente;
- 87,0% percebem a constante atenção da Tractebel Energia às mudanças no ambiente externo;
- 85,0% dos empregados consideram a Tractebel Energia uma das melhores empresas para se trabalhar;
- 84,0% estão orgulhosos por trabalhar na Tractebel Energia; e
- 82,0% 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 Tractebel Energia.

Todos os 909 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 dezembro de 2006, 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 nossos 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 todos os empregados da Companhia.

O principal acordo coletivo de trabalho atualmente existente possui vigência de 1 (um) ano, a partir de 1º de novembro de 2006, e é renovado anualmente. Dentre as principais cláusulas de conteúdo econômico do referido acordo coletivo de trabalho, com vigência entre novembro de 2006 e outubro de 2007, podemos citar o reajuste salarial de 3% incidente a partir de novembro de 2006 (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 5,27%). Também são relevantes os benefícios (i) de vale-alimentação ou vale-refeição, estabelecido para o ano de 2006 em R$24,00 ao dia e de (ii) participação nos lucros e/ou resultados da Companhia, em valor anual individual correspondente a até 2,25 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia, de forma que o processo de integração contempla e beneficia diversas instituições como hospitais, creches e entidades filantrópicas.

Desde 1998, a Tractebel Energia 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 Tractebel Energia faz parte do Fundo de Desenvolvimento Regional Serra da Mesa e Cana Brava, que será implantado a partir de 2007 nos 9 municípios de Goiás que se localizam dentro da área de abrangência dos reservatórios das Usinas Hidrelétricas 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 CEM deu continuidade a trabalhos junto a comunidades da região de inserção da Usina Hidrelétrica Cana Brava, tendo gasto R$ 1,5 milhão em obras (estradas e moradias) e em capacitação econômica comunitária. Essa operação deu-se através 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 Banco Interamericano de Desenvolvimento (BID) e dos Princípios do Equador.

Projetos Sociais

A educação da criança em desvantagem social é o pilar das ações sociais da Tractebel Energia, cuja assistência se dá 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 Tractebel Energia na internet (www.tractebelenergia.com.br), dentre eles:

- Programa Jovem Trabalhador (Florianópolis, Santa Catarina): oferece oportunidade de trabalho a jovens de famílias de baixa renda;
- Programa de Suporte à Educação (Tubarão, Santa Catarina): iniciativa educacional feita em parceria com o SENAI;
- Suporte ao Programa Junior Achievement (Florianópolis, Santa Catarina): visa desenvolver o espírito empreendedor entre jovens do ensino fundamental;
- Sociedade Eunice Weaver – Educandário Santa Catarina (São José, Santa Catarina): projeto que atende 500 crianças de comunidades de baixa renda;
- Bandeirante Esporte: apoio à escola de futebol para jovens de comunidades de baixa renda;
- Espaço Cultural Consulado e Casa da Memória do Caeira (Florianópolis, Santa Catarina): doação ao Projeto Caeira 21, cujo objetivo é educar, informar, prevenir e conscientizar as crianças de comunidades carentes;
- Associação Edson Filho (Capivari de Baixo, Santa Catarina): apoio ao Projeto Ação Pedagógica Especializada a Crianças e Adolescentes Especiais do Centro de Integração Humana;
- Grupo AfriCatarina (Florianópolis, Santa Catarina): apoio ao programa gratuito de arte e educação para crianças de comunidades carentes;
- Projeto Palhocence de Natação (Palhoça, Santa Catarina): atende 800 crianças e adolescentes de comunidades carentes de quatro cidades de Santa Catarina, inclusive crianças especiais;
- Projeto Orquestra Escola (Florianópolis, Santa Catarina): projeto de formação musical para crianças e adolescentes de comunidades carentes em parceria com a Fundação de Cultura Franklin Cascaes;
- Prefeitura de Tubarão (Tubarão, Santa Catarina): apoio a projetos com crianças e adolescentes junto à prefeitura de Tubarão, através do Fundo para a Infância e Juventude (FIA);
- Associação Maranata (Laguna, Santa Catarina): apoio a projetos voltados a crianças de comunidades carentes da região, através do Fundo para a Infância e Juventude (FIA);
- Cidade da Criança (Florianópolis, Santa Catarina): projeto em parceria com a prefeitura de Florianópolis, que atende crianças e adolescentes de comunidades carentes da região, através do Fundo para a Infância e Juventude (FIA);
- Projeto Paternidade Responsável (Lages, Santa Catarina): projeto Educativo a adolescentes das comunidades carentes da região;
- Projeto Formando o Cidadão (Florianópolis, Santa Catarina): projeto esportivo que atende cerca de 200 crianças de comunidades carentes;

- Associação de Pais e Amigos dos Excepcionais (APAE) (Florianópolis e Palhoça, Santa Catarina): apoio a vários projetos dessa entidade, que atende a crianças excepcionais;
- Hospital de Caridade (Florianópolis, Santa Catarina): doação de equipamentos e de um gerador para a ampliação da ala de leitos do hospital; e
- Sapiens Park (Florianópolis, Santa Catarina): apoio à Gincana do Milênio, projeto educativo realizado em parceria com escolas da região de Florianópolis.

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:

Investimento	2004	2005	2006	1º Trimestre de 2007
	(em milhões de reais)			
Programa de revitalização da UHE Salto Osório	13	6	14	2
Modernização dos Precipitadores Eletrostáticos das UTEs Jorge Lacerda A e B	-	5	18	1
Manutenção geral da UTE Jorge Lacerda A e da UTE Charqueadas	-	-	20	1
Unidade de Co-geração Lages	7	5	2	-
Obras de adição	18	28	15	2
Total	38	44	69	6

Manutenção e Revitalização

O programa anual de manutenção e revitalização das usinas da Tractebel Energia corresponde a uma exigência do setor elétrico em termos de confiabilidade e desempenho, tendo absorvido investimentos pela Companhia da ordem de R$ 157 milhões, nos anos de 2004, 2005 e 2006 e no primeiro trimestre de 2007. Dentre os principais investimentos realizados neste ano, 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, com a previsão do término em abril de 2007.

Modernização dos Precipitadores Eletrostáticos nas UTEs 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$ 24 milhões de recursos investidos até o primeiro trimestre 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 da unidade 4 da Usina Termelétrica Charqueadas – UTCH e das unidades 1 e 3 da UTE Jorge Lacerda A, com recursos investidos da ordem de R$ 21 milhões até o primeiro trimestre de 2007.

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.

Obras de Adição

A Companhia investiu o montante total de R$ 63 milhões nos anos de 2004, 2005, 2006 e no primeiro trimestre de 2007 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.

No Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, as Unidades Geradoras 5 da UTE Jorge Lacerda B e a 1 da UTE Jorge Lacerda A no ano de 2004 foram revisadas e o investimento total foi de R$ 4,2 milhões.

Sistema de Telemedição

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 Tractebel Energia 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.

Desinvestimentos

O quadro abaixo apresenta os principais desinvestimentos realizados pela Companhia nos 3 últimos exercícios sociais:

Exercício Social	Descrição do Desinvestimento	Valor Líquido (R$ milhões)
2004	Residências localizadas na vila residencial da UHE Passo Fundo; substituição do Sistema de Telemetria Hidrológica da UHE Salto Santiago; e venda de equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	1
2005	Equipamentos desativados em função da reforma do gerador 3 da Usina Hidrelétrica Salto Osório – UHSO e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos.	2
2006	Equipamentos desativados em função da reforma do gerador 2 da UHSO; painéis de excitação e sistema de aquisição de dados e monitoramentos da unidade 7 da UTLC; sistema de iluminação da vila residencial da UHSO, e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos	16
1º trimestre 2007	Desativação do precipitador eletrostático da unidade 3 da UTLA e equipamentos gerais sucateados pela ação do tempo e/ou obsoletos	1

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 ("Projeto Jacuí"), 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 usina termelétrica movida a carvão mineral, com potência planejada de 350MW. 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 Elétrica Jacuí S.A. ("Eleja"), vide subitem "Contratos Diversos" desta seção "Atividades da Companhia".

Novos Projetos

A Companhia regularmente avalia oportunidades, implementa e opera projetos relativos a usinas hidrelétricas, termelétricas e unidades de co-geração tendo demonstrado sua competência nos projetos das UHEs Itá e Machadinho, na UTE William Arjona e UTE de co-geração Lages.

No caso da UHE Cana Brava, o projeto foi desenvolvido pelo Grupo Suez, através da CEM, ainda antes da privatização da Companhia. Após o alcance de determinados marcos, a CEM foi transferida para a Companhia.

A partir de então, 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 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, o acionista controlador da Companhia desenvolve dois projetos, quais sejam, as UHEs Estreito e São Salvador.

A UHE São Salvador, cuja construção foi iniciada no terceiro trimestre de 2006 e está prevista para terminar em 2008, está situada no Rio Tocantins e contará com Capacidade Instalada de 243,5 MW e 148 MW médios de energia assegurada. O início de suas operações está previsto para ocorrer no início de 2009. No Terceiro Leilão de Energia Nova realizado em outubro de 2006, foram vendidos 148 MW médios para empresas distribuidoras de energia elétrica 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.

UHE São Salvador

Capacidade Instalada:	243,5 MW
Energia Assegurada:	148 MW
Participação da SESA:	100%
Investimento (R$mm)[1]:	845
Início da construção:	2006
Início da operação:	2009
Fim da construção:	2008

[1] Estimativa da Companhia para o investimento



A Companhia pretende adquirir a totalidade das ações ordinárias e preferenciais de emissão da Companhia Energética São Salvador ("CESS"), a qual é controlada pela SESA e é titular da concessão do aproveitamento hidrelétrico da Usina Hidrelétrica de São Salvador. O patrimônio líquido da CESS, em 30 de abril de 2007, era de aproximadamente R$ 269 milhões. O custo de aquisição será determinado por meio de avaliação conduzida por instituição independente, o Santander, e deverá refletir as condições de mercado. Não há quaisquer outras fontes de captação de recursos previstos para referida aquisição.

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 esta data, já havia recebido a respectiva Licença Prévia. O canteiro de obras encontra-se finalizado e as obras civis em negociação.

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 Tractebel Energia. A energia a ser gerada na UHE Estreito será objeto do leilão de Energia Nova que ocorrerá em junho 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 desses dois projetos de grande porte, 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 pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Neste sentido, a Companhia tem realizado estudos relativos à construção de uma usina termelétrica próxima à reserva de Candiota, localizada na região sul do Brasil, a qual poderá oferecer carvão em abundância, ao menor preço por BTU no país. Caso este projeto venha a ser implementado pela Companhia, a nova usina poderá gerar 340MW de energia e atender tanto o mercado de energia elétrica do Brasil, como do Uruguai.

A Companhia também tem realizado estudos pertinentes à construção de usinas de biomassa, movidas a bagaço de cana-de-açucar, 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 55MW médios de energia para venda, bem como processar uma capacidade total de 9,2 milhões de toneladas/ano de cana-de-açucar.

A Companhia pretende destinar, ainda em 2007, investimentos da ordem de R$ 91 milhões para a manutenção e melhoria dão seu Parque Gerador.

Tecnologia da Informação

Em 31 de março de 2007, a Companhia possuía um parque de Tecnologia da Informação com 96 servidores e 732 computadores distribuídos em sua sede, usinas hidrelétricas e termelétricas 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 2006, o custo operacional da área de Tecnologia e Informação da Companhia correspondeu a 0,40% do faturamento total da Companhia (receita bruta) contra 0,38% no exercício encerrado em 2005 e 0,33% no exercício encerrado em 2004.

Entre os avanços realizados na área de Tecnologia de Informação da Companhia durante o ano de 2006, destacam-se:

- Aprimoramento dos processos de tecnologia da informação para atendimento do programa CODIS, dentre os quais destacamos a implantação de metodologia de gestão de projetos de TI, revisão e testes do Plano de Contingência, com suporte às atividades de operação (telemedição, oscilografia e COG) e implantação de gerenciamento centralizado de estações de trabalho; e

- Implantação de novas e importantes funcionalidades no Sistema GCE – Gestão da Comercialização de Energia - dando maior segurança e agilidade nas operações vinculadas à comercialização de energia.

Contratos Relevantes

Em 31 de março de 2007, a Companhia era parte nos seguintes contratos considerados relevantes:

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 2007 a Companhia possuía, entre outros, o seguinte balanço de energia :

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
			(em MW médios)			
Recursos Próprios	3.189	3.008	3.291	3.291	3.435	3.435
+ Compras para Revenda	502	417	409	556	217	130
Recursos Totais (A)	**3.691**	**3.425**	**3.700**	**3.847**	**3.652**	**3.565**
Venda Leilões do Governo	10	160	1.034	1.234	1.382	1.382
+ Vendas Bilaterais	3.641	3.111	2.359	2.132	1.186	1.066
Vendas Totais (B)	**3.651**	**3.271**	**3.393**	**3.366**	**2.568**	**2.448**
Saldo (A-B)	**40**	**154**	**307**	**481**	**1.084**	**1.117**
Preço Médio de Venda (R$/MWh)	101,0	105,6	-	-	-	-
Preço Médio de Compra (R$/MWh)	74,3	88,7	-	-	-	-

Nota: Inclui "Recursos Próprios" relativos à São Salvador, no montante de 144MW, e a venda de Botox, no montante de 148W médios, ambos a partir de 2011. Inclui valores referentes à CIEN, pois a considera restabelecida a partir de 2009 em "Recursos Próprios" (a negociação do Termo de Entendimento entre Brasil e Argentina se encontra em andamento).

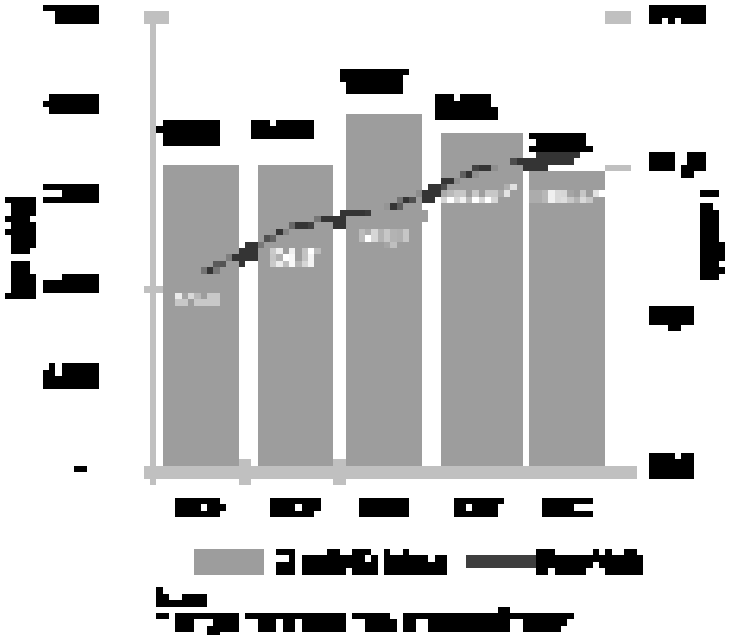
O preço de venda da energia elétrica dos Contratos Bilaterais firmados pela Companhia é livremente negociado com os respectivos compradores e são reajustados pelo IGP-M. Os Contratos Bilaterais dispõem de mecanismo que visa inibir a rescisão pelos respectivos compradores ao estabelecer multa rescisória que leva em consideração o valor remanescente do contrato.

Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado: Em dezembro de 2004, a Companhia firmou CCEARs 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 CCEARs 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia S.A. 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:



Contratos Financeiros

Contrato de Repasse

Em 23 de fevereiro de 2001, a Tractebel Energia celebrou o Contrato de Repasse de Recursos Captados no Exterior Em Moeda Estrangeira com o Banco ABN AMRO Real S.A., nos termos da Resolução do CMN n.º 2.770/00. O valor total do contrato é de US$ 14.100.000,00, equivalentes a R$ 28.910.640,00 em moeda corrente nacional, à taxa do dia 31 de março de 2007, a ser pago em 10 parcelas iguais e semestrais no valor de US$ 1.410.000,00, vencendo-se a última em 15 de março de 2008, com juros de até 0,15% ao ano acima da taxa Libor. Em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas, a Tractebel Energia entregou ao Coordenador Líder uma nota promissória de sua emissão, no valor de US$ 16.920.000,00, representando 120,0% do valor do financiamento objeto do contrato. O saldo devedor da Tractebel Energia nos termos deste contrato era, em 31 de março de 2007, de R$ 5.782.128,00.

Note Purchase Agreement

Em 29 de novembro de 1999, a Tractebel Energia emitiu EUR 40.000.000,00 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* são remuneradas à taxa EuroLibor, acrescida de *spread* de 7,0% ao ano sobre o saldo devedor do principal, pagos em novembro de cada ano, vencendo-se a última parcela juntamente com o principal no final da operação, em 30 de novembro de 2007. Em 31 de março de 2007, as *Notes* emitidas pela Tractebel Energia no mercado internacional eram integralmente detidas pelo BNP Paribas Luxembourg e seu saldo devedor era de R$ 109.556.800,00.

Contratos de Confissão e Consolidação de Dívida

Em 28 de abril de 1997, a Tractebel Energia celebrou o Contrato de Confissão e Consolidação de Dívida com a União, por meio do qual a Tractebel Energia 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.^{os} 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.^{os} 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia (i) constituiu caução em dinheiro, dos bônus de desconto (*Discount Bonus*) e bônus ao par (*Par Bonus*) equivalentes a 5.856.890,47 e 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 Tractebel Energia em cada vencimento de suas obrigações, nos termos do contrato de confissão de dívida. Em 31 de março de 2007, o saldo devedor da Tractebel Energia neste contrato era de R$ 231.314.771,81.

Contrato de Financiamento com a Eletrobrás

Em 1º de agosto de 1991, a Tractebel Energia celebrou Contrato de Financiamento com a Eletrobrás, no valor total de R$ 247.786.541,62, para utilização no financiamento da construção da UTE Jorge Lacerda IV. 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. Em garantia ao cumprimento das obrigações assumidas no contrato de financiamento, a Tractebel Energia (i) vinculou, em favor da Eletrobrás, o direito de recebimento da receita da própria Tractebel Energia (valores vencidos e não pagos à Tractebel Energia) e (ii) emitiu, em favor da Eletrobrás, notas promissórias representativas das parcelas devidas nos termos do contrato de financiamento. Em 31 de março de 2007, o saldo devedor da Tractebel Energia nos termos deste contrato era de R$ 110.476.881,78.

Em 16 de setembro de 1991, a Tractebel Energia 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. Em garantia às obrigações decorrentes deste contrato de financiamento, a Tractebel Energia (i) vinculou, em favor da Eletrobrás, o direito de recebimento da receita da própria Tractebel Energia (valores vencidos e não pagos à Tractebel Energia) e (ii) emitiu, em favor da Eletrobrás, notas promissórias representativas das parcelas devidas nos termos do contrato de financiamento. Em 31 de março de 2007, o saldo devedor da Tractebel Energia nos termos deste contrato era de R$ 44.456.313,06.

Contrato de Financiamento com o Banco do Brasil

Em 27 de dezembro de 2001, a Tractebel Energia celebrou com o Banco do Brasil Contrato Particular de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, por meio do qual a Tractebel Energia obteve financiamento no valor de R$ 30.000.000,00. Sobre o valor de principal incidem juros remuneratórios à taxa nominal de 13,175% ao ano e à taxa efetiva de 14,0% 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 Tractebel Energia cedeu e transferiu ao Banco do Brasil direitos de crédito no valor de R$ 8.726.000,00, decorrentes da venda de energia elétrica. Em 31 de março de 2007, o saldo devedor da Tractebel Energia nos termos deste contrato de financiamento era de R$ 16.764.705,48.

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito com o BNDES

Em 23 de dezembro de 2002, a Tractebel Energia celebrou com o BNDES outro Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito, por meio do qual a Tractebel Energia obteve financiamento no valor de R$ 35.057.033,82. O valor do principal será pago em 60 prestações mensais e sucessivas, vencendo-se a primeira em 15 de março de 2003 e a última em 15 de fevereiro de 2008. Sobre o principal da dívida, incidirão juros à taxa de 1,0% ao ano, acima da taxa média anual ajustada dos financiamentos diários apurados no Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC. O pagamento dos juros é realizado mensalmente, vencendo-se a primeira em 15 de março de 2003 e o último juntamente com a última parcela do principal. Em 31 de março de 2007, o saldo devedor da Tractebel Energia nos termos deste contrato de financiamento era de R$ 9.395.159,06.

Contratos de Swap

Em 29 de junho de 2006, a Tractebel Energia 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. Em 18 de julho de 2006, a Tractebel Energia e o Santander celebraram Nota de Negociação, operação de swap, de valor base de R$ 21.635.682,77 e data de vencimento 09 de outubro de 2007. Nesta operação o valor base da Companhia será ajustado pela variação do PATX-V, valor 2,212600, e juros de 5,93%, ao passo que o valor base do Santander será ajustado pela variação do CDI. Na data de liquidação as partes apurarão a diferença entre o valor base atualizado da Tractebel Energia e o valor base atualizado do Santander, debitando ou creditando esta diferença da Tractebel Energia, conforme o caso.

Em 29 de junho de 2006, a Tractebel Energia celebrou o Contrato Global de Derivativos com o Banco Citibank S/A, Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S/A e 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. Em 12 de setembro de 2006, a Tractebel Energia e o Banco Citibank S/A celebraram Nota de Negociação – SWAP de valor base de R$ 166.839.281,00, com paridade inicial (R$/EURO) 2,76346000. Nesta operação o valor base da Companhia será ajustado pela variação do EURO e de juros de 3,9%, ao passo que o valor base do Banco Citibank S/A será ajustado pela variação do CDI. Na data de liquidação da operação será obtido o resultado de (i) valor base atualizado da Tractebel Energia; subtraído por (ii) valor base atualizado do Banco Citibank S/A. Caso o resultado seja menor do que zero, a diferença será debitada da Tractebel Energia, enquanto que, caso o resultado seja maior que zero, a diferença será creditada da Tractebel Energia.

Garantias em Contratos

Cartas de Fiança

Até 31 de março de 2007, a Tractebel Energia havia entregado 16 cartas de fiança em garantia de suas obrigações decorrentes de contratos diversos, garantias estas no valor total de R$ 136.050.432,68, 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 e às obrigações referentes à Liquidação Financeira da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Contratos com Fornecedores

Contratos de Compra e Venda de Carvão Mineral

Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL

Em 1º de janeiro de 2006, a Tractebel Energia 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, que se destina a regular o fornecimento de carvão mineral tipo CE 4500, de produção nacional, para as Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL, competindo ao CCCE a execução de todas as atividades e serviços necessários à disponibilização do produto nos silos das caldeiras do CTJL, 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 Conta de Desenvolvimento Energético – 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 CTJL. 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 até o dia 30 de junho de 2008, sob pena de sua exclusão do consórcio.

Usina Termelétrica Charqueadas – UTCH

Em 1º de janeiro de 2006, a Tractebel Energia e a Copelmi Mineração Ltda. – COPELMI, celebraram o contrato para regular o fornecimento de carvão mineral tipo CE 3100, de produção nacional, à Usina Termelétrica Charqueadas – UTCH, competindo à COPELMI a execução de todas as atividades e serviços necessários à disponibilização do produto nos silos das caldeiras da UTCH, 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 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, gerida pela Eletrobrás. O preço do CE 3100 é reajustado anualmente mediante aplicação de fórmula paramétrica específica.A venda de CE 3100 pelo CCCE 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 UTCH.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 até o dia 30 de junho de 2008, sob pena de rescisão do contrato.

Contrato de Compra e Venda de Gás

Usina Termelétrica William Arjona – UTWA

Em 10 de novembro de 2000, a Gerasul e a MSGás celebraram o contrato destinado a regular o fornecimento de gás natural à Usina Termelétrica William Arjona – UTWA. 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 três 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) 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 UTWA, 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 foi deferida, mas a questão continua a ser discutida em ação ordinária que visa assegurar o cumprimento do contrato. Portanto, atualmente, o fornecimento de gás natural para a operação da UTWA vem sendo efetuado por determinação judicial, garantindo-se o atendimento dos requisitos eletroenergéticos demandados pelo SIN via ONS.

Contratos de Compra e Venda de Óleo Diesel e Óleo Combustível

Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL

Em 7 de dezembro de 2006, a Tractebel Energia e a Agricopel Comércio de Derivados de Petróleo Ltda. – AGRICOPEL celebraram o contrato destinado a regular o fornecimento de óleo combustível e de óleo diesel (combustíveis secundários) às Usinas do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – CTJL no período compreendido entre os dias 1º de janeiro e 31 de dezembro de 2007. Os preços contratados são passíveis de reajustamento no limite do percentual praticado pelas distribuidoras de origem dos produtos, mediante apresentação das notas fiscais comprobatórias das aquisições para revenda. Todas essas aquisições são objeto de reembolso integral à Companhia via Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, gerida pela Eletrobrás. Este contrato não confere exclusividade de fornecimento à AGRICOPEL, estando a Companhia plenamente liberada para comprar tais produtos de terceiros na medida em que as tomadas de preço indiquem melhores alternativas.

Usina Termelétrica Charqueadas – UTCH

Após o encerramento do contrato celebrado em 2005 com a Petrobras Distribuidora S.A. – Filial Canoas, a Tractebel Energia decidiu não mais firmar contrato para compra de derivados de petróleo para a Usina Termelétrica Charqueadas – UTCH. 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 Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, gerida pela Eletrobrás.

Usina Termelétrica William Arjona – UTWA

Em 31 de dezembro de 2002, a Tractebel Energia e a Companhia Brasileira de Petróleo Ipiranga – IPIRANGA celebraram o contratodestinado a regular o fornecimento de óleo diesel para a Usina Termelétrica William Arjona – UTWA. Este contrato, que teve início em 2 de outubro de 2003, previa o fornecimento de 3.100.000 litros de óleo diesel ao preço-base de R$ 1,1820 por litro (presentemente, o preço é de R$ 1,9079 por litro), de acordo com as necessidades da UTWA.

Em razão de aditamento firmado em 6 de agosto de 2004, seu prazo de validade passou a ser indeterminado, até que seja completado o fornecimento da quantidade contratada (até o momento, foram fornecidos 1.707.000 litros de óleo diesel no âmbito deste contrato). O preço unitário praticado no curso do contrato é sujeito aos reajustamentos praticados sob amparo legal, sempre limitados aos percentuais praticados pelas distribuidoras de origem do produto. Esta contratação junto à IPIRANGA incluiu o fornecimento de equipamentos que passarão a pertencer à Companhia ao final do contrato.

Contratos de Consórcio

Contrato de Constituição do Consórcio Machadinho

Em 15 de janeiro de 1997, a Tractebel Energia 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 Tractebel Energia adquiriu 2,8% de participação acionária da CELESC na MAESA, sociedade de propósito específico – SPE constituída para construir e explorar, através 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 Tractebel Energia é a consorciada líder do Consórcio Machadinho, com participação correspondente a 16,94% em 31 de março de 2007, que corresponde também à participação da Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia, três membros nomeados pela Itasa e seus respectivos suplentes. A Tractebel Energia é a consorciada líder do Consórcio Itá, sendo também responsável pela operação e manutenção da UHE Itá.

Contratos Comerciais

Contrato Compra e Venda de Ativos com a Enersul

Em 03 de dezembro de 1999, a Tractebel Energia e a Enersul celebraram o Contrato de Compra e Venda de Ativos, por meio do qual a Tractebel Energia adquiriu ativos e direitos decorrentes de determinados contratos originalmente celebrados pela Enersul, dentre os quais destaca-se o *Loan Agreement* celebrado entre a Enersul e o *Deutsche Bank Aktiengesellschaft* ("Deutsche Bank") em 24 de setembro de 1998 ("Loan Agreement"), celebrado 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 o Contrato de Compra e Venda de Ativos, a Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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. Além do Contrato de Compra e Venda de Ativos, a Tractebel Energia 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 2007, o saldo devedor da Tractebel Energia nos termos do *Loan Agreement* era de R$ 11.817.667,00.

Contratos com Partes Relacionadas

Para informações sobre os contratos e negócios da Tractebel Energia com partes relacionadas, vide seção "Operações e Negócios com Partes Relacionadas".

Outros Contratos

- Nos termos da Lei do Setor Elétrico e do Decreto n.º 2.655/98, por meio do qual foi estabelecido que o acesso e o uso dos sistemas de transmissão de energia elétrica são contratados separadamente da compra e venda de energia propriamente dita, foram assinados os seguintes contratos de conexão: a) Contrato de Conexão celebrado em 20 de agosto de 1998 com a Eletrosul, com vigência desde 1º de setembro de 1998 até a data da extinção das concessões das unidades geradoras da Tractebel Energia, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro; b) Contrato de Conexão celebrado em 20 de agosto de 1998 com Furnas, com vigência desde 23 de janeiro de 2002 até a data da extinção das concessões das unidades geradoras da UHE Cana Brava, ou a extinção da transmissora, o que ocorrer primeiro; c) Contrato de Conexão à Distribuição celebrado em 20 de agosto de 1998 com Enersul, com vigência desde 8 de dezembro de 2003 até a data da extinção das concessões das unidades geradoras da UTE William Arjona, ou a extinção da distribuidora, o que ocorrer primeiro;

- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão celebrado em 2002 entre a Companhia e o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS nos termos da Lei do Setor Elétrico e do Decreto n.º 2.655/98, por meio do qual ficou garantido o uso da Rede Básica para entrega de energia elétrica. Em vigor desde janeiro de 2003, e até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção das empresas transmissoras, o que ocorrer primeiro, os encargos decorrentes deste contrato e atribuídos à Companhia são estabelecidos anualmente pela ANEEL, conforme o disposto nas Resolução da ANEEL n.º 281, de 01 de outubro de 1999, e na Resolução da ANEEL n.º 117, de 03 de dezembro de 2004;

- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição celebrado em 2003 entre a Companhia e a Enersul nos termos da Lei do Setor Elétrico e do Decreto n.º 2.655/98, por meio do qual ficou garantido o uso da Rede Básica para entrega de energia elétrica. Em vigor desde janeiro de 2003, e até a data da extinção das concessões ou autorizações das unidades geradoras da Tractebel Energia ou a extinção da empresa distribuidora, o que ocorrer primeiro, os encargos decorrentes deste contrato e atribuídos à Companhia são estabelecidos anualmente pela ANEEL, conforme o disposto nas Resolução da ANEEL n.º 281, de 01 de outubro de 1999, e na Resolução da ANEEL n.º 166, de 10 de outubro de 2005;

- Em 5 maio de 1998, a Companhia e a CIEN celebraram, com interveniência da Eletrobrás, de Furnas e da Eletrosul, um contrato de compra de 300MW de potência firme com energia associada. O prazo do 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, através de interconexão de energia construída e operada pela CIEN, interligando o Brasil e a Argentina. A potência firme e energia associada objeto do contrato são, obrigatoriamente, provenientes da Argentina, sob responsabilidade da CIEN. 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 (conforme definido abaixo) 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 legislação setorial, por insuficiência de lastro, 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 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.

Além disso, em 12 de novembro de 2001, a CIEN propôs ação judicial contra a Companhia, com pedido de liminar, na qual pleiteia certas revisões dos preços contratuais, atreladas à variação cambial, e, também, a rescisão do contrato. Para maiores informações sobre esta ação vide nesta seção o item "Pendências Judiciais e Administrativas".

Em 20 de junho de 2006 a ANEEL publicou a Resolução Normativa 224 onde zera a garantia física da Estação Conversora de Freqüência de Garabi, da CIEN, e estabelece que as empresas compradoras da energia oriunda de importação que tenham o lastro para venda de energia afetado pelos novos valores da garantia física terão prazo até 30 de junho de 2007 para a recomposição do lastro.A Companhia e a CIEN vem discutindo alternativas para a resolução de todas as pendências envolvendo o contrato.

- Em 19 de dezembro de 2003, a Companhia celebrou contrato com a GE Hyidro Inepar do Brasil S.A., com vigência de 4 anos, para a reforma geral das seis unidades geradoras da UHE Salto Osório;

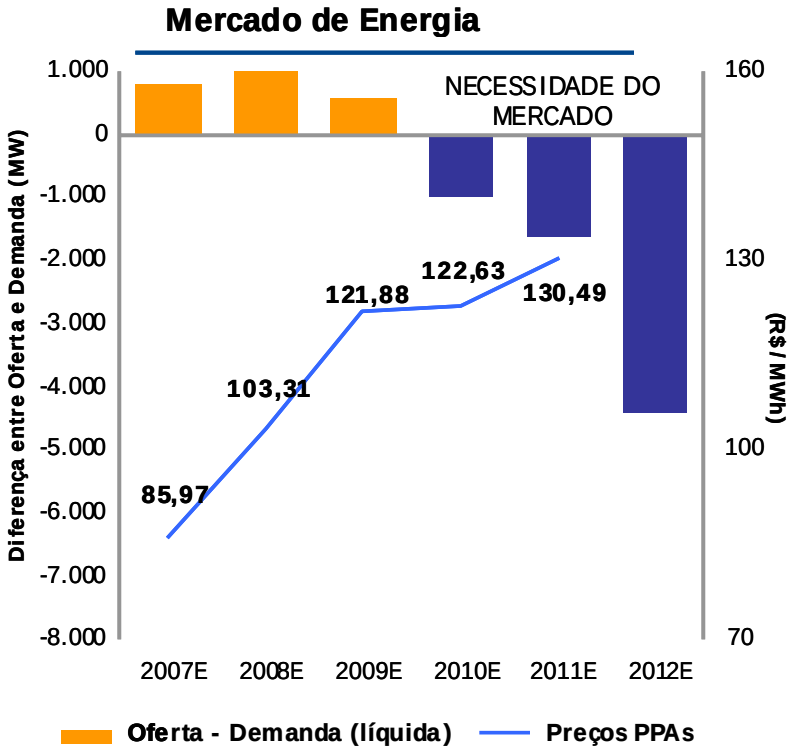
- Em junho de 2004 e julho de 2005, a Companhia transferiu 33,33%, em cada ano, dos bens vinculados ao projeto de finalização das obras da do Projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. - ELEJA. A ELEJA é uma sociedade de propósito específico, controlada por sociedade detentora dos direitos de exploração de 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 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.

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 define 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.

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 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:



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.

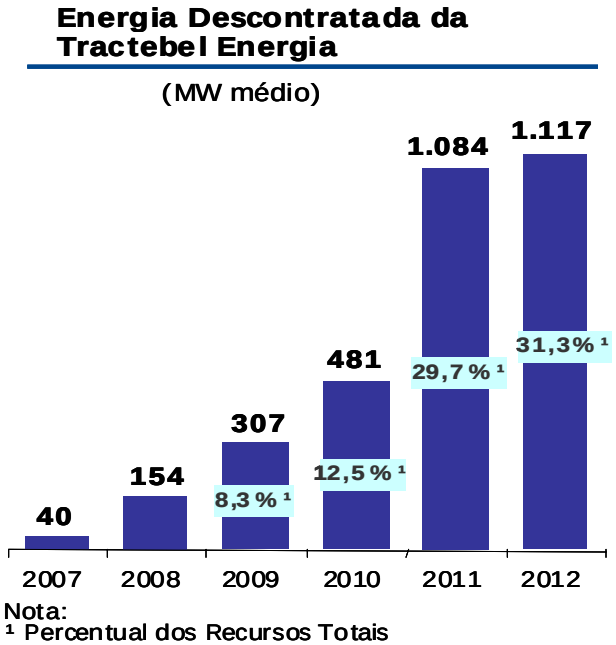
Nos próximos anos, a Companhia pretende desenvolver um conjunto de obras substanciais para preservar a qualidade de seus serviços e ampliar sua capacidade instalada, consolidando e ampliando sua atuação no mercado setorial.

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.

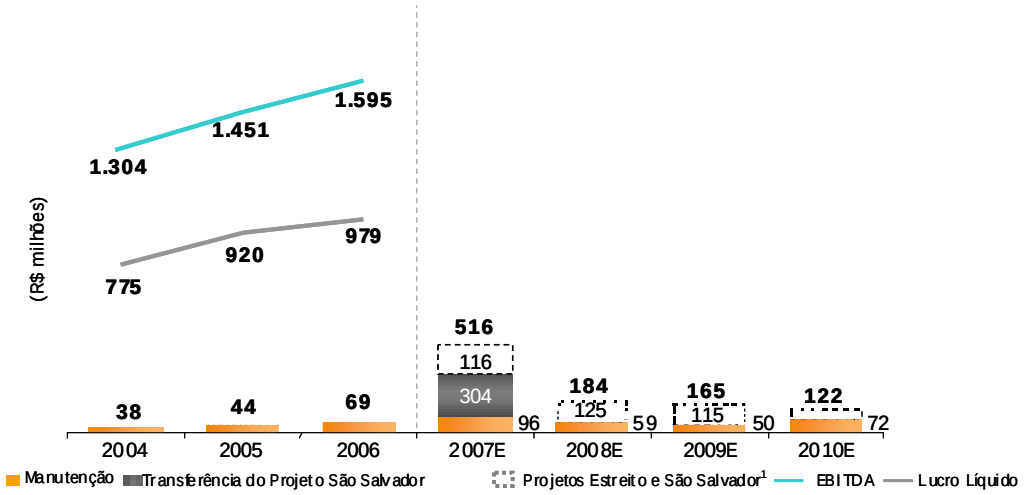
O principal objetivo da Companhia é continuar sendo uma empresa líder em geração de energia no Brasil, com foco na criação de valor para seus acionistas. Para atingir tais objetivos, a Companhia utilizará as seguintes estratégias:

Crescimento com Disciplina Financeira. A Companhia visa crescer suas receitas de duas formas principais: (i) beneficiando-se de melhores preços, e (ii) aumentando seu parque gerador. A Tractebel Energia utilizou como estratégia ter substancial parte de sua Energia Assegurada descontratada a partir de 2009, quando segundo as previsões da Empresa de Pesquisa Energética e mantidos apenas os projetos hoje 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, os projetos das Usinas de Estreito e São Salvador que estão sendo desenvolvidos por seu acionista controlador, em conjunto com o Grupo Suez, poderão adicionar 567 MW de Capacidade Instalada a Companhia.

O gráfico abaixo indica a evolução, até o ano de 2012, do volume de energia da Companhia descontratada:



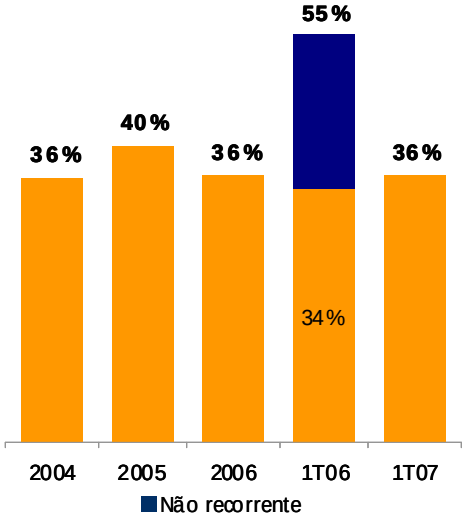
O gráfico abaixo contempla o EBITDA, o Lucro Líquido e as despesas de manutenção da Companhia nos exercícios sociais de 2004, 2005 e 2006, bem como a estimativa dos custos de manutenção das atividades da Companhia para os exercícios sociais de 2007, 2008, 2009 e 2010, já refletindo a operação da UHE São Salvador e da UHE Estreito, que serão transferidas para a Companhia no futuro. Para maiores informações sobre a UHE São Salvador e da UHE Estreito, vide seção "Novos Projetos" em "Atividades da Companhia".



Maximização da Eficiência do Portfolio 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 Tractebel Energia 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 Tractebel Energia 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 2004, 2005, 2006, o primeiro trimestre de 2006 e o primeiro trimestre de 2007:



PENDÊNCIAS JUDICIAIS E ADMINISTRATIVAS

Pendências Judiciais

Em 31 de março de 2007, a Tractebel Energia era parte em diversas ações judiciais de natureza cível, fiscal, previdenciária e trabalhista, bem como em processos administrativos. Referidas ações eram pulverizadas e nenhuma, isoladamente, envolvia montante relevante. Todas as contingências envolvendo a Tractebel Energia são registradas em um sistema próprio da Companhia e passam por uma análise para classificação do risco de ganho ou 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 contabilizadas e provisionadas. 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 Tractebel Energia em 2004, 2005 e 2006 e em 31 de março de 2006 e 2007:

	31 de dezembro de 2004		31 de dezembro de 2005		31 de dezembro de 2006	
	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais	Provisão	Depósitos Judiciais
	(R$ milhões)					
Trabalhistas						
Vínculo empregatício e reintegração	19	11	17	12	18	16
Periculosidade	1	-	1	-	1	1
Horas extras	1	-	1	1	1	1
Equiparação salarial e enquadramento funcional	1	-	1	-	1	-
Horas in itinere	1	-	1	-	1	1
Outras	2	-	2	2	3	3
Total	**25**	**11**	**23**	**14**	**25**	**22**
Cíveis						
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	31	-	64	-	16	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	18	-	20	-	21	-
Atingidos pela UHE Itá	2	-	3	-	2	-
Danos emergentes e lucros cessantes	1	-	1	-	1	-
Outras	3	-	2	-	3	-
Total	**55**	**-**	**90**	**-**	**43**	**-**
Fiscais						
Contribuição Social	11	1	15	1	12	3
INSS	18	3	21	9	24	11
Total	**29**	**4**	**36**	**10**	**36**	**14**
Total	**109**	**15**	**149**	**24**	**104**	**36**
Provisão líquida dos depósitos judiciais	**93**		**122**		**67**	

	31 de março de 2006		31 de março de 2007	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
	(R$ milhões)			
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17	13	17	16
Periculosidade	1	-	1	-
Horas extras	1	1	1	1
Equiparação salarial e enquadramento funcional	1	-	1	-
Horas in itinere	1	-	1	1
Outras	2	1	3	2
Total	**24**	**15**	24	20
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	37	-	16	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	21	-	21	-
Atingidos pela UHE Itá	3	-	1	-
Danos emergentes e lucros cessantes	1	-	1	-
Outras	3	-	4	-
Total	**65**	**-**	**43**	**-**
Fiscais				
Contribuição Social	15	1	13	3
INSS	22	9	24	11
Total	**37**	**10**	37	14
Total	**126**	**25**	104	34
Provisão líquida dos depósitos judiciais	**98**		70	

Além das ações classificadas como de risco provável de perda, há outras ações que, na avaliação dos consultores jurídicos da Tractebel Energia, 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 2006				
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	10	11	21	4	17
Cíveis	34	13	47	-	47
Fiscais	136	15	151	127	24
	180	**39**	**219**	**131**	**88**

	31 de dezembro de 2005				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	8	10	18	4	14
Cíveis	31	26	57	-	57
Fiscais	35	11	46	42	4
	74	**47**	**121**	**46**	**75**

	31 de dezembro de 2004				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	9	11	20	3	17
Cíveis	19	24	43	-	43
Fiscais	-	6	6	6	-
	28	**41**	**69**	**9**	**60**

	31 de março de 2006				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	8	11	19	4	15
Cíveis	29	27	56	-	56
Fiscais	63	6	69	65	4
	100	**44**	**144**	**69**	**75**

	31 de março de 2007				
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**
	(R$ milhões)				
Trabalhistas	10	10	20	4	16
Cíveis	30	13	43	-	43
Fiscais	183	30	213	130	83
	223	**53**	**276**	**134**	**142**

Fiscais

Em 31 de março de 2007, a Companhia possuía um passivo fiscal total estimado em R$ 250 milhões, sendo que desse montante R$ 144 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.

Em conseqüência, a Companhia está recolhendo 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 IN 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 31 de março de 2007, o valor envolvido era de R$ 144 milhões, dos quais R$ 113 milhões e encontram-se depositado judicialmente.Cumpre notar que não foram efetuados depósitos judiciais, bem como provisão sobre o valor de R$ 31 milhões, no período compreendido entre novembro de 2006 e março de 2007. As chances de êxito são possíveis.

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 vem excluindo o ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS desde abril de 2007. O valor correspondente ao ICMS excluído da base de cálculo do PIS e da COFINS a partir de abril de 2007, totaliza até o momento R$ 0,8 milhões. As perspectivas de êxito no caso são boas em razão do julgamento do Recurso Extraordinário que está em andamento no Supremo Tribunal Federal, em que 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 Supremo Tribunal Federal em casos análogos, a partir de janeiro de 2003 a Companhia passou a recolher o ICMS nessas operações interestaduais. Há, contudo, o risco de o fisco exigir até 31 de dezembro de 2007, o ICMS referente ao ano-base de 2002. 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 (‘”CTN”), no montante de R$ 33 milhões, e o risco envolvido foi 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$ 13 milhões, devidamente provisionados, o risco envolvido foi 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 milhões, o risco envolvido foi 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 (PGFN/SC), no valor de R$ 3 milhões, o risco envolvido foi 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 milhões, o risco envolvido foi 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 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 laboram na Companhia em data posterior a 28 de abril de 1995. Em 31 de março de 2007, o valor envolvido na referida autuação era de R$ 15 milhões os quais se encontram integralmente provisionados pela Companhia, sendo que a chance de êxito 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 2007, o valor atualizado e devidamente provisionado é de R$ 12 milhões, sendo R$ 9 milhões avaliados como risco provável e, R$ 3 milhões, como possível.

- Notificação Fiscal de Lançamento de Débito ("NFLD") relativa à aplicação de solidariedade e transferência de responsabilidade, conforme previsto no processo contra a cisão da Eletrosul, em virtude desta não ter exigido cópias das Guias da Previdência Social (GPS) referentes aos serviços de mão de obra prestados pelas contratadas. O valor da ação é de aproximadamente R$ 4 milhões e o risco envolvido foi avaliado como possível. Não há valores provisionados pela Companhia.

A Companhia entende que o risco de perda dessas demandas na esfera administrativa é provável e o saldo da provisão em 31 de março de 2007 era de R$ 24 milhões.

Cíveis e Ambientais

Em 31 de março de 2007, a Companhia era parte em 982 ações cíveis e ambientais, que representavam, em 31 de março de 2007, um passivo estimado decorrente de ações judiciais de riscos provável, possível e remoto de R$ 86 milhões, dos quais R$ 43 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 envolvido ou do objeto 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 três 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 na anterior levava a perda do seu objeto. Também em virtude da decisão na primeira ação, o MM. 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 MPF.

Não obstante, o desfecho desses processos pode demorar anos, na opinião dos advogados 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. 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 e a SESA e terceiros, incluindo os investidores em valores mobiliários emitidos pela Companhia, os quais podem ser adversamente afetados.

Ação Ambiental

Ação civil pública movida em outubro 2004 pelo Ministério Público Federal em Santa Catarina, em trâmite perante a Justiça Federal de Tubarão, Santa Catarina, visando a reparação por alegados danos ambientais causados pelas emissões 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. A ação está atualmente aguardando a realização da auditoria ambiental pelos peritos nomeados pelo juiz. A Companhia considera que os níveis de poluição emitidos pelo Complexo Jorge Lacerda estão dentro dos limites permitidos pelas normas ambientais federais e estaduais, e que, portanto, a ação não deve prosperar. Por envolver interesses difusos e de difícil valoração, não é possível à Companhia avaliar o valor envolvido na ação. Tendo em vista o risco remoto de perda, e a impossibilidade de estimativa do valor da ação, a Companhia não constituiu qualquer provisão.

Atualmente, a Companhia figura como parte em procedimentos investigatórios iniciados pelos Ministérios Públicos Federal e Estaduais para a verificação de eventuais danos causados ao meio ambiente, principalmente relacionados à disposição de resíduos sólidos e emissões atmosféricas provenientes de suas usinas termoelétricas, além de supressão de vegetação no entorno de reservatórios de suas usinas hidrelétricas. A Companhia também firmou Termos de Ajustamento de Conduta com órgãos ambientais e com Ministérios Públicos para a regularização de não conformidades ambientais passadas. Se estas investigações confirmarem a existência de danos ambientais ocasionados pela Companhia, poderão ser propostas ações judiciais no âmbito cível para a reparação de danos ambientais, sendo que as mesmas ocorrências poderão ainda ter repercussões na esfera criminal, com potenciais conseqüências para a Companhia e seus administradores. Quanto aos Termos de Ajustamento de Conduta firmados pela Companhia, seu eventual não cumprimento pode ensejar a propositura de ações de execução pelo valor previamente estipulado no respectivo termo, além da exigência do pagamento de multas estabelecidas no mesmo instrumento.

Em 1996, a Companhia firmou um Termo de Ajustamento de Conduta com os Ministérios Públicos Federal e Estadual do Rio Grande do Sul, por meio do qual a Companhia assumiu a obrigação de realizar melhorias em sua Usina Termoelétrica de Charqueadas–, visando reduzir as emissões atmosféricas por meio da instalação de novos equipamentos de controle ambiental. O custo estimado pela Companhia para a implantação destes novos equipamentos é de aproximadamente R$ 30.000.000,00 e o não cumprimento das obrigações assumidas pela Companhia no referido termo poderá ensejar a propositura de uma ação de execução contra a Companhia.

Ação de Rescisão Contratual

Ação Ordinária de Indenização ajuizada em 12 de novembro de 2001 pela CIEN em face da Tractebel Energia 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 firmado com a Tractebel Energia, bem como a rescisão do contrato por suposto descumprimento do mesmo pelas rés (Tractebel Energia e Eletobrás). 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 2007, o valor envolvido era de R$ 13 milhões, o respectivo valor provisionado pela Companhia é de R$ 13 milhões e as chances de êxito são provável
Em 31 de março de 2007, a Companhia mantinha provisão para as ações cíveis e ambientais decorrentes de riscos de ações judiciais de risco provável de R$ 43 milhões, sendo R$ 40 milhões para a Companhia, R$ 1 milhão para a CEM e R$ 2 milhões para Itasa.

Trabalhistas

Na esfera judicial, em 31 de março de 2007, a Companhia possuía 423 ações trabalhistas em andamento, das quais 35 ações estavam em fase inicial e ainda não haviam sido julgadas em primeira instância; 207 ações estavam em fase recursal; e 181 ações já estavam em fase de execução, sendo a decisão de condenação da Companhia definitiva. Das 423 ações trabalhistas movidas contra a Companhia, 38,0% 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 423 ações trabalhistas que a Companhia possuía em 31 de março de 2007, 213 eram ações movidas por ex-empregados; 2 eram movidas por sindicatos; e 209 eram movidas por prestadores de serviços empregados de empresas terceirizadas. Os principais pedidos formulados nas ações individuais são vínculo empregatício, FGTS, reflexos de ação trabalhista na previdência privada, horas extras, responsabilidade subsidiária e

reajuste de aposentadoria. Ressalte-se que, das 209 ações trabalhistas propostas por trabalhadores terceirizados, 130 ações são relativas ao período anterior à privatização e 79 ações são relativas ao período posterior à privatização.

Os principais pedidos formulados nas ações individuais são: reconhecimento de vínculo empregatício, 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 duas ações trabalhistas coletivas, as decisões de primeira instância entenderam ser totalmente improcedentes os pedidos.

Em 31 de março de 2007, o potencial passivo trabalhista da Companhia perfazia R$ 44 milhões. Do potencial valor total envolvido no passivo trabalhista da Companhia, R$ 24 milhões correspondem ao valor de risco de perda provável; R$ 10 milhões correspondem ao valor de risco de perda possível; e R$ 10 milhões correspondem ao valor de risco de perda remoto.

Em 31 de março de 2007 não existiam reclamações trabalhistas contra a Companhia com valores individuais superiores a R$ 1 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 2007, a provisão para o passivo trabalhista da Companhia era de R$ 24 milhões, dos quais R$ 20 milhões encontram-se depositado judicialmente (seja para garantia da condenação em execução ou efetivação de depósito recursal).

Existe, atualmente, um Procedimento Investigatório instaurado pelo Ministério Público do Trabalho da 12ª Região, distribuído em 6 de Julho de 2005 e originado de ação trabalhista proposta por empregada de empresa terceirizada, O objetivo do Ministério Público do Trabalho é investigar eventual fraude e/ou ilegalidade na contratação de terceiros por meio de cooperativas de trabalho constituídas por ex-empregados da Companhia.. A Companhia entende que o procedimento em referência não representava contingência em 31 de março de 2007 e aguardava seu arquivamento.

Pendências Administrativas

Em 31 de março de 2007, a Tractebel Energia era parte em diversos processos administrativos de natureza civil, ambiental, previdenciária e tributária. Os respectivos processos eram pulverizados e nenhum, isoladamente, envolve montantes relevantes. 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.

ADMINISTRAÇÃO

A Tractebel Energia é administrada por um Conselho de Administração e por uma Diretoria, sendo que um dos diretores integra ambos os órgãos.

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.

Quando a Tractebel Energia 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 indicado pelos empregados, todos são eleitos por acionistas em Assembléia Geral.

Os membros do Conselho de Administração na data deste Prospecto, eleitos em Assembléia Geral Ordinária dos acionistas da Tractebel Energia realizada em 26 de abril de 2006, com mandato de 2 anos, ou seja, até 2008, e empossados em 26 de abril de 2006, salvo o Sr. João José Abdala Filho, o qual tomou posse em 17 de abril de 2007, são:

Nome	Cargo
Maurício Stolle Bähr	Presidente
Jan Franciscus Maria Flachet	Vice-Presidente
Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos	Conselheiro
Manoel Arlindo Zaroni Torres	Conselheiro
Dirk Beeuwsaert	Conselheiro
Pierre Michel Philippe Chareyre	Conselheiro
Luiz Antônio Barbosa	Conselheiro
José Pais Rangel	Conselheiro
Antônio Alberto Gouvêa Vieira	Conselheiro
Patrick Charles Clement Obyn	Suplente
Luiz Eduardo Simões Viana	Suplente
Manuel François Colcombet	Suplente
Alexandre Jean Keisser	Suplente
Gil de Methodio Maranhão Neto	Suplente
José Carlos Cauduro Minuzzo	Suplente
Ângelo Rabelo de Souza	Suplente
João José Abdala Filho	Suplente
Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro	Suplente

Diretoria

A Diretoria da Tractebel Energia é composta por 7 Diretores, todos eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 3 anos, sendo permitida a reeleição.

A Diretoria reúne-se por convocação do diretor presidente ou por 2 (dois) 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 a direção geral e a representação da Tractebel Energia, 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 Tractebel Energia 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 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. É um órgão não permanente, totalmente independente da administração da Companhia, bem como de qualquer empresa de auditoria externa que eventualmente seja contratada pela Companhia, podendo ter no mínimo 3 e no máximo 5 membros, 1 dos quais deve ser indicado pelos acionistas minoritários. O atual Conselho Fiscal tomou posse em 17 de abril de 2007, e seu mandato será encerrado em 17 de abril de 2008.

Nome	Cargo
Newton de Lima Azevedo Júnior	Conselheiro Titular
Paulo de Resende Salgado	Conselheiro Titular
Manoel Eduardo Lima Lopes	Conselheiro Titular
Manoel Eduardo Bouzan Almeida	Suplente
Flávio Marques Lisboa Campos	Suplente
Ailton Pinto Siqueira	Suplente

Informações Biográficas dos Administradores da Tractebel Energia

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. O Sr. Maurício Stole Bähr é 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 Universidade Federal do Rio de Janeiro e em Corporate Finance pela Berkeley University (EUA). Foi diretor financeiro da Serra da Mesa Energia S.A. no ano de 1997, 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 Tractebel Energia, diretor presidente da Tractebel Brasil e representante geral da Suez Tractebel no Brasil. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, n.º 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Jan Franciscus Maria Flachet. O Sr. Jan Franciscus Maria Flachet é engenheiro eletromecânico formado pela Universidade Católica de Louvain, 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. 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 à 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 Gas, na Argentina e em 1999 passou a exercer o cargo de vice-presidente sênior de Operações de Distribuição e Comércio na SESA. 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 Tractebel Energia e gerente regional do grupo Tractebel na América do Sul. Endereço comercial: Rua Esteves Júnior, n.º 50, 9º andar, Florianópolis – SC.

Manoel Arlindo Zaroni Torres. O Sr. Manoel Arlindo Zaroni Torres é engenheiro eletricista formado pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá. Participou do CEDEP, General Management Program associado ao INSEAD, em Fontainebleau. 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 a 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. Atualmente é membro do Conselho de Administração e Diretor Presidente da Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Florianópolis – SC.

Victor Frank de Paula Rosa Paranhos. O Sr. Victor Frank de Paula Rosa Paranhos é Engenheiro Mecânico formado pela Universidade Católica de Petrópolis, Economista pelo Instituto Metodista Bennett e Atuário pela Sociedade Universitária Augusto Motta -SUAM. 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 Tractebel Energia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barroso, n.º 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Dirk Beeuwsaert. O Sr. Dirk Beeuwsaert é Engenheiro Mecânico e Eletricista formado pela Universidade de Gent. Participou do Programa de Gerenciamento –CEDEP, em Fontainebleau, 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. Foi 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 Tractebel Electricity & Gas International e membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço comercial: Place du Trône, 1 – B 1000, Bruxelas, Bélgica.

Pierre Michel Philippe Chareyre: O Sr. Pierre Michel Philippe Chareyre é 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 Senior de Finanças da Suez Environnement. É atualmente membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Place du Trône, 1 – B 1000, Bruxelas, Bélgica.

Luiz Antônio Barbosa. O Sr. Luiz Antônio Barbosa é técnico de manutenção de usinas e membro do Conselho de Administração da Tractebel Energia eleito pelos seus funcionários. Foi diretor da Associação dos Empregados da Eletrosul, delegado na Associação dos Profissionais da Eletrosul e Diretor Financeiro do Sindicato dos Eletricitários do Sul do Estado de Santa Catarina – SINTRESC desde 1993. Endereço comercial: Rua Prudente de Morais, n.º 370, Tubarão – SC.

José Pais Rangel: O Sr. José Pais Rangel é Advogado, formado em Direito pela Faculdade Cândido Mendes-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 do Brasil no período de 1961 a 1991. Foi Inspetor de Mercado de Capitais do BACEN em São Paulo. Foi Supervisor de Fiscalização do Mercado de Capitais do BACEN em São Paulo e Rio de Janeiro. Foi Chefe do Departamento da Dívida Pública do BACEN. Foi Gerente de Operações de Mercado Aberto do BACEN. Foi Coordenador do Programa de Desestatização de empresas controladas pelo Banco Central do Brasil. Foi Presidente do Conselho de Administração da Cia. América Fabril. 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., cargo que ocupa no presente. É atualmente membro independente do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Presidente Vargas, 463, 13º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Antonio Alberto Gouvêa Vieira: O Sr. Antonio Alberto Gouvêa Vieira é Advogado, formado em Direito pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Realizou o Curso de Pós-graduação em Administração de Empresas, pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. 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 atualmente membro independente do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Rio Branco, 85, 17º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Patrick Charles Clement Obyn: O Sr. Patrick Charles Clement Obyn é 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 Suez Energy South America Participações Ltda - SESA. É atualmente membro suplente do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Rua Esteves Júnior, n.º 50, 9º andar, Florianópolis – SC.

Luiz Eduardo Simões Viana: O Sr. Luiz Eduardo Simões Viana é Economista, formado pela Faculdade de Ciências Políticas e Econômicas do Rio de Janeiro - 1985. Possui MBA da COPPEAD/UFRJ – 1998. Trabalhou como economista da BNDES Participações S.A. - 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 Suez Energy South America Participações Ltda., empresa controladora da Tractebel Energia 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 Tractebel Energia. Endereço Comercial: Avenida Almirante Barroso, n.º 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

Manoel François Colcombert: O Sr. Manoel François Colcombert é formado em Engenharia 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 Strategy & Portfolio 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 Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Talcahuano, nº 833 – 3º C, C1013AAQ, cidade de Buenos Aires, Argentina.

Alexandre Jean Keisser: O Sr. Alexandre Jean Keisser é formado em Engenharia Mecânica 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 Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Apoquindo, nº 3721, Lãs Condes, cidade de Santiago, Chile.

Gil de Methodio Maranhão Neto: O Sr. Gil de Methodio Maranhão Neto é 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 dois anos no início do processo de reorganização da Tractebel Energia (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 Tractebel Energia. Endereço Comercial: Avenida Almirante Barroso, n.º 52, sala 1.401, Rio de Janeiro – RJ.

José Carlos Cauduro Minuzzo: O Sr. José Carlos Cauduro Minuzzo é Engenheiro Mecânico, formado pela PUC-RS. Começou sua carreira profissional na ELETROSUL em 1976. Desempenhou suas atividades na área de Geração Térmica no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda. 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 da Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Florianópolis - SC.

Ângelo Rabelo da Silva: O Sr. Ângelo Rabelo da Silva concluiu o Curso Médio em Eletrotécnica, pela Escola Técnica Federal de Santa Catarina e Curso Superior de Ciências Econômicas – UNISUL. Trabalha desde 1978 no Complexo Jorge Lacerda, nas empresas – ELETROSUL, GERASUL (atualmente Tractebel Energia). É atualmente membro suplente, representante dos empregados, do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Paulo Santos Mello, s/n, Capivari de Baixo - SC.

José João Abdalla Filho: O Sr. José João Abdalla Filho é formado em ciências econômicas na Universidade 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 de abril de 2007, membro suplente independente do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Presidente Vargas, 463, 13º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro: O Sr. Luiz Leonardo Cantidiano Varnieri Ribeiro é 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 Bolsa de Valores de São Paulo 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 - BNDES Participações S.A. Foi diretor da

Comissão de Valores Mobiliários e membro do Conselho de Recursos do Sistema Financeiro Nacional. Foi Presidente da Comissão de Valores Mobiliários 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 RJ. É membro do Conselho da ABRASCA – Associação Brasileira de Companhias Abertas. É atualmente membro suplente independente do Conselho de Administração da Tractebel Energia. Endereço Comercial: Av. Almirante Barroso, 52, 5º andar – Rio de Janeiro - RJ.

Membros da Diretoria

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. O Sr. Marco Antonio Amaral Sureck é 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. Na Gerasul trabalhou 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 Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, n.º 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. O Sr. Marc Jacques Zelie Verstraete é formado 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 Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Florianópolis – SC.

Miroel Makiolke Wolowski. O Sr. Miroel Makiolke Wolowski é 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 Gerasul trabalhou até dezembro de 2000, na área de Desenvolvimento de Negócios. Atualmente é Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos da Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Florianópolis - SC.

Luciano Flávio Andriani. O Sr. Luciano Flávio Andriani é 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 Gerasul. Atualmente é Diretor Administrativo da Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Antônio Dib Mussi, n.º 366, Florianópolis - SC.

Membros do Conselho Fiscal

Newton de Lima Azevedo Júnior. O Sr. Newton de Lima Azevedo Júnior é 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 Diretor Presidente da Degrémont Brasil, Vice Presidente para Degrémont América do Sul e Vice Presidente da ABDIB, sendo responsável pela área de saneamento. É membro titular do Conselho Fiscal da Tractebel Energia. Endereço comercial: Avenida Nove de Julho, n.º 4.865, 8º andar, São Paulo – SP.

Paulo de Resende Salgado: O Sr. Paulo de Resende Salgado é formado 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 os dias atuais, 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 Tractebel Energia S.A. Endereço comercial: Rua Sacopan, n.º 83, ap. 901, Rio de Janeiro - RJ.

Manoel Eduardo Lima Lopes. O Sr. Manoel Eduardo Lima Lopes é 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, e 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 Tractebel Energia. Endereço comercial: Avenida Presidente Vargas, n.º 463, 13º andar, Rio de Janeiro – RJ.

Manoel Eduardo Bouzan de Almeida: O Sr. Manoel Eduardo Bouzan de Almeida é 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 Tractebel Energia. Endereço comercial: Avenida Almirante Barros, n.º 52, 5º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Flávio Marques Lisbôa Campos: O Sr. Flávio Marques Lisbôa Campos é 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; e Conselho de Política Econômica da FIEMG. É membro suplente do Conselho Fiscal da Tractebel Energia. Endereço comercial: Rua Guajajaras, n.º 43, Belo Horizonte, Minas Gerais.

Ailton Pinto Siqueira: O Sr. Ailton Pinto Siqueira é 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 Tractebel Energia. Endereço comercial: Avenida Presidente Vargas, n.º 463, 13º andar, Rio de Janeiro - RJ.

Remuneração Global dos Administradores da Tractebel Energia

Para os exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, a verba global e anual destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Tractebel Energia foi fixada em R$ 8,0 milhões, R$ 8,8 milhões, e R$ 12,0 milhões, respectivamente. Adicionalmente, cabe à Tractebel Energia, 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 nos anos de 2004, 2005 e 2006 foi de R$ 6,3 milhões, R$ 9,1 milhões e R$ 10,6 milhões, respectivamente.

Para o exercício social de 2007, a Assembléia Geral Ordinária da Tractebel Energia realizada em 17 de abril de 2007 fixou a verba global e anual a ser destinada ao pagamento da remuneração dos membros do Conselho de Administração e da Diretoria da Tractebel Energia em R$ 15,0 milhões, cabendo adicionalmente à Tractebel Energia, quando for o caso, as despesas relativas ao INSS, FGTS, seguro saúde, previdência privada, assistência médica e habitação. A remuneração efetivamente recebida pelos membros do Conselho de Administração e da Diretoria durante os três primeiros meses de 2007 foi de R$ 2,9 milhões.

Relacionamento da Tractebel Energia com seus Administradores

Em 31 de março de 2007, não existiam contratos de qualquer natureza ou outras obrigações relevantes entre a Tractebel Energia e os membros da Diretoria e do Conselho de Administração, os quais não detinham, na referida data, participação direta ou indireta no capital social da Tractebel Energia superior a 0,03%. Para maiores informações, vide item "Composição do Capital Social", na seção "Capital Social, Dividendos e Acionistas" deste Prospecto.

Plano de Opção de Compra de Ações

Não havia, em 31 de março de 2007, plano de opção de compra de ações para os empregados e membros da administração da Tractebel Energia.

Relação de Parentesco entre os Administradores da Companhia, ou desses com os Acionistas Controladores

Em 31 de março de 2007, não existiam quaisquer vínculos de parentesco entre os membros do Conselho de Administração, da Diretoria, do Conselho Fiscal, do Comitê Estratégico e entre esses e o Acionista Controlador da Companhia.

CAPITAL SOCIAL, DIVIDENDOS E ACIONISTAS

Composição do Capital Social

O capital social da Tractebel Energia, em 31 de março de 2007, era de R$ 2.445.766 mil, totalmente integralizado e dividido em 652.742.192 ações ordinárias nominativas e sem valor nominal.

O capital autorizado da Tractebel Energia é de até R$ 5.000.000 mil, 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 Tractebel Energia, em 31 de março de 2007, apresentava-se da seguinte forma:

	Ações Ordinárias (*)
Suez Energy South America Participações Ltda.	68,71%
Banco Clássico S.A.	10,00%
BNDES Participações S.A.-BNDESPAR	2,80%
União Federal	1,90%
Outros	16,66%

(*) percentual sobre o capital social total da Tractebel Energia

Ações da Tractebel Energia 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 2007, não havia participação relevante direta ou indireta detida por quaisquer administradores da Tractebel Energia 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. Nota-se que a Companhia não dispõe de plano de opção de compra de ações, vide "Plano de Opção de Compra de Ações", na seção "Administração".

Ações

O capital social da Tractebel Energia é composto por 652.742.192 ações ordinárias.

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.

Local de Negociação das Ações

As ações da Companhia são admitidas à negociação na BOVESPA. Parte das ações ordinárias da Tractebel Energia são negociadas na Bolsa de Valores de Nova York, sob a forma de American Depositary Receipts - ADRs. Cada ADR é atualmente representado por 5 ações ordinárias. Para maiores informações referentes aos ADRs, favor reportar à "American Depositary Receipts" na seção "Títulos e Valores Mobiliários Emitidos".

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 Tractebel Energia, 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 Tractebel Energia 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. Adicionalmente, a Tractebel Energia, 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 Tractebel Energia 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 de seu 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 Tractebel Energia 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:

(R$ milhões)	2006	2005	2004	2003	2002
Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios					
Lucro líquido do exercício	979	920	775	517	(184)
Constituição da reserva legal (5%)	(49)	(46)	(39)	(26)	-
Base de cálculo	930	874	736	491	-
Dividendos mínimos obrigatórios (30% a partir de 2005)	**279**	**262**	**184**	**123**	**-**
Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos					
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	183	232	217	199	-
Dividendos intercalares	324	141	-	-	-
Saldo dos dividendos propostos	393	461	335	257	-
Subtotal	900	834	552	456	-
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	30	40	38	35	-
Total	**930**	**874**	**590**	**491**	**-**
Dividendos / juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1000 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	1,425048	1,339106	0,845321	0,698884	-

Acordo de Acionistas

Não havia, em 31 de março de 2007, qualquer acordo firmado entre acionistas da Tractebel Energia.

Acionistas Controladores

A Tractebel Energia é controlada pela SESA, que detinha, em 31 de março de 2007, 68,71% do capital social da Tractebel Energia.

O Grupo Suez, com origem na França, 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 dezembro de 2006, o mesmo possuía 139.814 colaboradores, estando presente em mais de 100 países. No setor de energia, é o primeiro fornecedor em serviços de energia na Europa, o primeiro importador de gás liquefeito nos Estados Unidos 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.

Nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, o Grupo Suez apresentou receitas da ordem de EUR 40,7 bilhões, EUR 41,5 bilhões e EUR 44,3 bilhões, respectivamente. Em 31 de março de 2007, as receitas do Grupo Suez eram de cerca de EUR 12,2 bilhões, apresentando aumento de EUR 0,4 bilhões em relação ao valor apurado em 31 de março de 2006.

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS EMITIDOS

Os valores mobiliários emitidos pela Tractebel Energia em circulação no mercado são as ações que compõem o seu capital social e os ADRs.

Ações

As ações da Tractebel Energia são registradas para negociação na BOVESPA, sendo, desde 16 de novembro de 2005, integrantes do segmento Novo Mercado. Dessa forma, a Companhia está sujeita ao cumprimento do Regulamento do Novo Mercado, o qual prevê práticas diferenciadas de governança corporativa que devem serem adotadas pelas companhias com ações listadas em referido segmento.

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 ações objeto da oferta, 50.000.000 eram de titularidade do Acionista Controlador, SESA, 16.000.000 de titularidade do BNDES Participações S.A. – BNDESPAR, e 5.000.000 ofertadas pela SESA com base no artigo 14, parágrafo 2º da Instrução CVM n.º 400/03.

O Acionista Controlador da Tractebel Energia detêm 68,71% do total das ações ordinárias de emissão da Tractebel Energia.

Estão indicadas no quadro abaixo, os valores médios mensais das ações da Companhia negociadas na BOVESPA nos 12 meses que antecedem o mês de março de 2007 e em referido mês:

2007				2006								
Abril	**Mar**	**Fev**	**Jan**	**Dez**	**Out**	**Set**	**Ago**	**Jul**	**Jun**	**Mai**	**Abr**	**Mar**
17,93	17,66	17,68	17,85	16,91	16,80	17,80	17,90	17,75	16,45	15,58	16,42	16,92

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 ADRs de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a deter ADRs representados por ações da Eletroger.

Em abril de 1998, a Eletroger incorporou a Gerasul (antiga denominação da Tractebel Energia), 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 ADRs de emissão da Eletrobrás em circulação no mercado norte-americano passaram a ser lastreados em ações de emissão da Tractebel Energia. Em 31 de março de 2007, cada ADR representava 5 ações ordinárias de emissão da Tractebel Energia.

Na data deste Prospecto, existiam 508.655 ADRs lastreados em ações ordinárias da Tractebel Energia em circulação no mercado norte-americano.

Debêntures

Em 02 de maio de 2005, a Companhia concluiu a emissão de 20.000 debêntures simples, com valor nominal unitário de R$10.000,00, perfazendo o montante total de R$ 200 milhões. Tais debêntures foram emitidas em duas séries, sendo que a primeira série possui vencimento em 02 de maio de 2011, com a atualização pelo IGP-M 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 segunda série possuem vencimento em 02 de maio de 2010, com uma remuneração a ser paga semestralmente e que contempla juros equivalentes à acumulação de 103,9% da Taxa DI.

Em 31 de março de 2007, o valor atualizado e ainda não pago das debêntures emitidas pela Companhia em 02 de maio de 2005 era de R$ 222 milhões (incluindo encargos).

Notas Promissórias

Nos últimos três exercícios sociais não foram distribuídas Notas Promissórias de emissão da Companhia.

OPERAÇÕES E NEGÓCIOS COM PARTES RELACIONADAS

Contratos celebrados com Partes Relacionadas

A Tractebel Energia possui contratos com suas Controladas e com sua controladora indireta a Suez Tractebel, conforme a seguir especificados:

Itasa

(i) Contrato de Prestação de Serviços de Operação e Manutenção da UHE Itá, 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 IGP-M;

(ii) Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15 de janeiro de 2001, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia, de 61 MW médios de energia produzidos na UHE Itá de propriedade da Itasa. O contrato será vigente até 16 de outubro de 2030, sendo reajustado anualmente pela variação do dólar acrescido da taxa correspondente ao índice da inflação norte americana; e

(iii) Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, celebrado em 15 de janeiro de 2001, com o objetivo de regular a compra, pela Tractebel Energia, de 167 MW médios de energia produzidos na UHE Itá de propriedade da Itasa. O contrato será vigente até 16 de outubro de 2030, reajustado anualmente pelo IGP-M.

CEM

(i) Contrato de Prestação de Serviços, firmado em 09 de abril de 1999 e aditado em 15 de abril de 1999 e 09 de novembro de 2002, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação de serviços de administração operacional, em virtude de a CEM não possuir quadro próprio de empregados. O valor do contrato é reajustado anualmente pelo IGP-M;

(ii) Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, firmado em 05 de janeiro de 2001 e aditado em 06 de março de 2001 e em 09 de agosto de 2002 com vigência até 2015, tem como objeto a aquisição, pela Tractebel Energia, da energia elétrica produzida na UHE Cana Brava. O contrato estabelece a aquisição, pela Tractebel Energia, dos montantes anuais de 2.395.903 MWh. O valor do contrato é reajustado anualmente pelo IGP-M. As obrigações da Tractebel Energia sob este contrato estão garantidas por fiança bancária no valor de R$ 72 milhões. A CEM, na qualidade de beneficiária da referida fiança, cedeu seus direitos aos BNDES e ao Banco Interamericano de Desenvolvimento, financiadores do projeto da UHE Cana Brava;

(iii) Contrato de Operação e Manutenção da UHE Cana Brava, celebrado em 05 de janeiro de 2001 e aditado em 09 de março de 2001 e 01 de junho de 2002, com vigência até o término da concessão da usina e valores reajustáveis anualmente pelo IGP-M. Por meio deste contrato, a Tractebel Energia se obriga a operar e efetuar as manutenções do empreendimento;

Lages Bioenergética

(i) Contrato de Prestação de Serviços firmado em 02 de janeiro de 2003, com vigência por prazo indeterminado, que tem 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 IGP-M;

(ii) 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 Tractebel Energia. O contrato tem prazo de vigência até 31 de março de 2017; e

(iii) Contrato de Operação e Manutenção da Unidade de Co-geração Lages celebrado em 01 de abril de 2004, com término em 31 de março de 2012, por meio do qual a Tractebel Energia 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 Tractebel Energia.

Tractebel Energia Comercializadora

Contrato de Prestação de Serviço firmado em 01 de novembro de 2004, com vigência por prazo indeterminado, que tem por finalidade a prestação, pela Tractebel Energia, 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 IGP-M.

Os quadros abaixo apresentam os valores reconhecidos nas contas patrimoniais e de resultado consolidadas da Tractebel Energia resultantes de transações com suas Controladas e controladoras nos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2005 e 2006, bem como nos períodos encerrados em 31 de março de 2006 e 2007:

	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 con-	-	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 Ltda.

(**) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

	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 Ltda.

(**) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

	31 de dezembro de 2004 (R$ milhões)						
	SESA (*)	**SUEZ (**)**	**CEM**	**Itasa**	**Lages**	**TBLC**	**Total**
Ativo							
Contas a receber	1	-	-	6	7	3	17
Passivo							
Fornecedores	-	-	30	12	-	-	42
Dividendos e juros sobre o capital próprio	432	-	-	-	-	-	432
Resultado							
Receita operacional Suprimento de Energia	-	-	-	-	3	9	12
Receitas de serviços Administração	-	-	1	-	-	-	1
Operação e manutenção	-	-	2	9	1	-	12
Custo de Energia Elétrica e Serviços Compra energia	-	-	237	178	-	-	415
Despesas Gerais e Administrativas Consultoria	-	5	-	-	-	-	5
Financeiro Receita	-		-	3	-	-	3

(*) Suez Energy South America Participações Ltda.
(**) Suez-Tractebel S.A..
(***) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

	31 de março de 2006 (R$ milhões)					
	SESA (*)	**CEM**	**Itasa**	**LAGES**	**TBLC (**)**	**Total**
Ativo						
Contas a receber	1	-	1	1	14	17
Dividendos a receber	-	65	4	10	-	79
Passivo						
Fornecedores	-	30	10	-	-	40
Dividendos e juros sobre o capital próprio	340		-	-	-	340
Resultado						
Receita operacional						
Suprimento de Energia	-	-	-	2	24	26
Receitas de serviços						
Operação e manutenção	-	-	2	-	-	2
Custo de Energia Elétrica e Serviços						
Compra energia	-	66	28	-	-	94
Resultado de Participações societárias	-	20	2	3	(5)	20

(*) Suez Energy South America Participações Ltda.

(**) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

	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	552	554
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 Ltda.

(**) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

Garantias a Terceiros

A Tractebel Energia é parte em contratos em que figura como terceiro garantidor de obrigações assumidas por suas Controladas, conforme descrito abaixo:

Itasa

A Tractebel Energia 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 2007, totalizava R$ 239 milhões.

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; e b) penhor de direitos creditórios decorrentes dos contratos de compra e venda de energia elétrica celebrados com seus acionistas.

CEM

A Tractebel Energia é interveniente no Contrato de Subscrição e Integralização de Debêntures não Conversíveis em Ações n.º 98.2.654.3.1 e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito n.º 98.2.654.3.3, celebrados entre a CEM e o BNDES, datados de 19 de maio de 1999 e 05 de abril de 2000, tendo o primeiro sido aditado em 25 de maio de 1999.

Além das obrigações acima especificadas, a Tractebel Energia empenhou, em favor do BNDES e do BID, 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 de março de 2007 totalizava R$ 179 milhões.

A CEM cedeu os recebíveis decorrentes da geração e da comercialização provenientes da UHE Cana Brava em garantia de pagamento de seus empréstimos e financiamentos.

Lages Bioenergética

A Tractebel Energia 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 2007 totalizava R$ 37 milhões.

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 Co-geração Lages.

3. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório de Administração
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2005, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório de Administração
- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2004, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório de Administração
- Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2006, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório de Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

SUEZ

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DO EXERCÍCIO DE 2006

E

DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

DOS

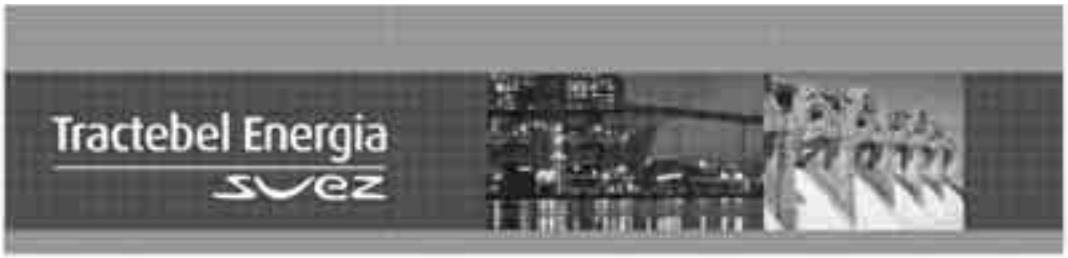
EXERCÍCIOS DE 2006 E DE 2005

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.

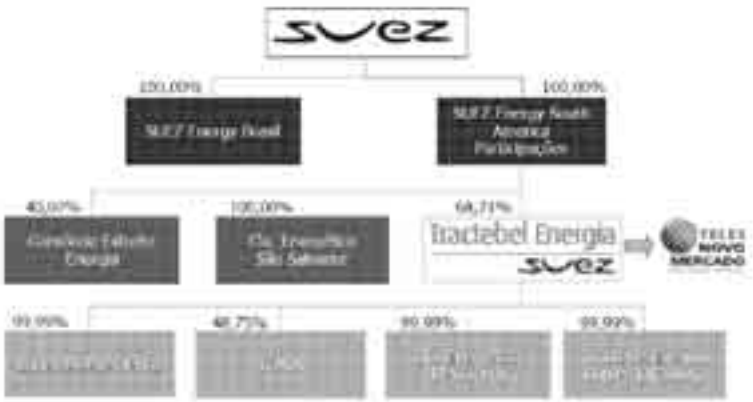
1.1 Controle Acionário

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.



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).

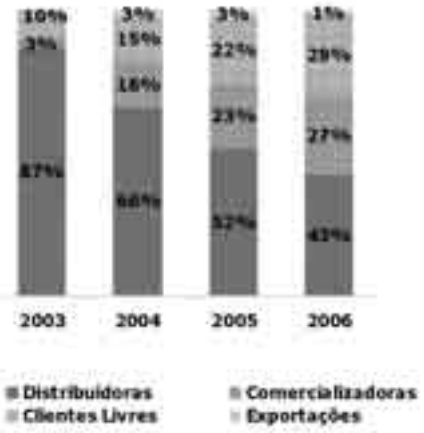
O patamar de disponibilidade, desconsiderando-se as paradas programadas, alcançado em 2006 foi de 98,4%, frente aos 97,2% verificados em 2005. Quando consideradas todas as paradas, a disponibilidade global foi elevada de 90,8% em 2005 para 93,5% em 2006, sendo 95,0% na geração hidrelétrica e 86,4% na 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.

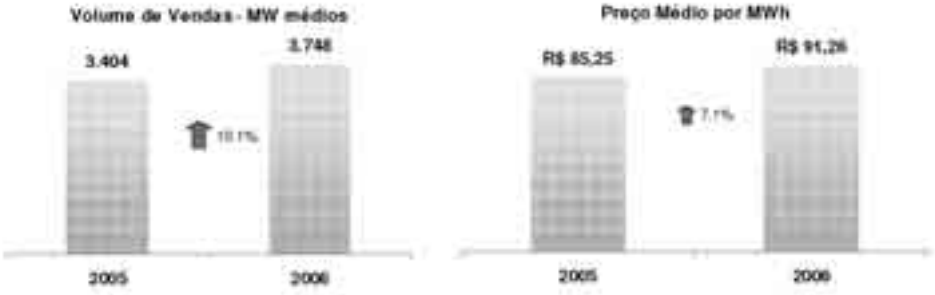
No decorrer do ano a Tractebel Energia adicionou ao seu portfólio de clientes empresas de primeira linha, como Aracruz Celulose, Cargill, John Deere, Kimberly Clark, Malwee Malhas, Michelin, Petroflex, Pirelli, Procter & Gamble, Schincariol, Schulz, Vega do Sul (do grupo Arcelor), Wetzel, Whirlpool, 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.

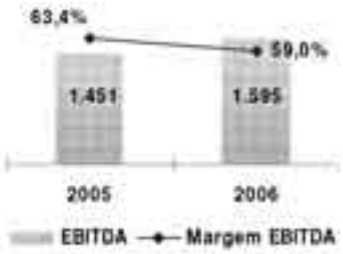
5.5 Ganho em ação judicial

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

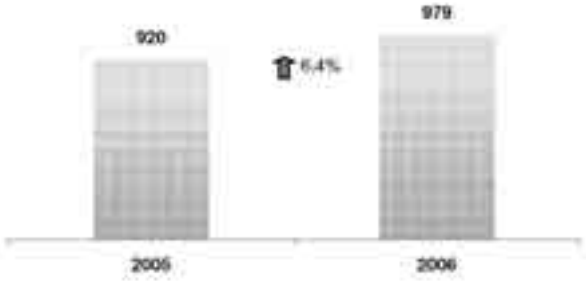
Receitas financeiras: redução de R$ 31 milhões, devido, basicamente, ao decréscimo da renda de aplicações financeiras causada pelo menor volume de recursos disponíveis para aplicação e às menores taxas de juros praticadas pelo mercado.

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

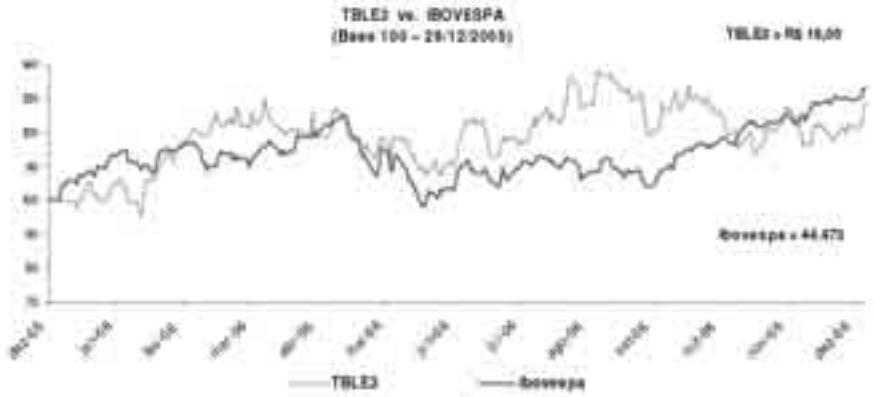
9.1 Ações

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	22.814	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	208.564	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	-
	1.149.668	**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	6.092	3.376	5.407	2.744
	(76.958)	**(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	1.389	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)	(348.325)
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)**	**(1.364.683)**
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	103.023	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)	11.455	(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	123.820	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 *stagte*	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 Itacaí	-	-	-	-	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 estoque	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	54.206
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	-	2.131	-
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
Detta 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	2	-	-	-	-	2
	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	2	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	(490.055)	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	53.261	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 circulante	Total	Total
	Encargos	Principal	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	-	-	-	**25.360**	**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	**22.837**	**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	**24.990**	**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 1 (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-empregos, 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	6.849	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	2.183	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 trumita 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

Mauricio 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, 456 - sl 1203
Florianópolis - SC - Brasil
88015-230

Tel.: +55 (48) 3225-3930
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 Poto Assis
Sócio contador
CRC RS-042463/O-5 "S" SC
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5 "S" SC

Claudio Henrique Damasceno Reis
Sócio - contador
CRC SC-024494/O-1
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/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, 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 Secretário

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

- Demonstrações Financeiras da Companhia relativas ao Exercício Social encerrado em 31 de dezembro de 2005, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório de Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia

SUEZ

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

Mauricio 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).



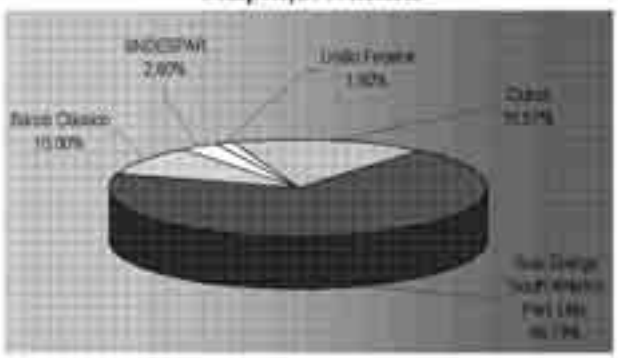
3

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.

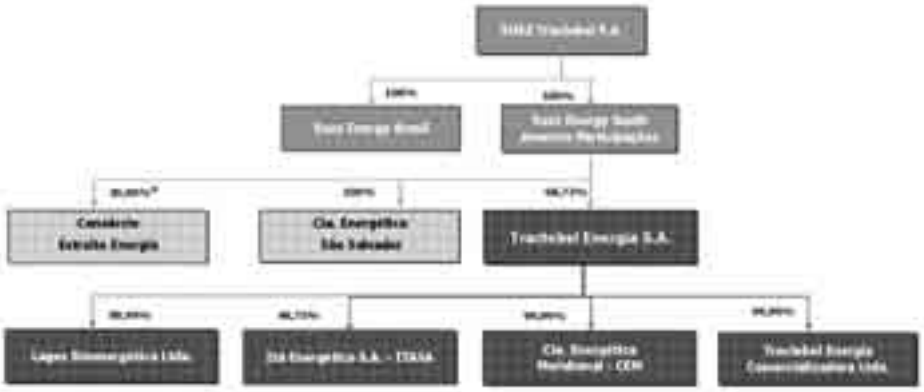
Em 31/12/05, o capital social da Companhia era de R$ 2.445,8 milhões, representado, após o grupamento e conversão referidos anteriormente, por 652.742.192 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

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.

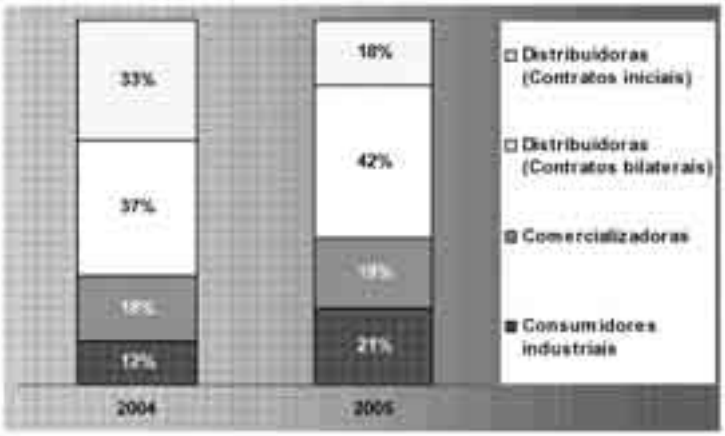
Clientes

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.

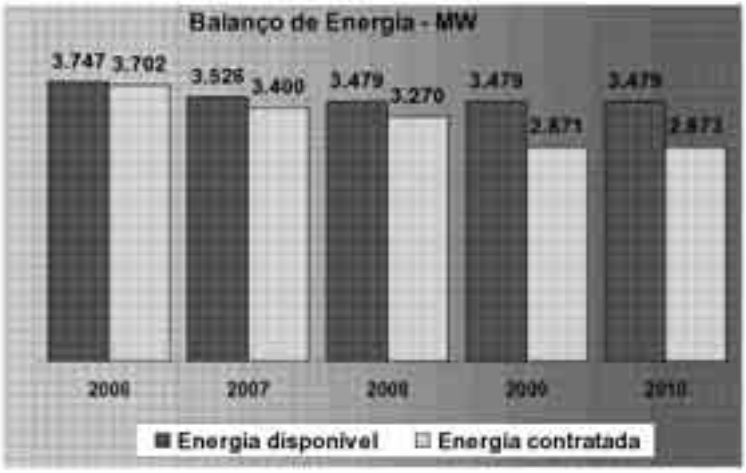
Produção

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.

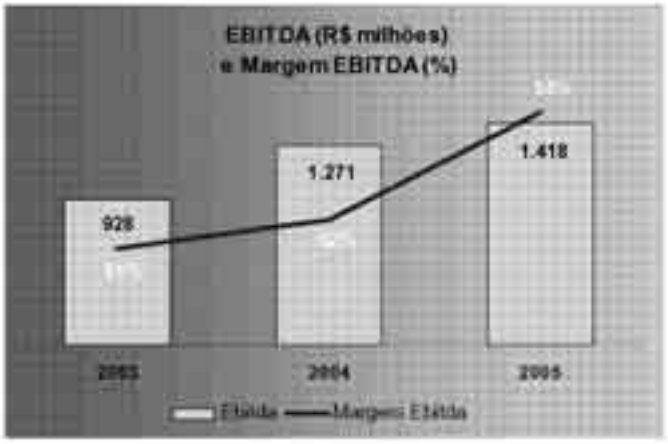
- **Custo com combustíveis para produção de energia elétrica**: o aumento de 0,8% nos custos com combustíveis reflete a combinação entre o aumento nos preços contratados e o menor consumo de carvão mineral em 2005, devido à redução de geração de energia destinada à exportação.
- **Encargos de uso da 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:

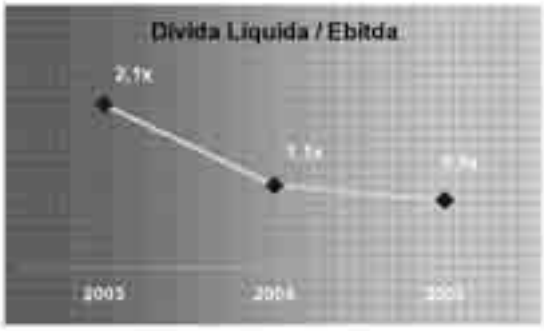
Posição dos empréstimos, financiamentos e debêntures

	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
1.894
1.059
935
1.524
499
1.025
2004
2005
Moeda nacional
Moeda estrangeira


Cronograma do vencimento da dívida
R$ milhões
174
101
160
149
97
35
99
29
163
21
222
21
156
141
2006
2007
2008
2009
2010
2011
Moeda Nacional
Moeda Estrangeira

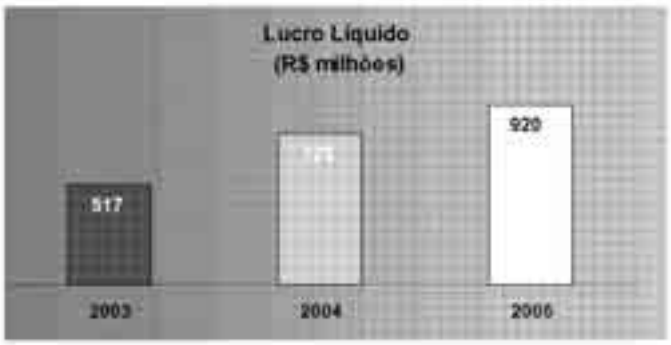

Evolução da dívida líquida
(R$ milhões)
1.957
1.244
2003
2004
2005


Dívida Líquida / Ebitda
2,1x
2005

11

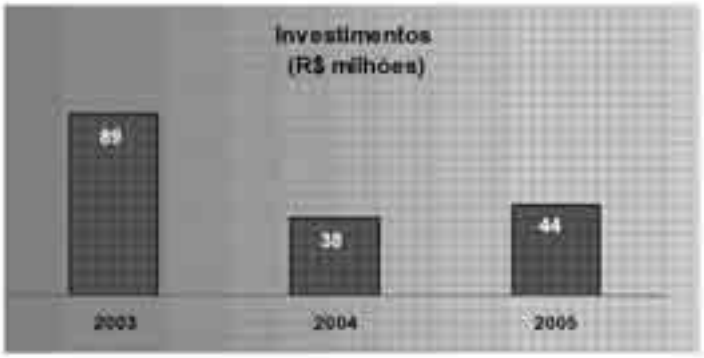
Lucro Líquido

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

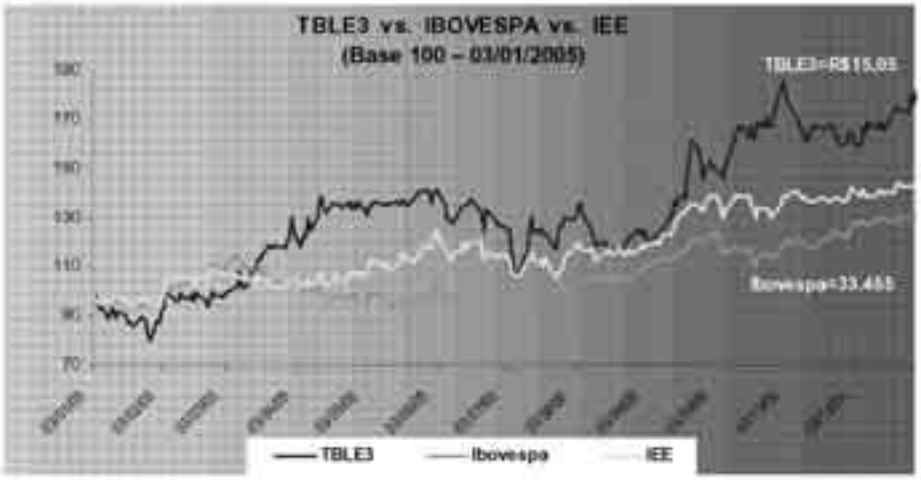
Listada na Bolsa de Valores de São Paulo desde maio de 1998, a Tractebel Energia S.A. ingressou no Novo Mercado da BOVESPA em 16 de novembro de 2005. A Tractebel Energia passou a integrar o Índice de Ações com Governança Corporativa Diferenciada (**IGC**), o Índice de Ações com Tag Along Diferenciado (**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)	(82.398)	-	-
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	926.365	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)	(384)
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)
Reagrupamento 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	155.620	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	41.408	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	8.115	-	-

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*	-	-	-	(13.668)
(-) 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)	-	(11.980)	(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	194.552	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	10.398
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	200
Provisão aquisição energia elétrica	-	-	-	-	499
Prejuízo fiscal	10.767	2.692	-	2.692	4.503
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:

Natureza dos ativos	Controladora								
	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	49.863	25.890	13.209	10.830	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	20.047	13.314	21.816	32.062	61.217	4.587	-	203.968
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**	**14.835**	**-**	**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**	**14.835**	**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 13° 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	294	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**

c) 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 inscrições 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 prevista 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	59.295
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	6.536	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	5.865
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	52	–	2.920	167	3.139	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	53.041
	889.599	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	CESI	Total	Total
Ativo								
Contas a receber	666	131	6.580	902	13.129	318	**21.694**	**16.931**
Passivo								
Fornecedores	-	36.578	9.831	1	-	-	**46.410**	**42.312**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	340.307	-	-	-	-	-	**340.307**	**432.054**
Resultado								
Receita operacional								
Suprimento de Energia	-	-	-	5.999	58.371	-	**64.330**	**12.100**
Receitas de serviços								
Administração	-	504	-	93	28	305	**1.100**	**794**
Operação e manutenção	-	1.699	9.620	1.352	-	-	**12.672**	**11.254**
Custo de Energia Elétrica e Serviços								
Compra energia	-	248.310	125.256	-	-	-	**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		
1° Leilão de Energia existente (2004)	01.01.2007 a 31.12.2014	701.280
2° Leilão de Energia existente (2005)	01.01.2008 a 31.12.2015	10.512.000
4° 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 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 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.

e) 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

Mauricio 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 Mimazzo
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

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 nessa 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 – 42.460/S - SC
BDO Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5 "S" SC

Tractebel Energia

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 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 2004, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório de Administração

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

Tractebel Energia

SUEZ

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO

DE 2004

E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

DOS

EXERCÍCIOS DE 2004 E DE 2003

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 – 2004

Senhores acionistas,

A Administração da Tractebel Energia S.A. tem a satisfação de apresentar o seu Relatório Anual da Administração e as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício de 2004, acompanhadas do parecer dos Auditores Independentes. Toda a documentação relativa às contas apresentadas está à disposição dos senhores acionistas, a quem a Diretoria Executiva sentir-se-á honrada em prestar os esclarecimentos adicionais, se necessários.

Diretoria Executiva em 31/12/2004

Manoel Arlindo Zaroni Torres - Diretor Presidente
Marco Antônio Amaral Sureck – Diretor de Planejamento e Controle
Marc Verstraete - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores
Mirosl Makiolke Wolowski - Diretor de Comercialização e Negócios e Diretor de Implantação de Projetos
José Carlos Cauduro Minuzzo - Diretor de Produção de Energia
Luciano Flávio Andriani - Diretor Administrativo

Conselho de Administração em 31/12/2004

Mauricio Stolle Bähr - Presidente
Jan Franciscus Maria Flachet - Vice-Presidente
Victor-Frank de Paula Rosa Paranhos
Manoel Arlindo Zaroni Torres
Dirk Becuwsaert
Nicolas Alain Marie Tissot
Luiz Antônio Barbosa

Mensagem da Administração

Os eventos que marcaram a trajetória da Tractebel Energia no exercício de 2004 propiciaram um balanço anual essencialmente positivo, com bons resultados financeiros, decorrentes da expansão nas vendas de energia elétrica, da substituição de contratos de venda de energia por novos em melhores condições, de uma situação cambial favorável e de um desempenho operacional eficiente.

Os expressivos investimentos realizados na ampliação do parque gerador da Companhia nos últimos seis anos elevaram sua capacidade de fornecimento de energia elétrica de 3.719 MW para 6.202 MW, um crescimento de 67%. Somente no exercício de 2004 o aumento do volume de energia vendido cresceu 17%, alcançando os 28.419 GWh. Ao longo do ano, iniciativas como o Programa de Relacionamento com o Cliente, as visitas ao parque gerador da Empresa e as participações em feiras, congressos e encontros ajudaram a impulsionar as vendas, tornando os produtos e serviços da Tractebel Energia mais conhecidos. Como resultado, a carteira de clientes livres, que somava 43 unidades industriais ao final de 2003, saltou para 65 unidades ao longo de 2004, com 700MW contratados. Adotando uma política de marketing inovadora, a Tractebel Energia tornou-se uma referência no mercado de energia elétrica, destacando-se pelo seu elevado nível de contratação, e atingindo uma receita de venda de energia de R$ 2.271 milhões, correspondente a um aumento de 38% em relação ao exercício de 2003.

Também contribuíram com esse bom resultado financeiro a valorização do Real em relação ao Dólar, que reduziu em moeda nacional a dívida externa da Companhia, o resultado positivo das empresas subsidiárias, a correta seleção dos projetos realizados e o sucesso do programa de redução de despesas adotado no exercício.

Em seu conjunto, esses fatores permitiram que o lucro líquido do exercício, de R$ 775 milhões, represente um crescimento de 49,9% em relação ao obtido no ano anterior.

A manutenção das excelentes condições do parque gerador da Companhia, através de um criterioso programa de manutenção, que no exercício de 2004 representou um custo operacional de R$ 63 milhões e investimentos da ordem de R$ 28 milhões, resultou em ótimos índices de disponibilidade e confiabilidade em todas as unidades.

Diversos aprimoramentos nos processos operacionais e de gestão foram realizados no exercício, sempre considerando os conceitos de responsabilidade social e de transparência de gestão. Ilustram esta prática a obtenção das certificações ISO 9.001 e ISO 14.001 para sete usinas, simultaneamente, a existência de uma equipe de colaboradores qualificada e identificada com os projetos da Empresa, e a sinergia obtida através de maior integração com o controlador da Companhia, o Grupo SUEZ.

O Exercício de 2004 foi também o ano de aprovação, pelo Congresso Nacional, de um novo marco regulatório para o setor elétrico. O novo modelo encontra-se agora em fase de implantação, principalmente através dos leilões que passam a concentrar a maior parcela de contratação de energia elétrica do País.

Por todos esses fatos acreditamos que o futuro da Tractebel Energia é promissor. A qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia é um desafio importante para a economia brasileira, e estamos prontos para participar com projetos que respondam a esse desafio. Entretanto, ainda é preciso buscar uma solução definitiva para o problema de competitividade das novas usinas, que foram licitadas conforme as regras do modelo anterior, que previa como critério de seleção o maior pagamento pelo uso de bem público, com as que serão licitadas no novo modelo, cujo critério de seleção será a menor tarifa oferecida para o empreendimento. Temos convicção de que o amadurecimento de um ambiente regulatório adequado e estável será capaz de criar as condições para a ampliação de nossas atividades no País, com eficiência, competitividade e inovação.

Com base nesta premissa o Grupo SUEZ mantém seu plano de expansão no setor elétrico brasileiro e iniciou, em outubro, a elaboração do Projeto Básico Ambiental para a construção da Hidrelétrica São Salvador (241 MW), já com a Licença Ambiental Prévia (LP) concedida pelo Ibama. É um fato importante, pois permite que essa energia seja ofertada nos leilões a serem realizados ainda em 2005, conforme as regras do novo modelo. Adicionalmente, o Grupo SUEZ possui ainda uma participação de 30% no consórcio para desenvolvimento da futura usina de Estreito (1.087 MW), desempenhando o papel de líder no consórcio.

O volume de investimentos que a SUEZ mantém no Brasil torna os resultados aqui obtidos muito importantes para o Grupo, e cria uma forte expectativa de novos empreendimentos nos próximos anos. Cabe

lembrar que o ano de 2005 é o ano do Brasil na França, país sede da SUEZ, e uma série de eventos serão realizados com objetivo de fortalecer os laços de amizade entre os seus povos. O Grupo terá participação relevante no apoio a estes eventos, contribuindo para o fortalecimento da imagem do Brasil como uma grande nação.

Em sua curta trajetória de seis anos, a Tractebel Energia articulou seus projetos, decisões e ações em torno de uma clara diretriz de garantir a sustentabilidade de seu negócio. Aí estão consideradas tanto a solidez financeira e a eficiência operacional quanto a transparência e a responsabilidade diante de todos os públicos que possuem interesses na Empresa, numa perspectiva comprometida com as gerações futuras. Sabemos que, no longo prazo, nossos negócios dependem de todos esses aspectos.

Agradecemos a confiança de nossos acionistas, clientes, parceiros, fornecedores e colaboradores, bem como aos órgãos públicos e às comunidades que recebem nossos empreendimentos. É essa confiança que nos estimula a buscar resultados melhores, com base nos valores fundamentais de nosso grupo: profissionalismo, criação de valor, cooperação, espírito de equipe, cuidado com o meio ambiente e ética na condução dos negócios.

Mauricio Stolle Bähr

Presidente do Conselho de Administração

PERFIL EMPRESARIAL

Apresentação da Empresa

A Tractebel Energia S.A., com sede na cidade de Florianópolis – SC, é a maior geradora privada de energia elétrica do País. Possui um parque gerador com 13 usinas hidrelétricas e termelétricas instaladas no Rio Grande do Sul, em Santa Catarina, no Paraná, no Mato Grosso do Sul e em Goiás, com uma capacidade de fornecimento de 6.202 MW. No exercício de 2004, a Companhia gerou 30.721 GWhora, o que correspondeu a 8 % da geração total de energia elétrica do Brasil no mesmo período. Seu quadro de pessoal em dezembro de 2004 era de 849 colaboradores.

A Empresa tem como maiores clientes empresas concessionárias de distribuição de energia. Desde 1999, no entanto, estabeleceu como importante estratégia de negócios a inclusão de outras distribuidoras e comercializadoras e de consumidores industriais livres em sua carteira de clientes, com vendas efetuadas a 65 unidades industriais em 11 estados brasileiros, num dos melhores níveis de contratação do setor.

Companhia de capital aberto, com ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa), a Tractebel Energia é controlada (78,3%) pela Tractebel EGI South America Ltda, que em março de 2005 passou a chamar-se SUEZ ENERGY South America Ltda, pertencente ao Grupo SUEZ.

Controlador

SUEZ é um grupo internacional, industrial e de serviços, com origem na França e na Bélgica, que atua no desenvolvimento sustentável, oferecendo para empresas, comunidades e indivíduos soluções inovadoras nos setores de Energia e Meio Ambiente.

No setor de eletricidade e gás, o know-how da SUEZ abrange toda a cadeia de valor energética, do fornecimento aos serviços associados (exceto a exploração e produção de gás). Tal diversidade permite que suas filiais ofereçam um leque de soluções, estando aptas a atender aos vários imperativos com que todo grupo industrial, empresa ou coletividade se confronta no cotidiano.

Atualmente possui 172.300 colaboradores e está presente em mais de 100 países. No setor de energia, é o primeiro fornecedor em serviços de energia na Europa, o primeiro importador de gás liquefeito nos Estados Unidos 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.

Sua missão é "fornecer o essencial à vida".

Histórico da Companhia

Em 15 de setembro de 2004 completaram-se seis anos desde a realização do leilão do controle acionário da estatal Gerasul e a sua aquisição pela SUEZ EGI South America Ltda, na época denominada Tractebel Sul Ltda. Foi um período de ambientes desafiadores, incluindo um racionamento de energia elétrica, com reduções expressivas nos índices de consumo que ainda não se reverteram completamente e um processo de reestruturação do modelo setorial de energia.

Foi também um período de evolução e consolidação para a Tractebel Energia, que investiu mais de R$ 2,5 bilhões na expansão e ampliação da confiabilidade de suas usinas. Por conseqüência, sua capacidade de geração de energia elétrica saltou de 3.719 MW para 6.202 MW, um crescimento de 66,7%. Paralelamente, verificou-se um aumento de 74,38% 74% na energia assegurada, de 2.143 MW-médios para 3.737 MW-médios, com uma atuação destacada na venda direta de energia elétrica a consumidores livres, com 700 MW-médios contratados junto a clientes industriais.

A Companhia desenvolveu uma política de atuação que alia solidez nos negócios, construção de um impacto positivo sobre as pessoas envolvidas ou atingidas pelos seus empreendimentos e responsabilidade ambiental. Possui licença ambiental atualizada para todos os seus empreendimentos e inaugurou, ao final de 2003, a sua primeira usina a utilizar biomassa como matéria-prima, a Unidade de Co-Geração Lages, aprovada pelo Banco Mundial como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL).

Em 2004, deu um passo importante no seu compromisso com a qualidade e a sustentabilidade de seu negócio, ao alcançar as certificações ISO 9.001 e ISO 14.001.

Linha do tempo

1998/setembro – Aquisição da estatal Gerasul, com capacidade instalada para gerar 3.719 MW.

2000/julho – Iniciam as operações da UHE Itá.

2000 – Assinatura do 1º contrato de venda direta a um consumidor final.

2001/junho – Iniciam as operações da UTE William Arjona, usando gás natural.

2002/fevereiro – A Empresa assume a marca de sua controladora e passa a se chamar Tractebel Energia S.A.

2002/fevereiro – Iniciam as operações da UHE Machadinho.

2002/maio – Inauguração da UHE Cana Brava, 1ª iniciativa de geração fora das regiões hidrográficas situadas no sul do País.

2002/agosto – A Empresa realiza o 1º leilão de venda de energia elétrica do País, na Bovespa.

A partir de 2002 – Amplia suas fronteiras de comercialização de energia, com negócios fechados com distribuidoras de outras regiões do País e com consumidores livres.

A partir de 2003 – Consolidação da Companhia no mercado livre de venda de energia elétrica.

2003/dezembro – Inicia a operação comercial da Unidade de Co-Geração Lages, 1ª usina movida a biomassa em SC.

2003 – Completam-se R$ 2,5 bilhões investidos na expansão do parque gerador, cuja capacidade instalada salta para 6.202 MW.

2004 – Atinge a marca 700 MW médios vendidos diretamente a grandes consumidores industriais.

2004/outubro – Sete das 13 usinas da Empresa recebem a certificação ISO 9.001 e ISO 14.001, do Bureau Veritas Quality International (BVQI).

Princípios e valores

A Companhia possui um código de ética, um código ambiental e um conjunto de valores que permeiam todas as suas iniciativas e todas as ações de seus colaboradores, como base para um projeto de sustentabilidade empresarial. Os compromissos e valores são sistematicamente difundidos e os empregados de todos os níveis recebem orientação e treinamento regular para a sua adoção, que é avaliada e verificada periodicamente.

Os princípios e valores são compartilhados por todas as empresas do Grupo SUEZ e, no caso dos códigos de ética e de meio ambiente, adaptados ao contexto local. Os seis valores centrais, válidos uniformemente para toda a corporação, são:

► profissionalismo

► cooperação

► espírito de equipe

► criação de valor

► respeito ao meio ambiente

► ética

Governança corporativa

O Conselho de Administração da Tractebel Energia é composto de sete membros, com um Presidente e um Vice-Presidente, escolhidos pelos acionistas em Assembléia Geral Ordinária a partir da análise dos currículos dos indicados. A Diretoria Executiva da Companhia também é composta por sete membros, eleitos por critérios curriculares pelo Conselho de Administração. Os mandatos, tanto no Conselho quanto na Diretoria, são de três anos e é permitida a reeleição.

Para ampliar a transparência de seus relatórios financeiros e divulgações, a Companhia deu início em 2004 ao processo de adequação da sua estrutura de controle interno às regras da Lei Sarbanes-Oxley, que definem os critérios de divulgação e emissão de relatórios financeiros. Algumas práticas de controle estão sendo reforçadas e outras implementadas, a fim de aprimorar as conferências internas e aumentar a responsabilidade dos executivos pela eficiência das operações, pela confiabilidade dos relatórios e pelo cumprimento das leis e regulamentos aplicáveis.

Diálogo e transparência

As informações sobre os aspectos sócio-ambientais e econômico-financeiros das atividades da Companhia são auditadas por empresas especializadas e divulgadas em seu sítio na internet. Paralelamente, a Companhia mantém uma estrutura de comitês, conselhos e responsáveis formais pelas questões éticas, as quais são também abordadas em pesquisas de clima organizacional.

Publicações regulares como o Relatório Anual da Administração, acrescido do Balanço Social, o jornal Boas Novas, destinado aos públicos externo e interno, e boletins e informações em meio eletrônico destinadas ao público interno possibilitam a divulgação permanente e confiável das informações corporativas.

DESEMPENHO NOS NEGÓCIOS

2004 – Aposta na sustentabilidade

A Tractebel Energia 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. Após um período de expansão intensa nos seus ativos de geração de energia elétrica e do ingresso ágil e efetivo nas negociações do mercado livre de energia (1998-2003), a Companhia obteve a certificação de quatro usinas hidráulicas e três térmicas nos critérios das normas ISO 9.001 e ISO 14.001, concomitantemente.

As usinas hidrelétricas Itá, Passo Fundo, Santo Santiago e Salto Osório e as três unidades termelétricas do Complexo Jorge Lacerda receberam as certificações, emitidas pelo Bureau Veritas Quality International (BVQI), organismo certificador reconhecido mundialmente. O conjunto de normas se referem, cada qual, à excelência operacional das usinas e à qualidade da gestão ambiental nelas conduzida. Em 2003, a Companhia já havia recebido a certificação ISO 9.001 para as atividades de manutenção do seu parque gerador.

Com isso, a Tractebel Energia define seu perfil como empresa capaz de identificar e administrar os impactos de seus empreendimentos, com melhorias operacionais e qualidade nos serviços associadas à gestão e minimização dos custos ambientais. São características que atendem aos princípios e diretrizes corporativos do Grupo SUEZ, controlador da Tractebel Energia, e que tornam a Companhia mais competitiva no mercado global, cada vez mais seletivo e exigente nos quesitos sócio-ambientais.

A inclusão do processo de certificação das usinas entre os objetivos empresariais ocorreu em 2002 e, ao longo de 2005 e 2006, o Sistema de Gestão da Qualidade e Meio Ambiente será implantado nas usinas hidrelétricas Machadinho e Cana Brava, nas termelétricas Charqueadas, Alegrete e William Arjona e na Unidade de Co-Geração Lages, completando o processo em todo seu parque gerador.

A redução de custos também foi uma preocupação constante em 2004, e os esforços empreendidos levaram ao reembolso integral das despesas com combustíveis, primários e secundários, das usinas termelétricas que utilizam carvão mineral nacional.

Atuação frente às novas regras

Se 2003 foi o ano das discussões técnicas em torno da reformulação do modelo setorial elétrico do País, que envolviam o Ministério das Minas e Energia (MME) e os agentes do setor, 2004 foi o ano do início do funcionamento desse novo modelo. Já ao final de 2003 editou-se a Medida Provisória nº 144, definindo os novos princípios básicos de comercialização de energia, que foi aprovada pelo Congresso Nacional em 15 de março de 2004, sob a forma da Lei nº 10.848. Alguns meses depois, em 30 de julho, foi editado o Decreto nº 5.163.

O marco regulatório atual apresenta mudanças significativas em relação ao anterior, tais como:

I - a licitação de venda de energia segmentada em geração nova e existente;

II - a introdução de um mecanismo de contratação multilateral, em que cada gerador contrata energia com todos os distribuidores;

III - o fim do auto-suprimento direto entre empresas coligadas; e

IV - a obrigatoriedade da contratação de 100% do mercado consumidor.

O pilar básico do novo modelo é a compra de energia pelas distribuidoras por meio de leilão. O primeiro leilão para energia existente foi realizado em dezembro de 2004 e negociou cerca de R$ 74,7 bilhões em contratos reajustados pelo IPCA, com oito anos de suprimento e início em 2005, 2006 e 2007. Em função do excesso temporário de energia no mercado, os preços dos contratos ficaram abaixo das expectativas, o que levou a Tractebel Energia a priorizar negociar sua energia nos leilões de energia nova do ano de 2005 e para consumidores livres.

Também houve mudança na forma com que serão leiloadas as concessões para a construção de novas usinas hidrelétricas, que deixou de considerar o maior valor a ser pago pela Utilização de Bem Público – UBP, para a menor tarifa de venda de energia.

Crescem os níveis de contratação

Mesmo com a redução de 25% dos Contratos Iniciais, o volume de energia vendido em 2004 pela Companhia foi de 28.419 GWh, um aumento de 17% em relação aos 24.327 GWh vendidos em 2003. A expansão é resultante da contratação de energia livre diretamente com outros agentes do setor elétrico, como distribuidoras, comercializadoras e clientes industriais.

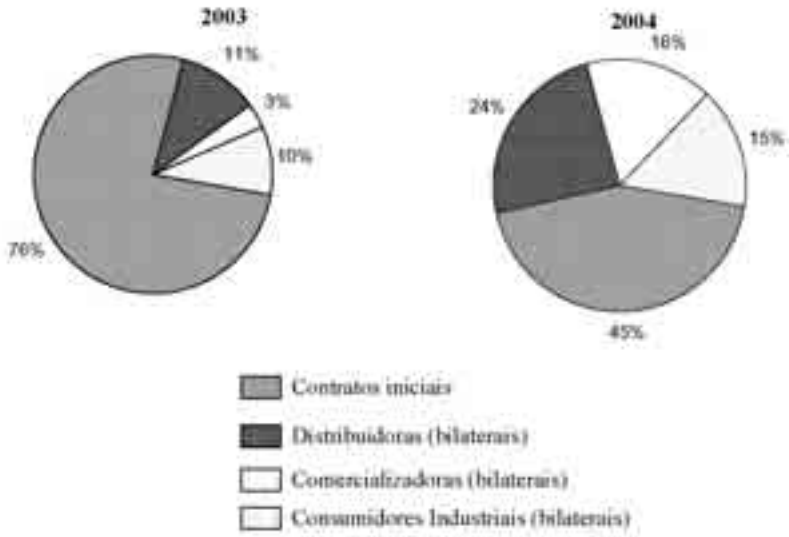
O volume contratado bilateralmente com empresas distribuidoras evoluiu de 2.630 GWh em 2003 para 6.948 GWh em 2004. Com as comercializadoras, o volume saltou de 819 GWh em 2003 para 4.682 GWh em 2004. E junto aos consumidores industriais, segmento onde a Tractebel Energia se destaca, o salto foi de 2.317 GWh em 2003 para 4.406 GWh em 2004.

Para o ano de 2005, a Tractebel Energia já tem contratados, além dos 6.193 GWh dos Contratos Iniciais, 9.663 GWh em contratos bilaterais com distribuidoras, 7.099 GWh com comercializadoras e 4.514 GWh com consumidores industriais, totalizando 27.469 GWh.

No segundo semestre de 2004, foram realizados os primeiros contratos de compra e venda de energia em operações de curto prazo pela Tractebel Energia Comercializadora, empresa controlada recém-criada para esse fim. Em 2005, a comercializadora dará continuidade a operações de médio e longo prazo junto aos consumidores livres. Além de contar com todos os diferenciais oferecidos pela Tractebel Energia, a nova empresa poderá aceitar também créditos de ICMS como pagamento de fatura de energia, criando maior facilidade para os clientes. O total de energia vendida para consumidores industriais pela Tractebel Energia Comercializadora em 2004 somou 1.345 GWh.

Ainda em 2004, a Tractebel Energia venceu a licitação para exportar 500MW para a Argentina, no trimestre de junho a agosto.

Distribuição da energia contratada



Geração de negócios

Um dos elementos centrais para que a Companhia atingisse seu nível de contratação foi a estratégia adotada para as vendas aos consumidores livres. Ao final de 2004, a Tractebel Energia contabilizava um aumento significativo das vendas junto a esse segmento, com uma carteira de 65 clientes livres.

O desafio de aumentar a carteira de consumidores livres permanece como meta para os próximos anos. 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, com contratos sob medida. Um dos serviços prestados no âmbito dessa política é a auditoria energética para clientes selecionados, que visa ganhos de eficiência na utilização de energia elétrica.

Implantação de Sistema de Informações para suporte as decisões

Foi implantado um Sistema de Comercialização e Negócios (SCN), que facilita o gerenciamento do processo de registro e coleta de informações relacionadas ao processo de comercialização de energia e ao desenvolvimento de projetos. O SCN funciona como um banco de dados descentralizado, onde as informações disponíveis em cada área envolvida são reunidas, de modo a serem posteriormente compartilhadas e utilizadas para fins de análise e decisões estratégicas.

Clientes orientam planos de ação

O Programa de Relacionamento com Clientes, um conjunto de ações direcionadas ao conhecimento do cliente e de suas necessidades, foi uma das inovações de 2004. Ao longo do ano, foram realizadas entrevistas com clientes industriais e as respostas serviram de base para a elaboração dos planos de ação, que possibilitaram melhorias no processo de atendimento.

O processo de integração com os consumidores foi ampliado com a visita de representantes de 18 clientes industriais à Unidade de Co-Geração Lages. A visita serviu também para divulgar o empreendimento que melhor caracteriza a preocupação da Companhia com o desenvolvimento sustentável.

Participação em eventos setoriais

A Tractebel Energia reuniu seus clientes em novembro de 2004 para o workshop Setor Elétrico – Contratação no Mercado Livre, durante o encontro que promoveu na cidade de São Paulo. A iniciativa teve como objetivo informar os consumidores industriais sobre as novas regras do setor.

A Empresa também participou de outros eventos envolvendo os principais agentes do mercado de energia elétrica, tais como o II Fórum Europeu, ao qual compareceu junto com as demais empresas do Grupo SUEZ no Brasil, e o 5° Encontro de Negócios de Energia, promovido pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp).

DESEMPENHO OPERACIONAL

Produção em 2004

A produção total de energia elétrica da Tractebel Energia em 2004 foi de 30.720,78 GWh. Esta geração superou em 13% os volumes obtidos no ano anterior. Nas usinas hidrelétricas, a produção total de energia foi 11% maior que a de 2003. Nas usinas termelétricas, que operaram principalmente para atendimento elétrico da região leste de SC, atendimento ao consumo de carvão determinado pela ANEEL, e exportação de energia para a Argentina, a produção de energia em 2004 foi 23% superior aquela obtida em 2003.

A geração da Tractebel Energia representou 8,0 % de toda energia requerida pelo sistema elétrico interligado do país em 2004, e correspondeu a 46 % do consumo dos estados da região Sul.

Parque gerador da Tractebel Energia

Unidade de produção	Tipo	localização	capacidade nominal (MW)	geração total em 2004 (MWh) (*)
Salto Santiago	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.420	6.954.097,96
Salto Osório	Hidrelétrica	Rio Iguaçu (PR)	1.078	4.815.815,78
Passo Fundo	Hidrelétrica	Rio Passo Fundo (RS)	226	713.769,776
Itá	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	1.090,4 (#)	6.112.659,92
Machadinho	Hidrelétrica	Rio Uruguai (SC e RS)	382,5 (#)	4.442.518,52
Cana Brava	Hidrelétrica	Rio Tocantins (GO)	450	2.241.830,79
Total hidrelétricas			**4.646,9**	**25.280.692,75**
Complexo Jorge Lacerda	Termelétrica	Capivari de Baixo (SC)	857	4.514.281,68
Charqueadas	Termelétrica	Charqueadas (RS)	72	277.224,17
Alegrete	Termelétrica	Alegrete (RS)	66	0,00
William Arjona	Termelétrica	Campo Grande (MS)	190	635.209,81
Lages	Termelétrica	Lages (SC)	28	13.352,27
Total termeletricas			**1.213,0**	**5.440.067,93**
Total Tractebel Energia			**5.859,9 (*)**	**30.720.760,68**

(#) A capacidade instalada das usinas de Itá e Machadinho é 1.450 MW e 1.140 MW, respectivamente. Os valores apresentados na tabela correspondem à parte efetivamente pertencente a Tractebel Energia.
(*) A capacidade de fornecimento de energia elétrica, incluindo os contratos para compra de longo prazo (CIEN e ITASA), é de 6.201,73 MW.

Confiabilidade e desempenho

O programa anual de manutenção e revitalização das usinas corresponde às exigências do setor em termos de confiabilidade e desempenho, e absorveu investimentos da ordem de R$ 28 milhões em 2004.

A Companhia iniciou no exercício a execução de um projeto de revitalização da Usina Hidrelétrica Salto Osório, com investimento previsto de R$ 39,3 milhões, que contempla a reforma geral dos grupos geradores 1 a 4 e a reforma parcial dos grupos 5 e 6, num prazo de 50 meses. Em 2004, foi efetuada a reforma parcial do gerador 5 e começada a implantação do controle remoto das comportas do vertedouro e de um circuito fechado de TV.

No Complexo Termelétrico Jorge Lacerda foram revisadas a Unidade 5 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda B e a unidade 1 da Usina Termelétrica Jorge Lacerda A, com a aplicação de R$ 4,2 milhões.

Também foi concluída a reforma dos transformadores da Usina Hidrelétrica Passo Fundo e substituído o sistema de proteção do gerador 2 da Usina Hidrelétrica Salto Santiago.

O sistema digital de telemedição e supervisão das usinas e do fornecimento aos consumidores livres foi ampliado, o que permitiu um controle mais eficiente dos parâmetros operacionais e o monitoramento da qualidade da energia entregue.

Conclusão da Unidade de Co-Geração Lages

Na Unidade de Co-Geração Lages, cuja operação comercial iniciou em dezembro de 2003, ficaram prontos o sistema de fornecimento de vapor aos clientes e as obras complementares. Primeira usina movida a biomassa de Santa Catarina, a maior da iniciativa privada no Brasil, a unidade tem 28 MW de potência instalada e capacidade de fornecimento de 25 t/h de vapor.

Por utilizar os resíduos de madeireiras da região como combustível, o sistema de operação da unidade foi aprovado pelo Banco Mundial como Mecanismo de Desenvolvimento Limpo (MDL), de acordo com o protocolo de Kyoto. Foi construída com investimentos de R$ 80 milhões, dos quais R$ 31 milhões de recursos próprios e R$ 49 milhões financiados pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), repassados pelo Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE).

Pesquisa e Desenvolvimento

A Tractebel Energia investe 0,25 % de sua receita líquida anual no Programa Anual de Pesquisa e Desenvolvimento, que favorece diversas instituições de pesquisa no Brasil, especialmente universidades, fundações e centros de pesquisa localizados nas áreas de atuação da Companhia, de modo a promover a interação das usinas e escritórios com a comunidade científica. Os projetos contemplam as áreas de meio ambiente, desenvolvimento tecnológico dos processos de geração de energia, eficiência de usinas e fontes renováveis de energia.

De 1999 a 2004, em cumprimento à Lei nº 9.991, sob fiscalização da ANEEL, a Tractebel Energia investiu mais de R$ 12 milhões em 76 projetos de pesquisa e desenvolvimento. Outros R$ 3 milhões foram destinados a projetos de pesquisa ambiental nas usinas hidrelétricas.

A ANNEL aprovou 15 projetos do programa de P&D da Companhia de 2004, no valor de R$ 1,82 milhão, dos quais aproximadamente 70% se destinaram à área de meio ambiente. Outros R$ 1,82 milhão foram depositados no Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico, administrado pelo FINEP/Ministério da Ciência e Tecnologia, totalizando, somente em 2004, a aplicação de R$ 3,64 milhões em pesquisa.

Tecnologia da Informação

A Tractebel Energia tem um parque de Tecnologia da Informação com 44 servidores e 650 PCs, distribuídos em sua Sede, nas unidades de produção de energia e no Escritório que mantém 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 2004 o custo operacional de TI foi de 0,33% do faturamento total da Empresa.

Entre os avanços realizados no ano de 2004 merecem menção: (1) a implantação do Sistema de Comercialização e Negócios (SCN), que permite que as áreas de negócios da Companhia registrem os contatos e acompanhem as negociações com os clientes; (2) a revisão do Sistema de Custos (SCG), que aprimora o rateio e a identificação de custos das unidades; (3) a implantação do Portal Tractebel Energia e de seu novo sítio na internet, que aprimora a comunicação interna e possibilita o acesso às informações de medição de energia e qualidade aos clientes; (4) a integração do Sistema de Informações Hidrometeorológicas (SIH) ao Sistema de Acompanhamento de Usinas (SAU), que facilita a utilização das informações do sistema; (5) a implantação do módulo de calibração de instrumentos em sistema de acompanhamento de manutenções (Sistema Maximo), que aumenta a confiabilidade das manutenções e atende a quesito da norma ISO 9001; (6) a integração dos sistemas da Companhia com o Sistema Topaz, de seu controlador; e (7) a definição e documentação dos diversos procedimentos ligados à Tecnologia da Informação, para compatibilizar o ambiente computacional da Tractebel Energia ao modelo de segurança de informações estabelecido pelo Grupo SUEZ, através do Information System Security Forum (ISSF).

DESEMPENHO FINANCEIRO

Ambiente econômico

No cenário internacional, as eleições nos Estados Unidos confirmaram as expectativas com o segundo mandato de George W. Bush. O Federal Reserve, banco central norte-americano, adotou uma política de aumento moderado da taxa de juros, que fechou o ano em 2,25% a.a.

Ao alcançarem patamares históricos em outubro, recuando em seguida, os preços internacionais do petróleo constituíram um importante fator para a alta dos preços nos mercados externo e interno.

A balança comercial brasileira apresentou saldo recorde de US$ 33,7 bilhões, resultado 35,69% superior ao de 2003. O risco Brasil atingiu os 360 pontos-base ao final do ano, menor nível desde 1997. A inflação medida pelo IPCA fechou o ano em 7,6% a.a. e ultrapassou em 2,1 pontos percentuais a meta estabelecida pelo Banco Central, que era de 5,5%; permaneceu, contudo, dentro da margem de tolerância de 2,5 pontos percentuais. A taxa de juros básica da economia (Selic) atingiu os 17,75% a.a. em dezembro, tendo iniciado o ano em 16,5% a.a.

O Real acumulou, em 2004, uma variação positiva de 8,13% em relação ao Dólar, passando de R$ 2,8892/US$ em 31 de dezembro de 2003 para R$ 2,6544/US$ em 31 de dezembro de 2004.

A atividade econômica se manteve em ritmo de recuperação, com crescimento estimado de 5,1% do Produto Interno Bruto (PIB). Pela primeira vez desde 1950, o PIB cresceu mais de 4% a.a., com inflação abaixo de 10% e com superávit comercial (*Folha Dinheiro*, 1 jan. 2005.)

Resultado do Exercício

A Companhia apurou em 2004 um lucro líquido de R$ 775,2 milhões, resultado 49,9% superior aos R$ 517,2 milhões apurados no exercício imediatamente anterior. A receita de energia no período de janeiro a dezembro de 2004 teve um crescimento de 38,4%, através da redução dos Contratos Iniciais em mais 25,0%, e com a venda dessa energia em contratos bilaterais para distribuidoras, comercializadoras e consumidores livres, com melhores preços, e exportação de energia para a Argentina e Uruguai. Os contratos foram corrigidos pelo IGPM, o que aumentou a receita na mesma proporção. O efeito cambial, com a valorização do real, impulsionou o resultado em R$ 35,2 milhões. O Programa de Redução de Custos implantado na companhia atingiu seu objetivo, permitindo um aumento de resultado, através de redução de custos. O Resultado de Equivalência Patrimonial, onde as controladas da Tractebel Energia como CEM, Itasa e Lages Bioenergética contribuíram, juntas, com R$ 82,4 milhões no resultado da Companhia.

Principais indicadores (R$ mil)

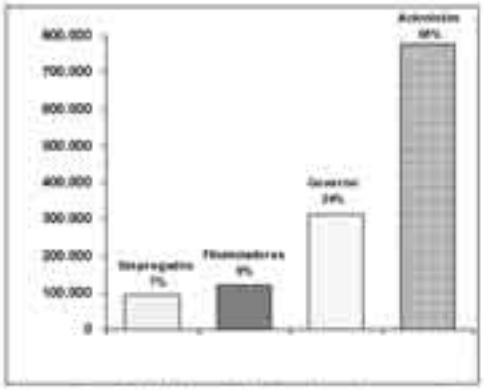
Indicadores	2004	2003	%
Receitas operacionais líquidas	2.395.449	1.782.064	34,42
Lucro bruto	1.092.224	702.339	55,51
Margem Bruta	45,60%	39,41%	6,19 p.p.
Lajida (Ebitda)	1.070.883[1]	772.967[1]	38,54
Resultado do serviço	813.431	489.175	64,91
(Despesas) Receitas financeiras líquidas	(58.593)	20.912	(380,19)
Resultado operacional	830.486	605.076	37,25
Lucro líquido do exercício	775.192	517.154	49,90
Margem líquida	32,36%	29,02%	3,34 p.p.
Dividendos propostos	590.032	491.297	20,10
Ativos totais	5.132.553	5.003.124	2,59
Dívidas em moeda estrangeira	716.778	881.287	(18,67)
Dívidas em moeda nacional	366.318	435.945	(15,97)
Patrimônio líquido	2.786.956	2.601.796	7,12

(1) Lajida (Ebitda): Lucro Operacional + despesas financeiras + depreciação e amortização + amortização de ágio

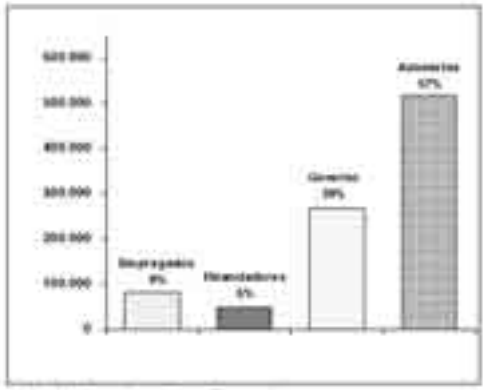
Valor adicionado e sua distribuição

O valor adicionado bruto gerado no exercício de 2004 foi de R$ 1.334,2 milhões, representando um acréscimo de 44,7 % em relação a 2003, cujo valor foi de R$ 922,2 milhões. O valor adicionado está distribuído conforme indicado nos gráficos a seguir, e foi superior em 42,7 % em relação ao exercício anterior.

2004 – R$ 1.301.460 mil



2003 – R$ 912.072 mil



A Demonstração do Valor Adicionado está apresentada no anexo I às Demonstrações Financeiras.

Comportamento do preço das ações

O desempenho dos papéis da Tractebel Energia na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) refletiu, em 2004, a boa performance geral da Companhia. A valorização do Real, que influenciou positivamente o resultado da Companhia, e os bons indicadores da economia brasileira, aliados a um cenário favorável nos mercados financeiros internacionais, levaram ao aumento do valor das ações. As ações do tipo ON tiveram uma valorização de 33% e as do tipo PNB subiram 81%, frente aos acréscimos de 6% no Índice de Energia Elétrica (IEE) e de 18% no Índice Bovespa (Ibovespa).

Aos acionistas foram pagos dividendos e juros sobre o capital próprio líquido que representaram, na média, uma remuneração de 9,25% em relação às cotações do início do período.

DESEMPENHO SOCIAL

Público Interno

A Tractebel Energia adotu uma política de valorização e desenvolvimento das pessoas, com ações que possam aprimorar cada colaborador de forma integral. A gestão de Recursos Humanos fornece os instrumentos necessários para que todos obtenham a sua melhor performance, de maneira coerente com os valores, os princípios e as metas corporativas.

Os princípios adotados pela Companhia incluem a promoção da diversidade, por meio de normas escritas que proíbem práticas discriminatórias, regulam os processos de admissão e promoção e orientam sobre o encaminhamento da denúncia. Suas normas de seleção possuem critérios específicos de responsabilidade social, como proibição do trabalho infantil e relações e condições ambientais de trabalho adequadas.

Quadro de pessoal

O quadro de pessoal da Tractebel Energia, em 31/12/2004 era de 849 colaboradores, com tempo médio de empresa de 14,75 anos, idade média de 40,2 anos, e apresentando a seguinte distribuição:

Sexo	Empregados	%
Masculino	737	86,9
Feminino	112	13,1

Estado da Federação	Empregados	%
Santa Catarina	586	69,0
Rio Grande do Sul	150	17,7
Paraná	88	10,4
Goiás	14	1,7
Mato Grosso do Sul	9	1,0
São Paulo	2	0,2

Formação	Empregados	%
Universitária	295	35%
Curso Técnico – 2º Grau	290	34%
Outros cursos – 2º Grau	185	22%
1º Grau completo	79	9%

Renovação do quadro de pessoal

O programa de *trainees* é o principal instrumento de renovação do quadro de empregados. Três módulos ocorreram desde a criação do programa, em 2000, beneficiando 41 jovens profissionais de nível técnico e universitário, dos quais 83% foram efetivados como empregados. No final de 2004 houve um novo processo seletivo, para início em 2005. Foram selecionados 12 *trainees* de nível técnico, dentre 1.251 inscritos, e 17 *trainees* de nível universitário, dentre 4.059 inscritos.

Formação continuada

Cresceu o investimento no desenvolvimento dos empregados, com uma média de 118 horas de treinamento por pessoa em 2004. Em 2003, o investimento no desenvolvimento dos profissionais foi equivalente à média de 58,2 horas por pessoa.

Formação escolar

As políticas de apoio à formação escolar se consolidaram com critérios mais abrangentes de apoio financeiro. A Empresa cobre 100% das despesas com cursos do ensino fundamental e oferece auxílio de até 50% para cursos do ensino médio. Ao incentivo já existente aos cursos de MBA e pós-graduação somou-se, em 2004, o patrocínio de até 50% dos cursos de graduação, desde que compatíveis com os interesses empresariais e as perspectivas profissionais do empregado.

Saúde e segurança

No Complexo Termelétrico Jorge Lacerda e na Unidade de Co-Geração Lages começaram as avaliações dos riscos contemplados nos Programas de Prevenção de Riscos Ambientais (PPRAs), para a elaboração dos laudos técnicos sobre as condições ambientais de trabalho. Os laudos contemplam a identificação de riscos, o tempo de exposição, a intensidade e/ou concentração, bem como a necessidade do uso de equipamentos de proteção individual ou coletiva.

O trabalho, realizado dentro do projeto de implantação do Perfil Profissiográfico Previdenciário (PPP), vai atualizar os monitoramentos das condições ambientais e orientará a adoção de melhorias nos processos e ambientes de trabalho e o atendimento às exigências legais.

Avaliações similares serão realizadas em todas as áreas da Companhia até dezembro de 2005.

Participação nos resultados

No exercício de 2004 foram distribuídos aos empregados R$ 8,49 milhões a título de participação nos lucros de 2003. A distribuição foi proporcional à remuneração de cada colaborador e considerou o resultado das avaliações individuais de desempenho.

Gestão por competências

Todos os diretores e gerentes de unidade realizaram o segundo ciclo do diagnóstico de seu perfil profissional em 2004, atualizando seu Plano de Desenvolvimento Individual (PDI). O processo foi estendido, pelo Mapeamento *360º*, para abranger 100% dos empregados que exercem função de coordenação (coordenadores, supervisores, chefes de equipe e chefes de turno) e todos os cargos da Diretoria de Produção.

Até o final do ano, 67% dos empregados haviam elaborado seu PDI. A meta é alcançar todo o quadro de colaboradores em 2005.

Plano de sucessão

Há prioridade para os talentos internos quando abrem vagas. Um Programa de Sucessão tem como meta identificar e preparar dois sucessores potenciais por posição gerencial, criando uma garantia para a sustentação qualificada das atividades a médio e longo prazo. Em 2004 a estrutura de cada área passou por uma verificação, identificando as perspectivas de vacância das posições gerenciais por conta das aposentadorias. Procedeu-se também ao mapeamento de competências do Grupo de Gerentes de Unidades, o que culminou na elaboração de um quadro sucessório para as posições de Diretoria e no planejamento de ações direcionadas para o desenvolvimento profissional.

Para 2005, o plano prevê o mapeamento das competências e o desenho do quadro de sucessores potenciais para as posições de Gerente de Unidade, com a elaboração do devido plano de desenvolvimento.

Política de remuneração

O plano de cargos e remuneração se fundamenta na retenção de talentos e na atratividade de mão-de-obra qualificada. A política de remuneração variável (participação nos resultados e bônus) é uma maneira de reconhecer e recompensar o desempenho diferenciado. Os valores dos salários pagos pela Companhia são periodicamente comparados com os praticados pelo mercado de trabalho para funções similares.

Participação acionária

Dos 849 empregados da Tractebel Energia, 689 aderiram ao SPRING, programa de compra facilitada de ações do Grupo SUEZ. O programa, focado exclusivamente nos colaboradores, é oferecido a cada dois anos com o propósito de estimular a coesão e o senso de pertencer ao grupo, ao mesmo tempo em que permite que os empregados se beneficiem diretamente com os resultados da Companhia.

Iniciativas de integração

A Tractebel Energia patrocinou a participação de dez empregados em eventos internacionais, além de incentivar a aprendizagem da língua inglesa, cobrindo em média 70% do valor do curso, no intuito de promover a integração dos colaboradores e de estimular seu senso de identidade com os processos e valores do Grupo SUEZ.

Pela primeira vez, um grupo de sete colaboradores participou de um dos maiores eventos de integração do Grupo SUEZ, a RAID – Corrida da Aventura, ocorrida em junho, nos Pirineus franceses.

A evolução dos sistemas de comunicação interna, inclusive em meio eletrônico, possibilitou divulgar informações de forma sistematiza e ágil. Todos os empregados têm acesso a um Portal Eletrônico, com informações gerais sobre a Companhia, a gestão de Recursos Humanos, incluindo informações pessoais, e a difusão de informações de interesse geral.

Outras iniciativas, como murais, jornais impressos e festas comemorativas disseminam informações e reforçam os valores da Tractebel Energia.

Plano de Previdência Privada

A Companhia oferece a todos os seus empregados um plano de previdência privada, como forma de atrair e manter um bom quadro de pessoal. Em 2004, a Secretaria de Previdência Complementar – SPC, vinculada ao Ministério da Previdência Social, aprovou a implantação de um novo plano de benefícios previdenciários, instituído na Modalidade de Contribuição Definida, destinado aos empregados e administradores da Tractebel Energia e de outras patrocinadoras que venham a firmar convênio com o novo plano.

Além dos benefícios previdenciários, a entidade instituída pela Tractebel Energia oferece ainda empréstimos pessoais com juros inferiores aos do mercado bancário.

Outros benefícios

Entre os benefícios oferecidos, merecem menção: (1) auxílio para recuperação da saúde concedido a todos os colaboradores e seus dependentes, com participação da Companhia em até 80% dos custos incorridos com assistência médica, odontológica e na aquisição de medicamentos; (2) seguro de vida em apólice coletiva contratada pela Empresa; (3) ajuda de custo para empregados com filhos excepcionais; (4) bonificação extra de 33% da remuneração nas férias; (5) triênio para empregados da carreira técnico operacional; (6) tíquete refeição sem descontos; (7) horário flexível; (8) transporte subsidiado em unidades descentralizadas; (9) check-up anual para todos os colaboradores, (10) programa de ginástica laboral, e (11) incentivo ao voluntariado.

PROJETOS PARA A COMUNIDADE

A adoção de práticas de responsabilidade social faz parte da filosofia e dos objetivos da Tractebel Energia, que adota como foco as ações em favor de crianças em desvantagem social e o meio ambiente. Essa prática se manifesta pelo estímulo ao voluntário e pelo apoio material e de serviços a projetos, instituições e eventos voltados ao bem-estar de crianças e adolescentes, à educação e à saúde.

As iniciativas sócio-ambientais estão articuladas, freqüentemente, a outros projetos já realizados nas comunidades, e procuram apoiar ações em benefício da criança e do adolescente.

Compromisso com os fornecedores

Além de critérios básicos de respeito à legislação, as normas de seleção e avaliação de fornecedores da Companhia incluem critérios de responsabilidade social como proibição do trabalho infantil, relações de trabalho adequadas e adoção de padrões ambientais.

Dessa forma, são articulados programas e atividades que visam erradicar o trabalho infantil em sua cadeia produtiva, incluindo a sua proibição nos contratos com os fornecedores.

Projetos pela cidadania

► Convênio com o Complexo Ilha Criança, em Florianópolis (SC), que atinge mais de 3 mil menores carentes de zero a 18 anos, com extensão à família e à comunidade. Essa parceria existe há seis anos e, em 2004, a Companhia destinou ao projeto R$ 140 mil.

► O Programa Jovem Aprendiz, mantido em parceria com a Comissão do Bem-Estar do Menor de Tubarão (SC) e a com a Promenor de Florianópolis (SC), oferece bolsas de trabalho a 46 adolescentes, com idade entre 16 e 18 anos, preparando-os para o primeiro emprego.

► Cooperação financeira com as associações de Pais e Mestres da Escola Municipal Salto Osório (ensino pré-escolar e de 1ª a 4ª séries) e do Colégio Castro Alves (ensino fundamental e médio), situadas na vila residencial de Salto Osório (PR). O auxílio serve como complementação de renda aos professores e funcionários e para completar o quadro funcional dessas escolas.

► Apoio e participação no Seminário de Cidadania, Ética e Responsabilidade Sócio-Ambiental: o Desafio da Convergência Intersetorial, promovido pelo Centro de Referências em Cidadania, ética e Responsabilidade (Crescer), ONG com sede em Florianópolis (SC).

Educação

► Comunidades que vivem próximas às regiões dos empreendimentos da Tractebel Energia dispõem de cursos técnicos e de educação básica, de modo a ampliar seu bem-estar e facilitar seu acesso ao mercado de trabalho. São exemplos o Curso Técnico de Processos de Geração de Energia Elétrica, que formou 23 operadores, em convênio com o SENAI, e o curso de 8ª série que formou 27 empregados de empresas parceiras da Tractebel Energia, num convênio com o SESI, ambos realizados no Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

► Diversos programas ampliam o acesso à formação e complementação educacional de jovens e adultos. O Estágio Curricular, por exemplo, desenvolvido de forma integrada com entidades de ensino, permite a complementação educacional de alunos de cursos de 2º e 3º graus. O Curso Técnico de Operação de Usinas, realizado em parceria com o SENAI, qualifica técnicos em operação de usinas térmicas, com vagas gratuitas. A Conclusão do Ensino Fundamental, programa custeado pela Companhia, é uma oportunidade para empregados terceirizados do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda, e o Inclusão Digital, realizado em parceria com o Conselho Regional de Administração de Santa Catarina (CRA-SC), está voltado para a integração e qualificação dos jovens.

► O projeto Junior Achievement tem a participação da Tractebel Energia em Santa Catarina. Seu objetivo é desenvolver o espírito empreendedor em alunos do 2º grau, despertando-os para outras possibilidades de vida profissional. Já foram atendidos mais de 14 mil jovens, que passam a entender melhor como funciona o mundo dos negócios.

► O programa de visita aos empreendimentos possui perfil educativo e estreita o relacionamento entre a Companhia e seus públicos. Destacamos a Usina Hidrelétrica Itá, que recebeu 11.000 visitantes, e o Complexo Jorge Lacerda, que recebeu 7.896 visitantes no ano, provenientes de escolas municipais e estaduais da região, de universidades, de órgãos públicos e da comunidade em geral.

Ações compensatórias

► Prosseguem as atividades associadas a programas sócio-ambientais e do reservatório da Hidrelétrica Cana Brava, situada no rio Tocantins (GO), em operação desde 2002. Uma escola e um Centro de Apoio ao Menor estão sendo construídos no município de Cavalcante, atingido pela obra, e os reassentados puderam participar de cursos de formação profissional, para ajudar na emancipação sócio-econômica das famílias.

► Um convênio com a Prefeitura de Minaçu (GO) provê a realização de aulas gratuitas de natação para as crianças da comunidade atingida pelo reservatório da hidrelétrica Cana Brava e para os alunos da rede pública de ensino, para integrá-los ao novo ambiente formado com o lago.

Estímulo ao voluntariado

► O Programa Voluntários Proação realiza projetos pela cidadania no Complexo Ilha Criança, entidade pública municipal de Florianópolis (SC) que atende crianças e adolescentes em situação de risco social. Colaboradores da Tractebel Energia, aposentados e familiares participam como voluntários, com o patrocínio da Empresa e da sua fundação previdenciária, a Previg.

► Participação voluntária de empregados do Complexo Jorge Lacerda em Programa com objetivo de diminuir a evasão escolar após a 8ª série, implementado nas escolas públicas de Capivari de Baixo (SC).

Doações e Apoios

Recursos financeiros e equipamentos foram doados para inúmeras instituições educacionais, hospitalares e de beneficência. Apenas para equipamentos e materiais, como computadores, tijolos, papel, casas e barcos, foram destinados R$ 297,4 mil. Diversos eventos também receberam apoio da Companhia. Alguns exemplos:

► Auxílio de R$ 100 mil a hospital situado no Município de Lages (SC).

► Doação de R$ 50 mil à Associação Edson Filho, em Tubarão (SC), para a aquisição de instrumentos para uma Banda Musical e a manutenção do Projeto Ação Pedagógica Especializada às Crianças e Adolescentes Especiais e Carentes do Centro de Integração Humana.

► Patrocínio ao coral, ao conjunto musical e ao grupo de teatro do Projeto Viver em Harmonia, no Colégio Estadual Iraci Sale Strozak, em Rio Bonito do Iguaçu (PR), que procura estimular o gosto pela arte.

► Convênios para o repasses de recursos às APAEs de Itá (SC), de Araíba (RS) e de Florianópolis (SC).

► Doação de uma área de 323 hectares para o INCRA, para a reforma agrária no município de Água Doce (SC).

►Doações para associações de empregados, com objetivo de incentivar a adoção de práticas saudáveis, beneficiando além dos atuais colaboradores e seus dependentes os ex-colaboradores aposentados.

►Patrocínio Campanha do Agasalho na região de Florianópolis (SC) e Sul do Estado, em parceria com RBS-TV.

►Patrocínio de programas de televisão divulgando o trabalho de entidades de assistência social na região da Grande Florianópolis (SC), em parceria com a Rede Record.

►Apoio à Associação dos Dirigentes de Vendas do Brasil - SC – em atividades como Almoço de Idéias e Prêmio Empresa Cidadã.

Patrocínios culturais

Diferentes eventos de cultura em diversos estados e municípios receberam patrocínio, alguns deles através da Lei Rouanet ou pela Lei do Audiovisual, privilegiando projetos de resgate cultural, inserção social e educação ambiental. Alguns exemplos:

► Livro *Capivari de Baixo, Capital Termelétrica da América Latina*, de Vilson Francisco Furias, relacionando a história do município com a implantação do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda.

► Curta-metragem *A noite brava*, de Chico Faganello, sobre a imigração alemã no Brasil.

► III Mostra de Cinema Infantil de Florianópolis.

► Festival Internacional de Cinema e Vídeo Ambiental de Goiás – IV FICA.

► Se Liga no Futuro Minaçu, projeto do Governo do Estado de Goiás.

► Filme *Diário de um Novo Mundo*, pela Lei do Audiovisual.

► Livro *Florianópolis, a 10ª Ilha dos Açores: o encontro das origens*, de Joel Pacheco, em parceria com o CREA-SC.

► Apoio ao Balet Bolshoi, de Joinville (SC).

► Apoio ao Jornal Diário Catarinense na edição do encarte "Potencial SC", com informações sobre a economia e potencial das diversas regiões do Estado.

► Apoio FACISC – Federação das Associações Comerciais e Industriais de Santa Catarina no Projeto Empreender.

BALANÇO SOCIAL

	2004	2005
1. BASE DE CÁLCULO	**R$ mil**	**R$ mil**
1.1 - Receita Líquida	2.395.449	1.792.064
1.2 - Resultado Operacional	830.480	605.076
1.3 - Folha de Pagamento Bruta	78.462	60.403

2. INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R$ mil	% sobre a Folha de Pagamento Bruta	% sobre a Receita Líquida	R$ mil	% sobre a Folha de Pagamento Bruta	% sobre a Receita Líquida
2.1 - Alimentação	4.363	5,56	0,18	3.826	6,32	0,21
2.2 - Encargos Sociais Compulsórios	22.789	29,04	0,95	21.153	34,98	1,19
2.3 - Previdência Privada	9.909	12,63	0,41	8.575	14,17	0,48
2.4 - Previdência Privada - Contribuição Aposentadoria Especial em Aposentadoria por Tempo de Serviço	23.439	29,87	0,98	24.993	41,32	1,40
2.5 - Saúde	3.982	5,08	0,17	3.421	5,66	0,19
2.6 - Educação	2.266	2,89	0,09	1.733	2,90	0,10
2.7 - Participação nos Lucros ou Resultados	6.409	8,28	0,27	8.500	14,05	0,48
2.8 - Outros Benefícios	1.092	1,39	0,05	912	1,51	0,05
TOTAL (2.1 a 2.8)	**74.355**	**94,74**	**3,10**	**73.135**	**120,91**	**4,10**

3. INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida
3.1 - Impostos (excluídos encargos sociais)	235.033	28,30	9,81	193.161	31,92	10,84
3.2 - Contribuição p/a Sociedade/Investimentos na Coletividade	7.457	0,90	0,31	3.787	0,63	0,21
TOTAL (3.1 a 3.2)	**242.490**	**29,20**	**10,12**	**196.948**	**32,55**	**11,05**

4. INDICADORES AMBIENTAIS	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida	R$ mil	% sobre o Resultado Operacional	% sobre a Receita Líquida
4.1 - Relacionados com a operação da Empresa	5.054	0,61	0,21	3.970	0,66	0,22
4.2 - Relacionados com projetos em curso	220	0,03	0,01	332	0,05	0,02
TOTAL (4.1 a 4.2)	**5.274**	**0,64**	**0,22**	**4.302**	**0,71**	**0,24**

5. INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	Quantidade	Quantidade
5.1 - Nº de empregados no final do exercício	840	844
5.2 - Nº de admissões durante o exercício	27	14
5.3 - Nº de estagiários durante o exercício	50	40

DESEMPENHO AMBIENTAL

O controle dos riscos ambientais é um dos princípios básicos da Tractebel Energia. A Companhia estabelece planos de gestão e patrocina pesquisas para minimizar os impactos dos seus empreendimentos, 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 usinas. A educação ambiental é uma aliada permanente dos projetos da Companhia, que também participa dos comitês de gestão ambiental formados nas suas áreas de atuação.

Nas usinas termelétricas, 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 (precipitadores eletrostáticos), o reaproveitamento de resíduos (cinzas leves na produção de cimento) e o depósito de cinzas pesadas em aterros controlados.

No caso da produção hidrelétrica, o elenco de mais dez itens de monitoramento constante inclui desde a qualidade das águas até uma vigilância ambiental e patrimonial permanente das águas e do entorno dos lagos artificiais, de modo a evitar a degradação dos novos ambientes formados pela implantação das usinas.

Apresentamos a seguir exemplos de ações realizadas diretamente ou que tiveram o apoio da Companhia.

Recuperação de ecossistemas

► Três mil piracanjubas foram soltas no rio Uruguai em maio. O peixe estava extinto na região havia 40 anos e a soltura foi possível após uma inédita procriação em laboratório, realizada pelo Laboratório de Biologia e Cultivo de Peixes de Água Doce (LAPAD), da Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). O repovoamento é parte do programa de ictiofauna da hidrelétrica Itá, realizado pela Tractebel Energia em parceria com o LAPAD.

► Continuação do processo de recuperação de antigas áreas degradadas existentes próximas ao Complexo Jorge Lacerda, não pertencentes à Tractebel Energia.

► Investimento de cerca de R$ 1,2 milhões em Pesquisa & Desenvolvimento em programas relacionados à ictiofauna, qualidade da água, corredores ecológicos, concentração de ozônio e biomassa para geração de energia elétrica e vapor.

Plantio de árvores

► Doação de 17 mil mudas de árvores nativas e frutíferas, produzidas no Horto Florestal do Complexo Jorge Lacerda, para as prefeituras da região, associações e escolas.

► Doação e plantio de mudas para o projeto paisagístico da Unidade de Tratamento de Resíduos Urbanos e arborização de ruas no município de Charqueadas (RS).

► Plantio de 1,5 mil mudas de árvores nativas, ornamentais e frutíferas, no Complexo Jorge Lacerda, acompanhado pela adubação das 7 mil mudas já em fase de crescimento.

► Manutenção e reposição de árvores às margens do Rio Ibirapuitã, dentro dos limites da Usina Termelétrica Alegrete, em projeto de recuperação da mata ciliar.

Reciclagem

► Coleta de 6,12 mil quilos de papel e de 3,24 mil quilos de plástico reciclados nos diversos escritórios do Complexo Jorge Lacerda. A venda foi revertida, por doação, ao Centro de Apoio ao Menor e Adolescente Carente de Capivari de Baixo (CEACA).

Participação regional

► Participação em reuniões, nos municípios próximos à Usina Termelétrica Charqueadas, para a criação de um Plano de Ação Mútuo desenvolvido por empresas, Polícia Civil, Brigada Militar e Hospital de São Jerônimo, para atender acidentes ou emergências ambientais.

► Apresentação às entidades representativas locais das atividades relacionadas à preservação, recuperação e educação ambiental ocorridas na Usina Hidrelétricas Salto Santiago e na Usina Hidrelétrica Salto Osório.

► Participação nos comitê de gerenciamento das bacias do Rio Ibicuí e do Rio Jacuí.

Disseminação de informações

► Lançamento e distribuição do Catálogo Ilustrado de Peixes do Alto Uruguai e do CD "Ações Integradas e Programas de Ictiofauna no Alto Uruguai", projeto desenvolvido na Usina Hidrelétrica Ita e na Usina Hidrelétrica Machadinho.

► Edição e distribuição de informes ambientais, encartados no jornal Diário Catarinense, do Programa Vida de Rio na região das usinas do Rio Uruguai.

Controle de resíduos

► Instalação de torre meteorológica na Estação de Monitoramento Ambiental Jacuí, que mede parâmetros como temperatura, umidade, velocidade e direção do vento.

► Centralização digital dos dados de monitoramento ambiental no Complexo Jorge Lacerda, com a interligação das estações de monitoramento e as salas de comando das usinas.

► Aquisição de analisador contínuo de material particulado no ar ambiente, para instalação na cidade de Tubarão no primeiro semestre de 2005. Na Usina Termelétrica Charqueadas, foram feitas melhorias nos controladores de tensão para os transformadores de precipitador eletrostático da Unidade 3, para reduzir as emissões atmosféricas.

► Conclusão do novo sistema de transporte de cinzas pesadas do Complexo Jorge Lacerda, com a redução dos riscos de vazamentos de cinzas, e conclusão das novas Bacias de Cinzas Pesadas da usinas.

► Reurbanização dos pátios de carvão do Complexo Jorge Lacerda, com redução da área de estocagem.

► Elementos dos bancos de baterias, lâmpadas fluorescentes e resíduos de lã de rocha descartados são encaminhados a empresas especializadas na destinação desses resíduos.

► Construção de um separador água/óleo que impede a contaminação dos mananciais, em caso de vazamento, na Usina Termelétrica Alegrete.

Educação ambiental e apoio

► Suporte às comunidades de Minaçu e Cavalcante (GO) com o programa de educação ambiental e atividades cooperativas, em especial para a ONG Agentes Ambientais Defensores da Vida, que envolve 5 mil pessoas.

► Suporte à comunidade de Nova Lima, em Campo Grande (MS), no programa de educação ambiental, suprimento de água e projetos sanitários.

► Patrocínio de programa sobre o Rio Uruguai – RBS-TV, com objetivo de divulgar sua história e condições.

► Patrocínio Projeto "Caminhos da Natureza" – TV O Estado, com objetivo de divulgar áreas de preservação permanente no Estado de Santa Catarina.

► Patrocínio Programa "Serra Ecológica" – Rede TV-Sul, com informações sobre a serra catarinense.

► Apoio ao projeto "Mês da Baleia Franca", em Santa Catarina.

PRÊMIOS E DESTAQUES NO EXERCÍCIO

► Diploma de Destaque Nacional em Desenvolvimento Sustentável concedido ao presidente da Tractebel Energia, Manoel Arlindo Zaroni Torres, pelo Instituo Ambiental Biosfera.

► Prêmio Fritz Müller, concedido pela Fundação de Meio Ambiente do Estado de Santa Catarina (FATMA), pelo projeto da Unidade de Co-Geração Lages.

► Maior Crescimento em Vendas no ranking do Anuário Expressão Maiores do Sul - 2004.

► Maior Patrimônio Líquido no Ranking Grandes & Líderes 2004, da revista Amanhã.

► Certificado por Mérito na 1ª Pesquisa de Responsabilidade Social da Região Sul, sendo Destaque no quesito Público Interno, em pesquisa realizada em parceria da revista Expressão e a Associação Social Dharma, com apoio do Instituto ETHOS – Empresas e Responsabilidade Social.

► Melhor Empresa na categoria Gestão Financeira no Setor de Gás e Energia do Prêmio As Melhores da Dinheiro 2004, concedido pela revista Isto É Dinheiro.

► Prêmio Expressão de Ecologia 2004, com o *case* "Ações e programas de ictiofauna no Alto Rio Uruguai", na categoria Conservação de Recursos Naturais.

PERSPECTIVAS

O cenário é de consolidação do novo modelo do setor elétrico brasileiro, com uma agenda de leilões de energia existente e de energia nova que será decisiva para que se defina a situação do mercado brasileiro de energia elétrica para os próximos anos.

No Brasil, a demanda de energia elétrica cresce em torno de 5% a 6% ao ano e há, por isso, uma necessidade premente de investimentos na expansão do parque gerador. A Tractebel Energia, por sua vez, possui o firme propósito de ampliar sua fatia de participação no total da energia elétrica gerada no País, para além dos 8% atuais.

Por isso, desde que se confirmem às expectativas favoráveis no que se refere às regras e leilões do setor, a Companhia pretende desenvolver em 2005 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.

A construção de duas novas usinas também podem ser iniciadas. Uma delas é a Usina Hidrelétrica São Salvador, com 241 MW de capacidade instalada, a ser construída no Rio Tocantins (TO), que já recebeu do Ibama a Licença Prévia de Instalação. Outra, também no rio Tocantins, é a Usina Hidrelétrica Estreito, com 1087 MW de capacidade, em que a Tractebel Energia participa com 30% do consórcio de empresas.

Além desses dois projetos de grande porte, a Companhia mantém negociações em torno da implantação de novas unidades de co-geração, utilizando biomassa, e de pequenas centrais hidrelétricas (PCHs). Ainda em 2005, destinará investimentos significativos para a melhoria da Usina Hidrelétrica Salto Osório, da Usina Termelétrica Charqueadas e do Complexo Jorge Lacerda, com uma revigoração substancial no parque já existente.

A isso se associa uma política de investimento no capital humano, um reforço da transparência, credibilidade e qualidade corporativas e uma proposta clara de oferecer soluções sob medida aos consumidores de energia elétrica, com foco na conquista e na fidelização dos clientes industriais.

Desse modo a Tractebel Energia, que tem projetos, disponibilidade financeira e mesmo licenças ambientais concedidas, ingressa em 2005 em clima promissor, disposta a aumentar sua participação no mercado, dentro de seu compromisso com a flexibilidade e a qualidade dos serviços prestados.

Florianópolis, 07 de março de 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	
	2004	2003	2004	2003
CIRCULANTE				
Numerário disponível	4.648	5.768	7.710	6.357
Títulos e valores mobiliários	526.878	295.624	651.704	340.688
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(11.896)	-	(17.427)	-
Recursos vinculados a pagamento de obrigações	-	27.203	-	27.203
Consumidores, concessionárias e permissionárias	401.629	390.965	412.272	398.625
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(130.816)	(142.949)	(131.625)	(143.720)
Dividendos a receber de controladas	8.113	52.778	-	-
Adiantamentos a Fornecedores	9.511	59.497	8.849	38.226
Créditos da conta consumo de combustível – CCC/CDE	35.538	23.766	35.538	23.766
Alienações, serviços em curso e dispêndios a reembolsar	8.764	11.362	8.050	10.229
Tributos e contribuições sociais a recuperar	104.170	21.202	107.684	22.061
(-) Provisão para perdas na recuperação de crédito de ICMS	(32.977)	-	(32.977)	-
Ativo fiscal diferido	94.344	114.154	98.173	122.329
Almoxarifado	13.061	13.347	13.610	13.426
Despesas pagas antecipadamente	4.262	9.306	5.800	52.528
Outros	25.799	18.319	26.053	18.331
	1.061.028	**900.542**	**1.193.414**	**925.049**
REALIZÁVEL A LONGO PRAZO				
Concessionárias e permissionárias	14.920	23.246	14.920	23.246
Devedores diversos	16.572	-	16.572	-
Títulos e valores mobiliários	35.550	-	35.550	-
Adiantamentos a fornecedores	-	4.600	-	2.357
Tributos e contribuições sociais a recuperar	4.720	29.579	8.684	30.381
Cauções e depósitos vinculados	-	7.356	53.536	63.293
Depósitos judiciais	26.048	23.195	26.050	23.195
Alienação de bens e direitos	29.303	-	29.303	-
Ativo fiscal diferido	181.132	191.591	186.643	191.847
Despesas pagas antecipadamente	-	-	-	3.668
Outros	483	483	483	483
	308.728	**280.050**	**371.741**	**338.470**
PERMANENTE				
Investimentos	684.639	563.102	50.365	56.861
Imobilizado	3.078.158	3.258.874	4.536.430	4.748.995
Diferido	-	556	53.202	62.934
	3.762.797	**3.822.532**	**4.639.997**	**4.868.790**
TOTAL DO ATIVO	**5.132.553**	**5.003.124**	**6.205.152**	**6.132.309**

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	
	2004	2003	2004	2003
CIRCULANTE				
Fornecedores	139.589	108.238	117.286	88.508
Dividendos e juros sobre o capital próprio	553.045	441.203	553.045	441.203
Empréstimos e financiamentos	189.382	181.085	265.410	245.306
Encargos de empréstimos e financiamentos	6.813	7.807	12.302	13.191
Debêntures	-	-	18.599	15.814
Encargos de debêntures	-	-	4.761	5.423
Tributos e contribuições sociais correntes	66.449	11.693	74.897	15.913
Tributos e contribuições sociais parcelados	979	1.307	979	1.307
Adiantamentos de clientes	-	-	-	19.094
Obrigações estimadas	36.466	83.800	36.540	83.878
Provisão para contingências	-	13.010	731	13.010
Benefícios pós-emprego	51.619	43.722	51.619	43.722
Passivo fiscal diferido	39.616	48.603	39.616	48.603
Operações com derivativos	18.984	-	28.002	-
Outros	26.552	15.577	29.470	19.437
	1.129.494	**956.045**	**1.233.257**	**1.054.409**
EXIGÍVEL A LONGO PRAZO				
Empréstimos e financiamentos	886.901	1.128.340	1.539.409	1.859.455
Debêntures	-	-	153.619	166.100
Tributos e contribuições sociais parcelados	7.016	7.738	7.016	7.738
Obrigações estimadas	15.259	22.677	17.333	23.002
Provisões para contingências	108.419	83.476	108.637	83.889
Concessões a pagar	-	-	160.417	131.232
Benefícios pós-emprego	198.508	200.379	198.508	200.379
Outros	-	2.673	-	4.309
	1.216.103	**1.445.283**	**2.184.939**	**2.476.104**
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	249.495	64.335	249.495	64.335
	2.786.956	**2.601.796**	**2.786.956**	**2.601.796**
TOTAL DO PASSIVO	**5.132.553**	**5.003.124**	**6.205.152**	**6.132.309**

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	
	2004	2003	2004	2003
RECEITAS OPERACIONAIS BRUTAS				
Fornecimento de energia elétrica	304.198	165.543	372.743	237.612
Suprimento de energia elétrica	1.966.691	1.475.762	1.975.815	1.476.912
Subvenção combustível – CCC/CDE	286.194	226.856	286.194	226.856
Serviço prestado	12.139	10.724	4.687	4.210
Venda de cinzas	10.393	6.746	10.393	6.746
Outras receitas	839	426	11.978	443
	2.580.454	**1.886.057**	**2.661.810**	**1.952.779**
DEDUÇÕES DA RECEITA OPERACIONAL				
Impostos e contribuições sobre a receita	(178.676)	(98.736)	(185.550)	(116.586)
Venda de cinzas líquidas de impostos – CCC/CDE	(6.329)	(5.257)	(6.329)	(5.257)
	(185.005)	**(103.993)**	**(191.879)**	**(121.843)**
RECEITAS LÍQUIDAS DE VENDAS E SERVIÇOS	**2.395.449**	**1.782.064**	**2.469.931**	**1.830.936**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA E SERVIÇOS				
Energia elétrica comprada para revenda	(579.341)	(504.573)	(302.956)	(250.858)
Custo de produção de energia elétrica	(715.323)	(567.885)	(790.329)	(621.460)
Custo dos serviços prestados	(8.561)	(7.267)	(8.561)	(7.267)
	(1.303.225)	**(1.079.725)**	**(1.101.846)**	**(879.585)**
LUCRO BRUTO	**1.092.224**	**702.339**	**1.368.085**	**951.351**
DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas	(105.076)	(191.144)	(133.412)	(215.002)
Despesas gerais e administrativas	(173.717)	(22.020)	(187.301)	(35.834)
	(278.793)	**(213.164)**	**(320.713)**	**(250.836)**
Resultado do serviço	**813.431**	**489.175**	**1.047.372**	**700.515**
Resultado de participações societárias				
Equivalência patrimonial	82.394	101.735	-	(254)
Amortização de ágio	(6.746)	(6.746)	(6.746)	(6.746)
	75.648	**94.989**	**(6.746)**	**(7.000)**
Receitas (despesas) financeiras				
Renda de aplicações financeiras	33.671	53.322	52.106	64.208
Encargos de dívidas	(90.293)	(134.274)	(188.150)	(226.536)
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	(13.431)	(10.297)
Provisão para perdas em aplicações financeiras	(11.896)	-	(17.427)	-
Perdas com Swap de taxa de câmbio /Juros	(19.554)	-	(28.157)	-
Variações monetárias líquidas	35.251	125.537	29.626	170.653
Outras	(5.772)	(23.673)	(11.123)	(33.721)
	(58.593)	**20.912**	**(176.556)**	**(35.693)**
RESULTADO OPERACIONAL	**830.486**	**605.076**	**864.070**	**657.822**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**(3.017)**	**2.569**	**(3.035)**	**2.682**
LUCRO ANTES DOS TRIBUTOS	**827.469**	**607.645**	**861.035**	**660.504**
Contribuição social	(44.175)	(25.721)	(53.215)	(39.708)
Imposto de renda	(8.102)	(64.770)	(32.628)	(103.642)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**775.192**	**517.154**	**775.192**	**517.154**
LUCRO LÍQUIDO POR LOTE DE MIL AÇÕES	**1,1876**	**0,7923**	**1,1876**	**0,7923**

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 31.12.2002	**2.445.766**	**91.699**	**222.834**	**-**	**2.760.299**
Dividendos intermediários	-	-	(184.366)	-	(184.366)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	517.154	517.154
Proposta da Administração de destinação do lucro					
- reserva legal	-	-	25.857	(25.857)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio:					
PNA – R$ 0,827595, PNB – R$ 0,752657 e ON – R$ 0,752657, todos por lote de mil ações	-------	------	------	(491.297)	(491.297)
SALDOS EM 31.12.2003	**2.445.766**	**91.699**	**64.325**	**-**	**2.601.790**
Lucro líquido do exercício	-	-	-	778.192	778.192
Proposta da Administração de destinação do lucro					
- reserva legal	-	-	38.760	(38.760)	-
- reserva de retenção de lucros	-	-	140.400	(140.400)	-
- dividendos / juros sobre o capital próprio:					
PNA – R$ 0,978838, PNB – R$ 0,993920 e ON – R$ 0,993920, todos por lote de mil ações	-------	------	------	(598.032)	(598.032)
SALDOS EM 31.12.2004	**2.445.766**	**91.699**	**243.485**	**-**	**2.780.950**

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	
	2004	2003	2004	2003
ORIGENS				
Das operações				
Lucro líquido do exercício	775.192	517.154	775.192	517.154
Despesas (receitas) que não afetam o capital circulante líquido				
Depreciação e amortização	175.057	182.057	223.487	227.637
Juros de longo prazo	(5.931)	9.384	11.485	30.016
Variação monetária de longo prazo	(31.205)	(116.641)	(32.618)	(161.212)
Resultado de equivalência patrimonial	(82.394)	(101.735)	-	254
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Provisão (reversão) de longo prazo, líquida	72.656	(46.137)	74.214	(45.420)
Imposto de renda e CSLL diferidos	30.550	121.649	25.844	131.719
Ressarcimento parcial custo de energia livre - MAE	-	397	-	397
Resultado na baixa de bens do imobilizado	3.017	(2.285)	3.168	(2.284)
	943.688	**570.589**	**1.087.518**	**705.007**
De terceiros				
Ingressos de novos financiamentos de longo prazo	-	-	13.771	49.163
Financiamento aquisição energia	-	4.646	-	4.646
Dividendos propostos a receber de controlada	8.113	52.778	-	-
Adiantamentos de clientes	-	14	-	5.718
Crédito de PIS COFINS s/depreciação e amortização	1.131	999	2.060	1.496
Vendas de bens e direitos	29.190	-	29.190	-
Realizáveis a longo prazo transferidos para o circulante	37.587	51.814	63.333	66.452
Outras	-	263	-	264
	76.021	**110.514**	**108.354**	**127.739**
TOTAL DAS ORIGENS	**1.019.709**	**681.103**	**1.195.872**	**832.746**
APLICAÇÕES				
No realizável a longo prazo	92.351	160.472	110.867	222.774
Em investimentos	1.224	38.394	250	-
Na aquisição de imobilizado e aplicação no diferido	29.926	17.212	38.053	86.442
Em encargos e efeitos inflacionários de curto prazo apropriados no imobilizado	-	-	-	904
Em crédito de PIS COFINS s/desp. financeiras de longo prazo	-	2.071	-	1.690
Reversão de dividendos para reserva de rentenção de lucros	52.778	-	-	-
Em dividendos intermediários	-	184.360	-	184.360
Em dividendos propostos	590.032	491.297	590.032	491.297
Em exigíveis a longo prazo transferidos para o circulante	266.361	220.507	367.153	308.277
TOTAL DAS APLICAÇÕES	**1.032.672**	**1.114.313**	**1.106.355**	**1.295.744**
(REDUÇÃO) AUMENTO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO	**(12.963)**	**(433.210)**	**89.517**	**(462.998)**
VARIAÇÃO DO CAPITAL CIRCULANTE LÍQUIDO				
Ativo Circulante				
No fim do período	1.061.028	900.542	1.193.414	925.049
No início do período	900.542	1.403.694	925.049	1.456.228
	160.486	**(503.152)**	**268.365**	**(531.179)**
Passivo Circulante				
No fim do período	1.129.494	956.045	1.233.257	1.054.409
No início do período	956.045	1.025.987	1.054.409	1.122.590
	173.449	**(69.942)**	**178.848**	**(68.181)**
	(12.963)	**(433.210)**	**89.517**	**(462.998)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta

ANEXO I - DEMONSTRAÇÕES DO FLUXO DE CAIXA DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003 (não auditado)	2004	2003 (não auditado)
Atividades operacionais				
Lucro líquido do exercício	775.192	517.154	775.192	517.154
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:				
Depreciação e amortização	139.053	182.053	223.483	227.633
Juros de longo prazo	(5.881)	9.384	11.485	30.010
Variação monetária de longo prazo	(31.205)	(116.641)	(92.618)	(161.212)
Resultado de equivalência patrimonial	(82.394)	(101.735)	-	254
Amortização de ágio	6.746	6.746	6.746	6.746
Provisão (reversão) de despesas de longo prazo, líquida	72.656	(46.137)	74.214	(45.420)
Imposto de renda e CSLL diferidos	30.550	121.649	25.845	131.719
Ressarcimento parcial custo de energia livre – MAE	-	307	-	307
Resultado na baixa de bens do imobilizado	3.017	(2.285)	3.167	(2.284)
	943.688	**570.589**	**1.087.519**	**705.807**
Variações no ativo circulante				
Consumidores e concessionárias	(2.858)	385.964	(5.321)	399.472
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(12.133)	142.949	(12.095)	143.720
Recursos vinculados a pagamentos de obrigações	27.203	(27.203)	27.203	(27.203)
Dividendos a receber de controladas	44.665	(52.778)	-	-
Adiantamento a fornecedores	54.586	(29.309)	28.977	(14.599)
Tributos e contribuições sociais, líquidos da provisão para perdas	(22.091)	48.759	(23.916)	54.319
Ativo fiscal diferido	(281)	31.436	3.316	36.907
Despesas antecipadas	3.044	(0.169)	50.805	(33.582)
Outros	684	6.488	133	4.756
	95.339	**514.469**	**68.892**	**563.549**
Variações no passivo circulante				
Fornecedores	29.920	(36.255)	27.347	(38.462)
Dividendos e juros sobre o capital próprio	111.842	441.203	111.842	441.203
Empréstimos, financiamentos e debêntures	(189.223)	(415.561)	(270.377)	(502.148)
Tributos e contribuições sociais	55.463	(2.130)	57.693	1.149
Adiantamento de clientes	-	-	(22.973)	12.785
Provisão para contingências	(12.166)	(14.413)	(11.375)	(14.413)
Benefícios pós-emprego	(88.659)	(27.209)	(88.659)	(27.209)
Obrigações estimadas	(66.867)	(66.871)	(66.871)	(66.332)
Passivo fiscal diferido	(8.987)	(121.915)	(8.987)	(123.915)
Operações com derivativos	18.984	-	28.002	-
Outros	8.721	(7.801)	6.053	(6.107)
	(92.972)	**(290.449)**	**(188.305)**	**(376.458)**
Aplicações no realizável a longo prazo				
Adiantamentos a fornecedores	-	(28.349)	-	(12.286)
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(2.837)	(26.680)	(6.349)	(26.741)
Cauções e depósitos vinculados	-	(7.356)	(13.900)	(65.293)
Concessionárias de energia elétrica	(22.314)	-	(22.314)	-
Alienação de bens e direitos	(28.000)	-	(28.000)	-
Títulos e valores mobiliários	(35.550)	-	(35.550)	-
Ativo fiscal diferido	-	(94.127)	-	(94.127)
Outros realizáveis a longo prazo	(4.403)	(8.560)	(4.402)	(26.327)
	(92.603)	**(160.472)**	**(110.562)**	**(222.774)**
Aumento do exigível a longo prazo				
Financiamento de aquisição de energia e adiantamento de clientes	-	**4.669**	-	**10.364**
Total das atividades operacionais	**853.514**	**638.797**	**857.543**	**699.688**
Atividades de investimento				
Integralização de capital em controladas	(974)	(38.304)	-	-
Aplicação no imobilizado e diferido	(29.926)	(16.940)	(38.058)	(87.082)
Créditos de PIS/COFINS s/ depreciação e amortização	1.133	999	1.656	1.496
Recebido dividendos a receber de controladas	(44.665)	52.778	-	-
Venda de ativo imobilizado	20.190	-	20.190	-
Total das atividades de investimentos	**(53.244)**	**(1.566)**	**(7.207)**	**(85.586)**
Atividades de financiamento				
Empréstimos e financiamentos	-	-	13.775	40.163
Dividendos intermediários	-	(184.360)	-	(184.360)
Dividendos propostos	(590.032)	(491.297)	(590.032)	(491.297)
Resgate de cauções e depósitos vinculados	-	-	20.463	-
Recuperação de PIS/COFINS s/ despesas financeiras de longo prazo	-	(2.071)	404	(3.690)
Total das atividades de financiamentos	**(590.032)**	**(677.728)**	**(555.394)**	**(628.184)**
Total dos efeitos no caixa	**210.238**	**(40.497)**	**294.942**	**(14.082)**
Caixa e equivalentes				
Saldo inicial	301.392	341.889	347.105	361.127
Saldo final	519.630	301.392	641.987	347.045
	210.238	**(40.497)**	**294.942**	**(14.082)**

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.
CNPJ Nº 02.474.103/0001-19
Companhia Aberta
ANEXO II – DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO
(em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003 (não auditada)	2004	2003 (não auditada)
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO				
Receitas de vendas, serviços e outras	2.294.260	1.659.201	2.375.616	1.725.923
Reversão/provisão para créditos de liquidação	12.133	(142.949)	12.095	(143.720)
Subvenção de combustível – CCC	286.194	226.856	286.194	226.856
Resultado não operacional	(3.017)	2.569	(3.035)	2.682
(-) Insumos				
Materiais	(16.840)	(9.633)	(17.931)	(10.068)
Serviços de terceiros	(59.293)	(49.116)	(66.568)	(54.289)
Combustível para produção de energia – CCC	(275.502)	(223.129)	(275.502)	(223.129)
Combustível p/prod. de energia sem subvenção	(134.666)	(77.346)	(136.933)	(77.346)
Energia elétrica comprada para revenda	(579.341)	(504.573)	(302.956)	(250.858)
Seguros	(8.434)	(14.058)	(10.752)	(15.265)
Encargos de conexão	(100.636)	(38.603)	(134.899)	(61.683)
Outros	(74.616)	92.973	(85.598)	91.800
	(1.255.328)	(823.485)	(1.031.139)	(600.838)
VALOR ADICIONADO BRUTO	**1.334.242**	**922.192**	**1.639.731**	**1.210.903**
Depreciação, amortização	(175.057)	(182.057)	(223.487)	(227.637)
VALOR ADICIONADO LÍQUIDO GERADO	**1.159.185**	**740.135**	**1.416.244**	**983.266**
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA				
Receitas financeiras	59.881	70.202	78.173	78.245
Resultado da equivalência patrimonial	82.394	101.735	-	(254)
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	**1.301.460**	**912.072**	**1.494.417**	**1.061.257**

DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO

	Controladora				Consolidado			
	2004	%	2003	%	2004	%	2003	%
Remuneração:								
Do trabalho								
Remuneração e encargos	68.987	5,30	55.716	6,11	70.433	4,71	57.203	5,39
Benefícios	17.982	1,38	16.003	1,75	18.155	1,22	16.125	1,52
Participação	6.500	0,50	8.500	0,93	6.500	0,43	8.500	0,80
	93.469	**7,18**	**80.219**	**8,79**	**95.088**	**6,36**	**81.828**	**7,71**
Do capital de								
Encargos e variações	67.704	5,20	27.362	3,01	185.654	12,42	87.519	8,25
Outras desp. financ.	46.799	3,60	17.641	1,93	63.660	4,26	21.252	2,00
Aluguéis	4.458	0,34	2.952	0,32	5.112	0,35	3.335	0,31
	118.961	**9,14**	**47.955**	**5,26**	**254.426**	**17,03**	**112.106**	**10,56**
Do governo								
Impostos, taxas e contribuições	200.188	15,38	117.232	12,86	208.940	13,98	136.376	12,85
Encargos setoriais	61.373	4,71	59.021	6,47	74.928	5,01	70.443	6,64
IR e CSLL	52.277	4,02	90.491	9,92	85.843	5,75	143.350	13,51
	313.838	**24,11**	**266.744**	**29,25**	**369.710**	**24,74**	**350.169**	**33,00**
Do capital próprio								
Reserva legal	38.760	2,98	25.857	2,83	38.760	2,59	25.857	2,44
Dividendos e juros s/o capital próprio	590.032	45,34	491.297	53,87	590.032	39,48	491.297	46,29
Lucro retido	146.400	11,25	-	-	146.400	9,80	-	-
	775.192	**59,57**	**517.154**	**56,70**	**775.192**	**51,87**	**517.154**	**48,73**
	1.301.460	**100,00**	**912.072**	**100,00**	**1.494.417**	**100,00**	**1.061.257**	**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 2004 E 2003

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 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

NOTA 7 – INVESTIMENTOS

NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

NOTA 9 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

NOTA 10 – FORNECEDORES

NOTA 11 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

NOTA 12 – DEBÊNTURES

NOTA 13 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

NOTA 14 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

NOTA 15 – CONCESSÕES A PAGAR

NOTA 16 – BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

NOTA 17 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

NOTA 18 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

NOTA 19 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

NOTA 20 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

NOTA 21 – ARRENDAMENTO MERCANTIL

NOTA 22 – INSTRUMENTOS FINANCEIROS

NOTA 23 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

NOTA 24 – GARANTIAS A TERCEIROS

NOTA 25 – SEGUROS

NOTA 26 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

NOTA 27 – 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 5.859 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 6.202 MW.

As concessões e autorizações detidas pela Companhia e suas controladas estão relacionadas na Nota 8-d.

O controle acionário da Companhia pertence à 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 7-b.

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, nos Anexos I e II 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 8-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 16);

os empréstimos e financiamentos e os encargos decorrentes, apropriados até a data do balanço, são atualizados pelas taxas de câmbio ou índices contratuais (ver Nota 11) 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 21).

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 7-b).

Em face da alta proporção de participação da controladora nas demais sociedades controladas (ver Nota 7-b), não houve efeito da participação dos acionistas não controladores nas demonstrações financeiras consolidadas.

NOTA 3 – TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003	2004	2003
Circulante				
Certificado de Depósito Bancário – CDB	295.606	247.115	440.035	290.285
Fundo de Investimentos Exclusivo	130.538	-	-	-
Letras Financeiras do Tesouro – LFT	43.033	26.531	167.666	28.425
Ajuste negativo de operações com swaps	-	-	(13.698)	-
Operações Compromissadas	33.925	21.978	33.925	21.978
Notas do Banco Central – NBC - E	23.776	-	23.776	-
	526.878	**295.624**	**651.704**	**340.688**
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(11.896)	-	(17.427)	-
	514.982	**295.624**	**634.277**	**340.688**
Longo Prazo				
Fundo de Investimentos Exclusivo	35.550	-	-	-
Certificado de Depósito Bancário – CDB	-	-	35.550	-
	35.550	-	**35.550**	-

Os títulos e valores mobiliários estão registrados ao custo acrescido dos rendimentos auferidos até 31.12.2004, cujos valores contábeis não excedem aos preços médios de mercado, podendo ser negociados independentemente de seus vencimentos, sem prejuízo dos rendimentos.

A Companhia possui, por meio do Fundo de Investimentos Exclusivo, CDBs e LFTs, ambos indexados ao CDI, e operações de swaps realizadas no mercado de balcão com registro e liquidação na Cetip, em que o Fundo fica ativo em câmbio e passivo em CDI.

As aplicações do Fundo de Investimentos Exclusivo estão consolidadas nas demonstrações financeiras e segregadas de acordo com a natureza de seus ativos.

Em face da intervenção, pelo Banco Central do Brasil, no Banco Santos S.A. ocorrida em 12.11.2004, causando incertezas sobre a possibilidade de resgate das aplicações em CDB que a Companhia e sua Controlada Companhia Energética Meridional – CEM possuem naquela Instituição Financeira, as Administrações da Companhia e da CEM decidiram constituir provisões equivalentes aos saldos das referidas aplicações, nos valores de R$ 11.896 e R$ 5.531, respectivamente.

NOTA 4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				
	2004				2003
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	27.100	1.641	1.187	29.928	17.718
Concessionárias	167.246	-	-	167.246	162.821
Comercializadoras	38.903	1.152	1.110	41.165	14.243
Exportação	-	-	740	740	-
Transações no âmbito do MAE	150.603	-	11.947	162.550	196.183
	383.852	**2.793**	**14.984**	**401.629**	**390.965**
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(118.916)	-	(11.900)	(130.816)	(142.949)
	264.936	**2.793**	**3.084**	**270.813**	**248.016**
Longo prazo					
Transações no âmbito do MAE	14.920	-	-	14.920	23.246
	14.920	**-**	**-**	**14.920**	**23.246**

	Consolidado				
	2004				2003
	Vincendos	Vencidos		Total	Total
		até 90 dias	mais de 90 dias		
Circulante					
Consumidores livres	32.458	1.641	1.187	35.286	22.068
Concessionárias	170.250	-	-	170.250	163.044
Comercializadoras	38.262	1.152	1.110	40.524	14.243
Exportação	-	-	740	740	
Transações no âmbito do MAE	151.522	-	13.950	165.472	199.270
	392.492	**2.793**	**16.987**	**412.272**	**398.625**
(-) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	(119.596)	-	(12.029)	(131.625)	(145.720)
	272.896	**2.793**	**4.958**	**280.647**	**254.905**
Longo prazo					
Transações no âmbito do MAE	14.920	-	-	14.920	23.246
	14.920	**-**	**-**	**14.920**	**23.246**

A energia elétrica fornecida a clientes enquadrados na categoria "Consumidores Livres" tem suas respectivas faturas com vencimento no dia 15 do mês subseqüente ao do fornecimento.

As faturas de suprimento a concessionárias são desdobradas em três parcelas iguais, com vencimento nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao do suprimento e no dia 5 do segundo mês subseqüente.

Na controladora, o valor de R$ 11.947 vencido há mais de 90 dias refere-se a débito de agente inadimplente na 1ª liquidação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, realizada em 30.12.2002. Tal valor está sendo objeto de negociações bilaterais. Contudo, em razão das incertezas de recebimento do referido débito, a Administração da Companhia decidiu constituir, neste exercício, provisão para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R$ 11.900, independentemente das ações aplicáveis ao caso.

Em setembro de 2003, a Companhia constituiu provisão, no valor de R$ 142.949, 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 segundo semestre do presente exercício, houve desistência por parte de autores da

ação impetrada, o que permitiu ao MAE ajustar os valores pendentes, resultando, para a Companhia, uma reversão de provisão no valor de R$ 24.033.

NOTA 5 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

Natureza dos créditos	Controladora 2004 Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	2003 Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	606.171	-	54.555	54.555	87.458
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	249.105	33.433	-	33.433	33.433
Benefícios pós-emprego	150.929	37.732	13.584	51.316	46.405
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	130.816	32.704	11.773	44.477	48.603
Provisão para contingências	108.419	27.105	9.757	36.862	31.377
Provisão para depreciação acelerada UTE William Arjona	35.214	8.803	3.169	11.972	7.245
Provisão para perdas com créditos de ICMS	32.977	8.244	2.968	11.212	54
Provisão para grandes manutenções	30.574	7.644	2.752	10.396	7.883
Provisão para perdas em aplicações financeiras	11.896	2.974	1.071	4.045	-
Participação de empregados nos lucros	6.500	1.625	585	2.210	2.961
Provisão bônus gerencial	4.000	1.000	360	1.360	1.190
Provisão aquisição energia elétrica	1.467	367	132	499	21.329
Provisão honorários advocatícios	606	151	55	206	198
Base negativa da contribuição social	143.699	-	12.933	12.933	17.609
		161.782	**113.694**	**275.476**	**305.745**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		70.256	24.088	94.344	114.154
Realizável a longo prazo		91.526	89.606	181.132	191.591
		161.782	**113.694**	**275.476**	**305.745**

Natureza dos créditos	Consolidado 2004 Base de cálculo	Imposto de renda	Contribuição social	Total	2003 Total
Provisão para perdas UTE Jacuí	606.171	-	54.555	54.555	87.458
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	249.105	33.433	-	33.433	33.433
Benefícios pós-emprego	150.929	37.732	13.584	51.316	46.405
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	131.625	32.906	11.846	44.752	48.866
Provisão para contingências	111.307	27.827	10.017	37.844	31.517
Provisão para depreciação acelerada UTE William Arjona	35.214	8.803	3.169	11.972	7.245
Provisão para perdas com créditos de ICMS	32.977	8.244	2.968	11.212	54
Provisão para grandes manutenções	30.709	7.678	2.764	10.442	8.097
Participação de empregados nos lucros	6.500	1.625	585	2.210	2.961
Provisão bônus gerencial	4.000	1.000	360	1.360	1.190
Provisão aquisição energia elétrica	1.467	367	132	499	21.329
Provisão honorários advocatícios	606	151	55	206	198
Provisão para perdas em aplicações financeiras	17.427	4.357	1.569	5.926	-
Outras provisões	-	-	-	-	5
Prejuízo fiscal	18.002	4.501	-	4.501	5.793
Base negativa da contribuição social	162.086	-	14.588	14.588	19.715
		168.624	**116.192**	**284.816**	**314.176**
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		73.073	25.100	98.173	122.329
Realizável a longo prazo		95.551	91.092	186.643	191.847
		168.624	**116.192**	**284.816**	**314.176**

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 prejuízos fiscais e base negativa da contribuição social, a realização dar-se-á pela compensação de suas bases, limitada a 30% dos lucros tributáveis nos exercícios subseqüentes.

Conforme mencionado na Nota 8-e, em junho de 2004 a Companhia transferiu 33,33% do empreendimento Jacuí à empresa Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA e, no mês de maio de 2004, havia procedido à baixa de equipamentos vinculados ao projeto, os quais se tornaram imprestáveis ou obsoletos. Em decorrência destes fatos, houve reversão de parte da provisão para perdas econômicas, no valor de R$ 365.581. A realização do saldo da provisão para perdas econômicas da UTE Jacuí está baseada no pressuposto da conclusão do projeto. Nesta situação, a provisão realizar-se-á na proporção da depreciação do empreendimento, após sua entrada em operação. O valor do ativo fiscal diferido, já reconhecido contabilmente, refere-se à Contribuição sobre o Lucro Líquido e foi registrado em 1997. A Administração da Companhia está aguardando definições sobre pendências envolvendo o projeto, para reconhecer o Imposto de Renda diferido sobre a referida provisão, no valor de R$ 151.543, ocasião em que o total do ativo fiscal diferido será complementado, observando-se o limite de dez anos para a sua recuperação.

Estudos técnicos de viabilidade, examinados pelo Conselho Fiscal e aprovados pelos órgãos de administração da Companhia e de suas controladas ITASA e CEM indicam que os ativos fiscais diferidos existentes em 31.12.2004 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	2005	2006	2007	2008	2009	Próximos 2 anos	Próximos 3 anos	Após 2014	Total
Provisão para perdas Jacuí	-	-	-	-	2.250	4.910	7.365	40.030	54.555
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	3.343	3.343	3.343	3.343	3.344	6.687	10.030	-	33.433
Demais diferenças temporárias	33.284	11.406	6.293	18.459	19.334	84.920	859	-	174.555
Base negativa da contribuição social	10.800	2.133	-	-	-	-	-	-	12.933
Ativo fiscal diferido, registrado	**47.427**	**16.882**	**9.636**	**21.802**	**24.928**	**96.517**	**18.254**	**40.030**	**275.476**
Ativo fiscal diferido - Jacuí	-	-	-	-	7.440	16.235	24.352	103.516	151.543
Ativo fiscal diferido - RIC	-	-	-	-	-	-	-	28.843	28.843
	47.427	**16.882**	**9.636**	**21.802**	**32.368**	**112.752**	**42.606**	**172.389**	**455.862**

Consolidado

Natureza dos ativos	2005	2006	2007	2008	2009	Próximos 2 anos	Próximos 3 anos	Após 2014	Total
Provisão para perdas Jacuí	-	-	-	-	2.250	4.910	7.365	40.030	54.555
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC	3.343	3.343	3.343	3.343	3.344	6.687	10.030	-	33.433
Demais diferenças temporárias	33.532	11.749	6.376	20.423	19.605	85.195	859	-	177.739
Prejuízo fiscal	1.050	1.093	1.589	769	-	-	-	-	4.501
Base negativa da contribuição social	11.174	2.523	568	323	-	-	-	-	14.588
Ativo fiscal diferido, registrado	**49.099**	**18.708**	**11.876**	**24.858**	**25.199**	**96.792**	**18.254**	**40.030**	**284.816**
Ativo fiscal diferido - Jacuí	-	-	-	-	7.440	16.235	24.352	103.516	151.543
Ativo fiscal diferido - RIC	-	-	-	-	-	-	-	28.843	28.843
	49.099	**18.708**	**11.876**	**24.858**	**32.639**	**113.027**	**42.606**	**172.389**	**465.202**

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$ 28.843 (R$ 32.244 em 31.12.2003), em observância à Instrução CVM nº 371/02.

NOTA 6 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	2004		2003	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**827.469**	**827.469**	**607.645**	**607.645**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	-	6.746	-	6.746
Gratificação e 13° de dirigentes	-	999	-	1.505
Doações incentivadas	321	321	585	585
Doações indedutíveis	193	193	674	674
Outras despesas indedutíveis	913	913	493	527
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(82.394)	(82.394)	(101.735)	(101.735)
Provisão para perdas UTE Jaraú	-	(365.581)	-	(6.101)
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(98.492)	-	(13.461)
Reversão de juros sobre o capital próprio	(255.000)	(255.000)	(234.000)	(234.000)
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**491.502**	**35.174**	**273.662**	**262.385**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(44.235)**	**(8.794)**	**(24.629)**	**(65.596)**
Incentivos fiscais	-	499	-	651
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	24	-	24
Ajuste de base negativa da CSLL anterior a 1992	-		(1.074)	-
Outros	60	169	(18)	151
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(44.175)**	**(8.102)**	**(25.721)**	**(64.770)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(10.910)	(20.085)	(39.609)	(113.839)
Diferido	(33.265)	11.983	13.888	49.069
	(44.175)	**(8.102)**	**(25.721)**	**(64.770)**

	Consolidado			
	2004		2003	
	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda
Resultado antes dos tributos	**861.035**	**861.035**	**660.504**	**660.504**
Diferenças permanentes				
Adições				
Equivalência patrimonial	-	-	254	254
Amortização de ágio	-	6.746	-	6.746
Gratificação e 13° de dirigentes	-	1.273	-	1.688
Doações incentivadas	521	521	585	585
Doações indedutíveis	858	858	674	674
Outras despesas indedutíveis	921	952	1.050	1.094
Exclusões				
Provisão para perdas UTE Jacuí	-	(365.581)	-	(6.101)
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC	-	(98.492)	-	(13.461)
Reversão de juros sobre o capital próprio	(255.000)	(255.000)	(234.000)	(234.000)
Ajuste de controlada tributada pelo lucro presumido	(3.433)	(4.424)	-	-
(=) Base de cálculo dos tributos no resultado	**604.902**	**147.888**	**429.067**	**417.983**
Alíquotas	9%	25%	9%	25%
(=) Contribuição social e imposto de renda	**(54.441)**	**(36.973)**	**(38.616)**	**(104.496)**
Incentivos fiscais	-	879	-	651
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	-	94	-	59
Ajuste de base negativa da CSLL anterior a 1992	-	-	(1.074)	-
Reconhecimento de ativos fiscais diferidos de períodos anteriores	1.166	3.203	-	-
Outros	60	169	(18)	144
(=) Contrib. social e imposto renda no resultado	**(53.215)**	**(32.628)**	**(39.708)**	**(103.642)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(20.201)	(45.269)	(49.498)	(141.309)
Diferido	(33.014)	12.641	9.790	37.667
	(53.215)	**(32.628)**	**(39.708)**	**(103.642)**

NOTA 7 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003	2004	2003
Participações societárias permanentes avaliadas pelo método de equivalência patrimonial				
Itá Energética S.A. – ITASA				
Equivalência patrimonial	255.327	248.691	-	-
Dividendos propostos	(1.576)	-	-	-
Ágio	12.587	14.875	12.587	14.875
	266.338	**263.566**	**12.587**	**14.875**
Companhia Energética Meridional – CEM				
Equivalência patrimonial	295.785	279.778	-	-
Reversão Dividendos propostos	52.778	(52.778)	-	-
Ágio	35.662	40.120	35.662	40.120
	384.225	**267.120**	**35.662**	**40.120**
Delta Energética S. A.				
Equivalência patrimonial	**7**	**10**	**-**	**-**
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.				
Equivalência patrimonial	**1.423**	**10**	**-**	**-**
Lages Bioenergética Ltda.				
Equivalência patrimonial	37.067	30.530	-	-
Dividendos propostos	(6.537)	-	-	-
	30.530	**30.530**		
	682.523	**561.236**	**48.249**	**54.995**
Participações societárias permanentes avaliadas pelo custo de aquisição				
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica				
Quota de participação	**3**	**3**	**3**	**3**
	682.526	**561.239**	**48.252**	**54.998**
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	**1.742**	**1.742**	**1.742**	**1.742**
Outros investimentos	**371**	**121**	**371**	**121**
	684.639	**563.102**	**50.365**	**56.861**

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, tendo a última unidade entrado em operação em março de 2001.

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:

	2004	2003
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 %	48,750	48,750
Capital social	426.300	426.300
Patrimônio líquido	520.516	510.136
Resultado do exercício	13.613	15.079
Investimento:		
Equivalência patrimonial	255.327	248.691
Ágio	12.587	14.875
Resultado de equivalência patrimonial	6.636	7.097

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, 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$ 2.289 em 2003).

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	**2004**	**2003**
Circulante	54.885	150.252
Realizável a longo prazo	13.942	7.813
Permanente	1.105.752	1.147.189
	1.174.579	**1.305.254**
PASSIVO		
Circulante	108.855	192.856
Exigível a longo prazo	545.208	602.262
Patrimônio líquido	520.516	510.136
	1.174.579	**1.305.254**
RESULTADO		
Receitas operacionais brutas	322.630	363.003
Deduções da receita operacional	(28.546)	(16.872)
Receitas líquidas de vendas	**294.084**	**346.131**
CUSTOS DE ENERGIA ELÉTRICA		
Energia elétrica comprada para revenda	(93.870)	(112.325)
Custo de produção de energia elétrica	(52.862)	(46.996)
	(146.732)	**(159.321)**
LUCRO BRUTO	**147.352**	**186.810**
DESPESAS OPERACIONAIS		
Despesas com vendas	(22.469)	(18.792)
Despesas gerais e administrativas	(19.309)	(21.606)
	(41.778)	**(40.398)**
Resultado do serviço	**105.574**	**146.412**
Despesas financeiras líquidas	**(98.440)**	**(123.119)**
RESULTADO OPERACIONAL	**7.134**	**23.293**
RESULTADO NÃO OPERACIONAL	**(1)**	**233**
RESULTADO ANTES DOS TRIBUTOS	**7.133**	**23.526**
Imposto de renda e contribuição social	6.480	(8.447)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	**13.613**	**15.079**

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:

	2004			2003
	Ações		Total	Total
	Ordinárias	Preferenciais		
Quantidade de ações do capital social	79.063.566	146.107.126	225.170.692	225.170.692
Quantidade de ações de propriedade da Tractebel Energia	79.063.562	146.107.126	225.170.688	225.170.688
Participação %	99,99	100,00	99,99	99,99
Capital social	78.748	145.474	224.222	224.222
Patrimônio líquido	-	-	348.563	227.000
Resultado do exercício	-	-	68.785	94.638
Investimento:				
Equivalência patrimonial	-	-	295.785	227.000
Ágio	-	-	35.662	40.120
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	68.785	94.638

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 partir de janeiro de 2003.

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. Parte do ágio está associada aos bônus de subscrição adquiridos na transação, que estão sendo utilizados para aporte de capital durante a fase pré-operacional da investida.

O ágio amortizado no exercício foi de R$ 4.458 (R$ 4.457 em 2003).

b.3 – 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.

b.4 – Tractebel Energia Comercializadora Ltda. (Controlada)

O capital social, em 31.12.2004, é de R$ 1.000, representado por 1.000.000 quotas de capital, das quais a Companhia possui 999.999.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2004	2003
Quotas que compõem o capital social	1.000.000	26.000
Quotas de propriedade da Tractebel Energia	999.999	25.999
Participação %	99,99	99,99
Capital social	1.000	26
Patrimônio líquido	1.423	10
Resultado do exercício	439	-
Investimento:		
Equivalência patrimonial	1.423	10
Resultado de equivalência patrimonial	439	-

b.5 – Lages Bioenergética Ltda. (Controlada)

Sociedade constituída em 26.06.2002, tendo recebido autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 30.10.2002, para estabelecer-se como Produtor Independente, mediante a implantação 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. As obras do empreendimento iniciaram em janeiro de 2003 com previsão de conclusão para abril de 2004, contudo, o cronograma foi antecipado e sua conclusão ocorreu em 16.12.2003. A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, através do Despacho nº 990, de 19.12.2003, liberou o início da operação comercial da central geradora a partir do dia 23.12.2003.

As informações pertinentes à participação na controlada estão demonstradas a seguir:

	2004	2003
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	37.067	30.530
Resultado do exercício	6.537	-
Investimento:		
Equivalência patrimonial	37.067	30.530
Resultado de equivalência patrimonial	6.537	-

NOTA 8 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Consolidado					
	2004				2003	
	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**	**(6.950)**	**81.714**	**84.560**	CEM
Tangível						
Geração Hidráulica						
UHE Salto Santiago	2,5	638.767	(459.991)	178.776	194.146	Controladora
UHE Salto Osório	2,8	288.901	(224.268)	64.633	72.455	Controladora
UHE Passo Fundo	2,5	123.257	(86.858)	36.399	39.063	Controladora
UHE Ita (em consórcio)	2,3	1.779.329	(178.581)	1.600.748	1.641.381	Controladora/ Itasa
UHE Machadinho (em consórcio)	2,4	178.888	(11.468)	167.420	171.017	Controladora
UHE Cana Brava	2,5	869.322	(50.702)	818.620	838.288	CEM
		3.878.464	**(1.011.868)**	**2.866.596**	**2.956.350**	
Geração Térmica						
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.453.365	(1.097.029)	1.356.336	1.426.305	Controladora
UTE Charqueadas	4,4	55.006	(47.007)	7.999	9.179	Controladora
UTE Alegrete	4,1	8.101	(7.169)	932	879	Controladora
UTE William Arjona	4,3	139.900	(27.370)	112.530	132.145	Controladora
Unidade de Cogeração Lages	4,3	57.843	(2.324)	55.519	-	Lages
		2.714.215	**(1.180.899)**	**1.533.316**	**1.568.508**	
Sistema de Comunicação	6,1	**1.102**	**(433)**	**669**	**788**	Consolidado
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	**31.389**	**(17.101)**	**14.287**	**14.791**	Consolidado
		6.713.833	**(2.217.251)**	**4.496.582**	**4.624.997**	
Imobilizações em Curso						
Geração Hidráulica						
UHE Ita (custos retardatários)		5.471	-	5.471	5.987	Controladora/ Itasa
UHE Machadinho (custos retardatários)		-	-	-	1.000	Controladora
UHE Cana Brava		1.602	-	1.602	2.132	CEM
UHE S. Santiago (obra de adição)		17.394	-	17.394	238	Controladora
Outros		194	-	194	1.473	Controladora
		24.661	**-**	**24.661**	**10.920**	
Geração Térmica						
UTE Jacuí		52.320	-	52.320	83.314	Controladora
UTE J. Lacerda (obra de adição)		7.680	-	7.680	20.720	Controladora
UTE Charqueadas (obra de adição)		421	-	421	636	Controladora
Unidade de cogeração Lages		9.646	-	9.646	61.052	Lages
Outros		15	-	15	199	Controladora
		70.082	**-**	**70.082**	**165.921**	
Equipamentos Gerais e Outros		**1.794**	**-**	**1.794**	**3.846**	Controladora
		96.537	**-**	**96.537**	**180.687**	
Total das imobilizações		**6.810.370**	**(2.217.251)**	**4.593.119**	**4.805.684**	
Obrigações Especiais		**(56.689)**	**-**	**(56.689)**	**(56.689)**	Controladora/ Lages
		6.753.681	**(2.217.251)**	**4.536.430**	**4.748.995**	

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora					
	2004			2003		
	Em serviço	Em Curso	Total	Em Serviço	Em Curso	Total
Saldo no início dos exercícios	**3.202.847**	**112.591**	**3.315.438**	**3.352.645**	**125.279**	**3.477.924**
Aquisições	-	29.926	29.926	-	17.212	17.212
Encargos Financeiros e ajustes de obrigações vinculadas a obras	-	(3.116)	(3.116)	-	336	336
Transferências	27.810	(27.810)	-	34.703	(34.703)	-
Depreciação	(175.974)	-	(175.974)	(182.543)	-	(182.543)
Reversão de Remun. das Inob.em Curso - RIC - UTE Jacuí	-	-	-	-	6.100	6.100
Baixas	(172)	(31.380)	(31.552)	(1.958)	(1.633)	(3.591)
	3.054.511	**80.211**	**3.134.722**	**3.202.847**	**112.591**	**3.315.438**
Obrigações Especiais	(56.564)	-	(56.564)	(56.564)	-	(56.564)
Saldo no final dos exercícios	**2.997.947**	**80.211**	**3.078.158**	**3.146.283**	**112.591**	**3.258.874**

	Consolidado					
	2004			2003		
	Em serviço	Em Curso	Total	Em Serviço	Em Curso	Total
Saldo no início dos exercícios	**4.624.997**	**180.687**	**4.805.684**	**4.791.392**	**137.809**	**4.929.201**
Aquisições	-	38.016	38.016	-	92.450	92.450
Encargos financeiros de dívidas, líquidos	-	(48)	(48)	-	856	856
Encargos Financeiros e ajustes de obrigações vinculadas a obras	-	(3.116)	(3.116)	-	336	336
Transferências	87.516	(87.516)	-	55.033	(55.033)	-
Depreciação	(215.716)	-	(215.716)	(219.462)	-	(219.462)
Reversão de Remun. das Inob.em Curso - RIC - UTE Jacuí	-	-	-	-	6.100	6.100
Baixas	(215)	(31.486)	(31.701)	(1.966)	(1.831)	(3.797)
	4.496.582	**96.537**	**4.593.119**	**4.624.997**	**180.687**	**4.805.684**
Obrigações Especiais	(56.689)	-	(56.689)	(56.689)	-	(56.689)
Saldo no final dos exercícios	**4.439.893**	**96.537**	**4.536.430**	**4.568.308**	**180.687**	**4.748.995**

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	
	2004	2003	2004	2003
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	Controladora	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 7-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 12.03.1999 a Companhia, cumprindo exigências do Edital de Privatização, comunicou à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL a sua intenção de concluir a obra da UTE Jacuí, recebendo, daquela agência reguladora, autorização para a implantação do projeto.

Desde então, a Companhia vem envidando todos os esforços no sentido de viabilizar o empreendimento. Entretanto, diversos fatores associados à regulamentação, contratação da energia elétrica a ser gerada, contratação de EPC, dentre outros, vinham impondo grandes dificuldades para a viabilidade do empreendimento exclusivamente pela Companhia, o que fez com que outras soluções alternativas fossem analisadas.

Desta forma, no mês de junho de 2004 a Companhia, no contexto de uma parceria estratégica, transferiu 33,33% do empreendimento à empresa Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA, por R$ 29.000, nos termos do Contrato de Transferência de Participação em Empreendimento firmado entre as partes. A ELEJA é uma SPE constituída pela Riomaggiore Mineração Ltda., com a finalidade específica de conclusão do projeto. A transferência incluiu direitos, licenças, autorizações, projetos, estudos, desenhos, plantas e documentos, livros e inscrições fiscais, além de bens, terrenos, equipamentos, construções civis e outras instalações, que constituem parte substancial do acervo necessário e/ou adequado à implantação do empreendimento, localizado no Município de Charqueadas, Estado do Rio Grande do Sul.

No mês de maio de 2004, a Companhia, fundamentada em laudo emitido por empresas especializadas, havia procedido à baixa de bens vinculados ao projeto Jacuí que se tornaram imprestáveis ou obsoletos. Os bens baixados foram doados ao Centro de Tecnologia em Automação e Informática – CTAI, órgão vinculado ao SENAI/SC, e serão utilizados para treinamento em seus cursos profissionalizantes.

Os valores associados aos ativos baixados, em decorrência dos fatos acima informados, são os seguintes:

	Obsolescência	Alienação	Total
Custo bruto	77.258	402.036	479.294
RIC	(13.650)	(71.241)	(84.891)
Sub-total	63.608	330.795	394.403
Reversão de provisão	(62.541)	(303.040)	(365.581)
Valor contábil liquido	**1.067**	**27.755**	**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 9 – UNIDADES 4 E 5 DA UTE WILLIAM ARJONA

As unidades geradoras 4 e 5 da usina termeletrica 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 é compatível com o valor estimado de alienação, para o caso desta hipótese vir a se confirmar.

Neste contexto, está sendo reconhecido o valor de R$ 13.906 no resultado deste exercício, que somado às amortizações relativas a 2002 e 2003 totaliza R$ 35.214. Estes valores foram considerados "diferenças temporárias", para fins fiscais.

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 – ONS, a partir de 1º de janeiro de 2005, nas mesmas condições das unidades 1, 2 e 3.

Desta forma, o processo de depreciação será continuado sem, contudo, afetar os resultados futuros, porquanto, concomitantemente com a depreciação, será revertida a amortização acelerada ocorrida ao longo do contrato com a CBEE.

NOTA 10 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	2004	2003	2004	2003
Energia elétrica	65.704	54.757	26.909	22.246
Combustíveis fósseis	37.445	31.843	37.445	31.843
Materiais e serviços	36.440	21.638	52.932	34.419
	139.589	**108.238**	**117.286**	**88.508**

NOTA 11 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição:

	Controladora					
	2004			2003		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	104.561	414.074	518.635	103.309	560.165	663.474
Instituições financeiras	14.251	183.892	198.143	15.519	202.294	217.813
	118.812	**597.966**	**716.778**	**118.828**	**762.459**	**881.287**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	66.406	247.802	314.208	60.111	314.208	374.319
Instituições financeiras	10.977	41.133	52.110	9.953	51.673	61.626
	77.383	**288.935**	**366.318**	**70.064**	**365.881**	**435.945**
	196.195	**886.901**	**1.083.096**	**188.892**	**1.128.340**	**1.317.232**

	Consolidado					
	2004			2003		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Longo prazo	Total	Circulante	Longo prazo	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	104.561	414.074	518.635	103.309	560.165	663.474
Instituições financeiras	48.857	491.788	540.645	44.958	571.211	616.169
	153.418	**905.862**	**1.059.280**	**148.267**	**1.131.376**	**1.279.643**
Moeda Nacional						
ELETROBRÁS	66.406	247.802	314.208	60.111	314.208	374.319
Instituições financeiras	57.888	385.745	443.633	50.119	413.871	463.990
	124.294	**633.547**	**757.841**	**110.230**	**728.079**	**838.309**
	277.712	**1.539.409**	**1.817.121**	**258.497**	**1.859.455**	**2.117.952**

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos:

	Controladora		Consolidado	
	Circulante	Longo prazo	Circulante	Longo prazo
Saldo em 31.12.2002	**428.012**	**1.439.779**	**507.265**	**2.251.696**
Ingressos	-	-	-	49.163
Transferências	176.440	(176.440)	239.980	(239.980)
Encargos gerados	136.377	1.258	199.328	7.345
Variações monetárias geradas	(10.625)	(134.892)	(21.134)	(207.404)
Remuneração de garantias depositadas	-	(1.365)	-	(1.365)
Amortizações	(541.312)	-	(666.942)	-
Saldo em 31.12.2003	**188.892**	**1.128.340**	**258.497**	**1.859.455**
Ingressos	-	-	-	13.771
Transferências	196.526	(196.526)	275.964	(275.964)
Encargos gerados	101.577	-	173.497	5.498
Variações monetárias geradas	(6.475)	(34.753)	(8.737)	(53.191)
Remuneração de garantias depositadas	-	(10.160)	-	(10.160)
Amortizações	(284.327)	-	(421.509)	-
Saldo em 31.12.2004	**196.195**	**886.901**	**277.712**	**1.539.409**

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais:

	Controladora					
	2004			2003		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	166.735	442.580	40,86	178.803	516.597	39,22
Libra Esterlina – GBP	11.474	58.814	5,43	16.306	84.506	6,41
Euro – EUR	59.507	215.384	19,89	76.750	280.184	21,27
		716.778	**66,18**		**881.287**	**66,90**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)	-	314.208	29,01	-	374.319	28,42
Não indexado	-	52.110	4,81	-	61.626	4,68
		366.318	**33,82**		**435.945**	**33,10**
		1.083.096	**100,00**		**1.317.232**	**100,00**

	Consolidado					
	2004			2003		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	295.767	785.082	43,20	316.681	914.953	43,20
Libra Esterlina – GBP	11.474	58.814	3,24	16.306	84.506	3,99
Euro – EUR	59.507	215.384	11,85	76.750	280.184	13,23
		1.059.280	**58,29**		**1.279.643**	**60,42**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		314.208	17,29	-	374.319	17,67
URTJLP		391.523	21,55	-	402.364	19,00
Não indexado		52.110	2,87	-	61.626	2,91
		757.841	**41,71**		**838.309**	**39,58**
		1.817.121	**100,00**		**2.117.952**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores:

	%	
Moeda – indexador	**2004**	**2003**
Dólar Americano – USD	(8,13)	(18,23)
Libra Esterlina – GBP	(1,09)	(8,98)
Euro – EUR	(0,85)	(1,37)
ICF (baseado no IGP-DI)	-	1,98
URTJLP	3,66	12,82

e) Vencimentos dos empréstimos, financiamentos e encargos a longo prazo:

	Controladora		**Consolidado**	
	2004	**2003**	**2004**	**2003**
2005	-	194.896	-	270.620
2006	200.792	205.489	289.044	294.020
2007	282.687	287.625	370.297	375.457
2008	69.852	73.284	156.534	160.106
2009	63.573	66.390	145.224	147.736
2010	57.972	60.106	139.052	141.402
De 2011 até 2024	212.025	240.550	439.258	470.114
	886.901	**1.128.340**	**1.539.409**	**1.859.455**

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 2003, 11,90% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes: 18,18% a.a. (Em 2003, 18,49% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 8,49% a.a. (Em 2003, de 6,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 2,77% a 9,29% a.a. (Em 2003, de 1,73% a 9,95% a.a.)

No consolidado

Mercado interno

Taxas fixas de 11,90% a 12,00% a.a. (Em 2003, de 11,90% a 12,00% a.a.)
Taxas flutuantes: 12,00% a 18,18% a.a. (Em 2003, 13,25% a 18,49% a.a.)

Mercado externo

Taxas fixas de 6,00% a 10,43% a.a. (Em 2003, de 6,00% a 8,49% a.a.)
Taxas flutuantes de 2,77% a 9,29% a.a. (Em 2003, de 1,73% a 9,95% a.a.)

NOTA 12 – DEBÊNTURES

a) Companhia Energética Meridional – CEM

Em 19 de maio de 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 31.12.2004 é de R$ 98.107, sendo R$ 10.008 no passivo circulante e R$ 88.099 no exigível a longo prazo (até 31.12.2003, R$ 101.536, R$ 9.146 no passivo circulante e R$ 92.390 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.

b) Itá Energética S.A. – ITASA

Em 7 de março de 2001, a controlada em conjunto emitiu duas séries de 8.400 debêntures não conversíveis cada uma, para colocação pública, no valor total de R$ 168.000, integralizados em 23 de março de 2001. O saldo atualizado em 31.12.2004, nas demonstrações financeiras consolidadas, é de R$ 78.872, sendo R$ 13.352 no passivo circulante e R$ 65.520 no exigível a longo prazo (até 31.12.2003, R$ 85.801, R$ 12.091 no passivo circulante e R$ 73.710 no exigível a longo prazo).

Os juros sobre as debêntures são pagos anualmente, sendo os da 1ª série a partir de 1º de dezembro de 2001 e os da 2ª série a partir de 1º de junho de 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 1º de dezembro de 2004, com vencimento final em 1º de dezembro de 2013 e a da 2ª série, a partir de 1º de junho de 2004, com vencimento final em 1º de junho de 2013.

NOTA 13 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora			
	2004			2003
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Provisões trabalhistas	8.542	-	8.542	7.668
Provisão para grandes manutenções	15.921	14.653	30.574	23.184
Provisão bônus gerencial	4.000	-	4.000	3.500
Provisão participação nos lucros ou resultados	6.500	-	6.500	8.500
Provisão para aquisição de energia elétrica	1.467	-	1.467	62.731
Outras	36	606	642	894
	36.466	**15.259**	**51.725**	**106.477**

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.

A provisão para aquisição de energia elétrica refere-se à parcela de responsabilidade da Companhia, em virtude da exposição da ITASA no MAE no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, por decorrência do Despacho ANEEL nº 288/2002. Os valores decorrentes dessa exposição foram reconhecidos pela ITASA na rubrica "despesas antecipadas" e vinham sendo amortizados concomitantemente com a realização das receitas provenientes do reajuste extraordinário de preço da energia contratada pelos seus acionistas, concedido para manter o equilíbrio econômico-financeiro dos respectivos contratos de compra e venda de energia elétrica entre as partes. Os aditivos contratuais firmados para este fim tinham vigência até 31.01.2005.

Contudo, estudos desenvolvidos pela Administração da ITASA indicaram que os reajustes extraordinários faturados contra os sócios, até junho de 2004, foram suficientes para garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos acima mencionados. Desta forma, em 21.06.2004, foi firmado novo termo aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, antecipando o término da vigência do reajuste extraordinário temporário, relativamente ao contrato de 167 MW, de 31.01.2005 para 30.06.2004. Como conseqüência, a Companhia procedeu à reversão da provisão existente para este fim, no valor de R$ 23.777.

O reajuste extraordinário decorrente do aditivo ao contrato de 61 MW, firmado com a ITASA, continuará vigendo até seu vencimento, definido para 31.01.2005 (ver Nota 23).

O balanço patrimonial consolidado inclui o valor de R$ 74, referente a provisões trabalhistas reconhecidas nas demonstrações financeiras da ITASA (R$ 38 em 2003) e o valor de R$ 135, referente à provisão para manutenção programada da Usina Hidrelétrica Cana Brava, registrado na CEM (R$ 365 em 2003).

NOTA 14 – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A companhia possui notificações fiscais e civeis que estão sendo impugnadas administrativamente, bem como processos judiciais que tramitam em diversas instâncias, que na avaliação dos consultores juridicos se revestem de riscos prováveis. Todos esses processos estão provisionados por valores julgados suficientes para cobertura das contingências, conforme abaixo:

	Controladora			
	2004		2003	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Trabalhistas				
Vinculo empregaticio e reintegração	19.182	11.824	18.642	12.405
Periculosidade	974	491	904	388
Horas extras	698	281	716	274
Equiparação salarial e enquadramento funcional	689	179	852	293
Horas in itinere	820	190	1.478	188
Outras	2.062	2.408	2.853	2.141
	24.425	**15.373**	**25.445**	**15.689**
Civeis				
Fornecedores	31.020	-	25.734	-
Atingidos pela UHE Itá	1.720	-	7.327	-
Danos emergentes e lucros cessantes	967	-	1.649	-
Doença ocupacional e acidente do trabalho	18.419	-	18.160	-
Outras	2.436	-	1.648	-
	54.562	**-**	**54.518**	**-**
Fiscais				
Contribuição Social	11.066	5.034	9.540	4.477
INSS	18.366	5.641	6.983	3.029
	29.432	**10.675**	**16.523**	**7.506**
	108.419	**26.048**	**96.486**	**23.195**

O balanço patrimonial consolidado inclui o valor de R$ 2.888, referente a provisões para contingências civeis reconhecidas nas demonstrações financeiras das controladas, sendo R$ 218 da CEM (R$ 413 em 2003) e R$ 2.670, da ITASA.

A Companhia é parte em processos judiciais que na avaliação dos consultores juridicos, baseada em experiências com naturezas semelhantes, não apresentam risco provável e, portanto, não foram reconhecidos nas demonstrações financeiras. Os valores envolvidos estão abaixo discriminados:

	2004			2003		
	Risco possivel	Risco remoto	Total	Risco possivel	Risco remoto	Total
Trabalhistas	9.261	11.269	20.530	7.215	9.568	16.783
Civeis	3.618	16.352	19.970	10.482	1.468	11.950
	12.879	**27.621**	**40.500**	**17.697**	**11.036**	**28.733**

NOTA 15 – 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	Valor anual	Valor total
1°	-	1	1
2° ao 6°	-	-	-
7° ao 25°	30.08.2004	680	12.920
26° ao 35°	30.08.2023	61.280	612.800
			625.721

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 31.12.2004, é de R$ 161.889, sendo R$ 1.472 no passivo circulante e R$ 160.417 no exigível a longo prazo (até 31.12.2003, R$ 131.347, sendo R$ 115 no passivo circulante e R$ 131.232 no exigível a longo prazo).

O total devido a longo prazo tem seus vencimentos assim programados:

	31.12.2004	31.12.2003
2005	-	1.350
2006	1.506	1.350
2007	1.506	1.350
2008	1.506	1.350
2009	1.506	1.350
2010	1.506	1.350
De 2011 até 2023	152.887	123.132
	160.417	**131.232**

NOTA 16 – 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 exclusivamente pela Tractebel Energia.

O Plano de Benefícios administrado pela PREVIG é do tipo *Benefício Definido*, com 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 (percentual 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 2004 foi de R$ 7.300 (R$ 7.246 em 2003).

Anteriormente à constituição da PREVIG, o plano de benefícios 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, através do Ofício nº 1.755/SPC/GAB/COA.

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) e pelo custeio de 100% do valor das despesas administrativas da PREVIG. Ambas as despesas são limitadas em 15% do total das respectivas receitas previdenciais e o valor de responsabilidade da Companhia do exercício de 2004 foi de R$ 3.577 (R$ 2.702 em 2003).

As partes continuam buscando alternativas àquela aprovada pela SPC para regularizar a situação que se apresenta até o momento.

Além do plano de benefícios retro descrito, a PREVIG passou a administrar outro, do tipo *Contribuição Definida*, encerrando o do tipo *Benefício Definido* para novas inscrições em 05.10.2004, data da aprovação do novo plano, comunicada pela Secretaria de Previdência Complementar –SPC através do Ofício nº 1998 DAJUR/SPC.

Nessa mesma data, 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 prevista no seu regulamento. A efetiva inscrição de participantes no plano de Contribuição Definida teve início a partir de janeiro 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.

A conciliação dos passivos decorrentes de benefícios pós-emprego, reconhecidos nas demonstrações financeiras da Companhia é a seguinte:

	2004		2003	
	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade	Plano de Aposentadoria	Gratificação Confidencialidade
Valor presente das obrigações atuariais total ou parcialmente cobertas	1.102.860	-	1.085.789	-
Valor justo do ativo	(695.397)	-	(642.113)	-
Valor presente das obrigações atuariais totalmente descobertas	-	1.143	-	1.075
Subtotal	407.463	1.143	443.676	1.075
Valor líquido das perdas atuariais não reconhecidas no balanço	(158.295)	(184)	(200.369)	(281)
Passivo reconhecido no balanço	**249.168**	**959**	**243.307**	**794**

O valor das perdas atuariais excedente a 10% do valor presente das obrigações atuariais será amortizado anualmente, de forma linear, pelo período de, aproximadamente, 11 anos, que corresponde ao tempo médio remanescente de trabalho 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:

	2004			2003
	Circulante	Longo prazo	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas, incluindo o financiamento de despesas administrativas	21.187	76.439	97.626	103.104
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	30.432	10.785	41.217	62.975
Passivo atuarial não contratado	-	111.284	111.284	78.022
	51.619	**198.508**	**250.127**	**244.101**

A movimentação do passivo atuarial, reconhecida no balanço patrimonial do exercício de 2004, está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2002	**252.420**	**733**	**253.153**
Despesas do exercício de 2003	39.075	147	39.222
Contribuições reais da Cia. no ano de 2003	(48.188)	-	(48.188)
Benefícios pagos pela Cia. no ano de 2003	-	(86)	(86)
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**

Os valores a serem reconhecidos no resultado do exercício de 2005 são os seguintes:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Custo do serviço corrente	16.502	60	16.562
Custo dos juros	130.620	122	130.742
Rendimento esperado do ativo do plano	(86.184)	-	(86.184)
Amortização de perdas atuariais	4.278	6	4.284
Contribuição dos empregados	(3.828)	-	(3.828)
Total	**61.388**	**188**	**61.576**

As premissas atuariais utilizadas na avaliação dos benefícios estão descritas a seguir:

Hipóteses Econômicas (nominais)

Taxa de desconto - 12,25% a. a.
Taxa de retorno esperado dos ativos - 12,50% a. a.
Crescimento salarial futuro
- Participante ativo - 8% a. a.
- Participante autopatrocinado - 6,00% a. a.
Crescimento dos benefícios da previdência social - 6,00% a. a.
Crescimento dos benefícios do Plano patrocinado pela Companhia - 6,00% a. a.
Inflação - 6,00% a. a.
Fator de capacidade
- Salários - 100%
- Benefícios - 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 SB40 - 140%

NOTA 17 – PASSIVO FISCAL DIFERIDO

Encontram-se registrados nesta rubrica o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro líquido, no valor de R$ 39.616 (R$ 48.603 em 2003), calculados sobre a provisão de venda de energia elétrica no âmbito do MAE, no valor de R$ 116.516 (R$ 142.949 em 2003), 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.

NOTA 18 – PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social autorizado

A Companhia está autorizada a aumentar o seu capital social até o limite de R$ 4.500.000, independentemente de reforma estatutária.

b) Capital social e dividendos

O capital social da Companhia, em 31 de dezembro de 2004, é de R$ 2.445.766, e está representado por 652.742.193.511 ações, sendo 464.052.075.236 ações ordinárias, 75.069.876 ações preferenciais da classe A e 188.615.048.399 ações preferenciais da classe B, todas sem valor nominal. O valor patrimonial da ação por lote de mil, em 31 de dezembro de 2004 é de R$ 4,27 (R$ 3,99 em 31.12.2003).

As ações preferenciais não garantem direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias. Essas ações têm prioridade na distribuição de dividendos, à razão de 8%, no caso das ações classe "A" e de 6%, para as de classe "B", calculados sobre o capital social das respectivas classes de ações, dividendos esses a serem entre elas rateados igualmente. Para ambas as classes de ações, o dividendo será calculado à razão de 3% do valor do patrimônio líquido a elas correspondente, caso tais dividendos sejam maiores que os calculados com base nas taxas retro mencionadas.

O quadro societário da Companhia, em 31.12.2004, está assim constituído:

	% do Capital			
Acionistas	**ON**	**PNA**	**PNB**	**Total**
Tractebel EGI South America Ltda.	80,40	31,82	73,16	78,30
Banco Clássico S.A.	10,31	-	8,75	10,00
BNDES Participações S.A. – BNDESPAR	3,66	-	10,43	5,62
União Federal	2,68	-	-	1,90
Banco Nordeste do Brasil S.A.	0,53	-	-	0,38
Caixa de Previd. dos Funcionários do Banco do Brasil	0,52	-	-	0,37
Outros	1,70	68,18	7,66	3,43
	100,00	**100,00**	**100,00**	**100,00**

	Controladora	
	2004	**2003**
Composição das reservas:		
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	**91.695**	**91.695**
Reservas de Lucros		
Reserva legal	102.252	63.492
Reserva de retenção de lucros	147.243	843
	249.495	**64.335**

A Administração da Companhia, com base em orçamento de capital a ser submetido à Assembléia Geral Ordinária, está proposto a constituição de reserva de retenção de lucros no valor de R$ 146.400, sem prejuízo à distribuição de dividendos.

NOTA 19 – DIVIDENDOS PROPOSTOS

Em 09.12.2004, o Conselho de Administração da Companhia aprovou crédito de juros sobre o capital próprio, em conformidade com a Lei nº 9.249/95 e Deliberação CVM nº 207/96, no valor de R$ 255.000, correspondentes a R$ 0,465589 por lote de mil ações Preferenciais Classe A, R$ 0,390651 por lote de mil ações Preferenciais Classe B e Ordinárias. Conforme Aviso aos Acionistas publicado em 10.12.2004, as ações da Companhia passaram a ser negociadas ex-juros sobre o capital próprio a partir de 15.12.2004 e o valor dos juros será pago em data a ser posteriormente definida e comunicada através de Aviso aos Acionistas.

O valor acima mencionado, líquido do imposto de renda retido na fonte, está sendo imputado aos dividendos referentes ao exercício de 2004.

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.

Os dividendos mínimos obrigatórios correspondem a 25% do lucro líquido ajustado nos termos da Lei das Sociedades por Ações, conforme disposto no § 1º do artigo 37 do Estatuto Social da Companhia.

	2004	2003
a) Cálculo dos dividendos mínimos obrigatórios		
Lucro líquido do exercício	775.192	517.154
Constituição da reserva legal (5%)	(38.760)	(25.857)
Base de cálculo	736.432	491.297
Dividendos mínimos obrigatórios (25%)	**184.108**	**122.824**
b) Dividendos / juros sobre o capital próprio propostos		
Juros sobre o capital próprio, líquidos de IRRF	216.750	198.900
Saldo dos dividendos propostos	335.032	257.297
Subtotal	551.782	456.197
I.R.R.F. dos juros sobre o capital próprio	38.250	35.100
Total	**590.032**	**491.297**
Dividendos / juros sobre o capital próprio antes da retenção do imposto de renda, por lote de 1.000 ações **(em R$ 1,00)**:		
Preferenciais classe A	0,920260	0,773822
Preferenciais classe B	0,845321	0,698884
Ordinárias	0,845321	0,698884

O saldo dos dividendos propostos, no valor de R$ 335.032, correspondente a R$ 0,513269 por lote de 1.000 ações preferenciais classes A e B e por lote de 1.000 ações ordinárias, serão pagos após a deliberação da Assembléia Geral Ordinária que aprovar as Demonstrações Financeiras.

NOTA 20 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	2004					2003
	Custos		Despesas		Total	Total
	Produção e comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas		
Pessoal	68.741	5.870	4.475	32.827	111.913	86.808
Material	15.948	184	34	674	16.840	9.633
Serviço de terceiro	32.812	1.859	1.407	23.215	59.293	49.116
Combustível p/produção energia – CCC/CDE	275.502	-	-	-	275.502	223.129
Combustível p/produção energia – sem subvenção	134.666	-	-	-	134.666	77.346
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	47.049	-	-	-	47.049	36.263
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	106.636	-	106.636	38.603
Uso de bem público – UBP	4.831	-	-	-	4.831	14.539
Depreciação e amortização	173.367	-	30	1.660	175.057	182.057
Constituição/reversão de provisões p/créditos de liquid. duvidosa	-	-	(12.133)	-	(12.133)	142.949
Constituição/reversão de provisões operacionais, líquidas	(53.872)	-	-	64.891	11.019	(143.597)
Seguros	7.701	411	-	322	8.434	14.058
Previdência privada – SB-40	-	-	-	23.435	23.435	24.903
Indenizações trabalhistas	-	-	-	2.940	2.940	3.398
Taxa de fiscalização	-	-	-	5.863	5.863	4.974
Quotas - CCC e CDE	2.119	-	-	-	2.119	3.431
Contribuições e doações	1.068	20	13	2.727	3.828	4.107
Outras despesas	5.391	217	4.614	15.163	25.385	16.509
	715.323	**8.561**	**105.076**	**173.717**	**1.002.677**	**788.316**

	Consolidado					
	2004					2003
	Custos		Despesas		Total	Total
	Produção e comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas		
Pessoal	68.893	5.870	4.475	34.574	113.812	88.714
Material	16.995	184	34	718	17.931	10.068
Serviço de terceiro	38.337	1.859	1.442	24.930	66.568	54.289
Combustível p/produção energia – CCC	275.502	-	-	-	275.502	223.129
Combustível p/produção energia – sem subvenção	136.933	-	-	-	136.933	77.346
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	59.182	-	-	-	59.182	46.099
Encargos de uso da rede elétrica	-	-	134.899	-	134.899	61.683
Uso de bem público – UBP	4.831	-	-	-	4.831	14.539
Depreciação e amortização	214.528	-	30	8.929	223.487	227.637
Constituição/reversão de provisões p/créditos de liquid. duvidosa	-	-	(12.095)	-	(12. 095)	143.720
Constituição Reversão de provisões operacionais, líquidas	(54.102)	-	-	64.700	10.598	(142.840)
Seguros	10.013	411	-	328	10.752	15.265
Previdência privada – SB-40	-	-	-	23.435	23.435	24.903
Indenizações trabalhistas	-	-	-	2.940	2.940	3.398
Taxa de fiscalização	-	-	-	7.138	7.138	6.429
Quotas - CCC e CDE	2.119	-	-	-	2.119	3.431
Contribuições e doações	1.111	20	13	3.948	5.092	4.333
Outras despesas	15.987	217	4.614	15.661	36.479	17.330
	790.329	**8.561**	**133.412**	**187.301**	**1.119.603**	**879.563**

NOTA 21 – 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 31.12.2004, 341 microcomputadores contratados (208 em 31.12.2003), representando cerca de 60% do total.

O saldo das contraprestações a pagar, em 31.12.2004, é de R$ 769, dos quais R$ 459 vencem nos próximos 12 meses e R$ 310, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações efetivamente pagas no exercício de 2004 foi de R$ 441 (R$ 255 em 2003).

b) Frota de veículos

A Companhia tem contrato de arrendamento de 36 veículos, em 31.12.2004. 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$ 1.125, dos quais R$ 515 vencem nos próximos 12 meses e R$ 610, nos meses subseqüentes. O montante das contraprestações efetivamente pagas no exercício de 2004 foi de R$ 658.

NOTA 22 – 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 15.04.2006, com valor de principal de US$ 13.810 mil, equivalente a R$ 36.657 em 31.12.2004, amortizado semestralmente a partir de 15.04.2003. No exercício de 2004, esta operação gerou despesa de R$ 1.416 (R$ 1.734 em 2003), devidamente reconhecida nas demonstrações financeiras.

A Companhia possuía, em seus registros, em 31.12.2004 operações com derivativos no mercado de balcão, representando 15% do seu passivo em moeda estrangeira, com vencimento para janeiro de 2004. Essas operações geraram despesa de R$ 18.157, devidamente reconhecida nas demonstrações financeiras pelo regime de competência.

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). 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. 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. As operações com swaps protegem 22% do passivo em moeda externa da Companhia, que somados com o percentual aplicado em títulos públicos federais indexados ao dólar norte americano, permitem uma proteção consolidada de 28% do passivo em moeda externa da Companhia.

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			
	2004		2003	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	716.778	699.768	881.287	857.916
Empréstimos e encargos em moeda nacional	366.318	358.058	435.945	414.117
	1.083.096	**1.057.826**	**1.317.232**	**1.272.033**

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 23 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia possui contratos com suas controladas e com sua controladora indireta, 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.

Em 26.06.2003, a Companhia assinou aditivos aos dois Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica, acima citados, com vigência para o período de fevereiro de 2004 a janeiro de 2005, que têm por finalidade o reajuste, em caráter extraordinário, do preço da energia elétrica contratada, para fazer face ao saldo da exposição da ITASA no MAE, no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002, cuja liquidação ocorreu em 03.07.2003.

Na mesma data de 26.06.2003, a Companhia celebrou Termo de Compromisso visando à antecipação de pagamento dos Reajustes Extraordinários previstos nos aditivos aos contratos mencionados acima, com taxa de desconto de 0,949% a.m. sobre o valor total do reajuste extraordinário, tendo sido pago, à ITASA, em 04.07.2003, o montante de R$ 58.453, a título de adiantamento. Tal adiantamento teve início de quitação em 01.02.2004, remanescendo um saldo, em 31.12.2004, no valor de R$ 1.453, na rubrica "Adiantamentos a Fornecedores".

Conforme mencionado na Nota 13, em 21.06.2004 foi firmado novo Termo Aditivo ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica, antecipando o término da vigência do reajuste extraordinário temporário, relativamente ao contrato de 167 MW, de 31.01.2005 para 30.06.2004. O reajuste extraordinário temporário decorrente do aditivo ao contrato de 61 MW vigorou até seu vencimento, ocorrido em 31.01.2005.

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.

Contrato com a Suez-Tractebel S.A. (Controladora Indireta)

Em 02.05.2002, a Companhia celebrou contrato com a Suez-Tractebel S.A. (atual denominação da 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 AGE realizada em 29.04.2002, tendo o acionista controlador renunciado ao 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, e cuja eficácia ficou condicionada à aprovação da ANEEL, a qual se deu em 23.04.2003, através do Ofício nº 526/2003-SFF/ANEEL. O valor dos honorários durante a vigência do contrato está limitado ao montante anual não

cumulativo de 1.500.000 EUROS e os serviços executados e respectivos honorários são submetidos ao conhecimento do Conselho Fiscal da Companhia, no qual tem assento um membro eleito pelos acionistas minoritários. A primeira revalidação, pelos acionistas minoritários, ocorreu na AGE realizada em 12.04.2004.

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	Controladora								
	2004								2003
	Tractebel EGI South America Ltda	Suez – Tractebel S.A.	CEM	ITASA	Lages	Tractebel Energia Comerc. Ltda	CESS	Total	Total
Ativo									
Contas a receber	633	-	350	9.630	7.041	2.810	58	**16.531**	**114.701**
Passivo									
Fornecedores	-	-	29.859	12.472	1	-	-	**42.332**	**38.571**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	432.054	-	-	-	-	-	-	**432.054**	**357.234**
Resultado									
Receita operacional									
Suprimento de Energia	-	-	-	-	3.070	9.030	-	**12.100**	-
Receitas de serviços									
Administração	-	-	500	-	94	-	120	**794**	**620**
Operação e manutenção	-	-	1.561	8.739	960	-	-	**11.254**	**10.096**
Custo de Energia Elétrica e Serviços									
Compra energia	-	-	236.968	177.833	-	-	-	**414.801**	**412.490**
Outros	-	-	-	-	2	-	-	**7**	-
Despesas Gerais e Administrativas									
Consultoria	-	5.254	-	-	-	-	-	**5.254**	**6.521**
Financeiro									
Receita	-		-	3.291	-	-	-	**3.291**	**6.745**

NOTA 24 – 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 em 31.12.2004 totaliza R$ 623.048 (R$ 671.828 em 31.12.2003).

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 nº 98.2.654.3.1 e no Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito nº 98.2.654.3.3, 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. Também é interveniente no Contrato de Empréstimo nº 1260/OC/BR firmado em 08.12.2000 e aditado em 06.03.2001, com o Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID, tendo assumido, com ambos os agentes financeiros, as seguintes principais 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 e ao BID 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 e ao BID, 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 31.12.2004 totaliza R$ 558.525 (R$ 627.294 em 31.12.2003).

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 31.12.2004 totaliza R$ 48.743 (R$ 33.247 em 31.12.2003).

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 25 – 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$ 9.330.834 mil em 31.12.2004, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 459.900 mil, equivalentes a R$ 1.220.758 mil em 31.12.2004. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000 mil, equivalentes a R$ 398.160 mil em 31.12.2004, por evento.

A apólice e os valores acima se referem aos bens do patrimônio da Companhia. A partir de 19.12.2003 a UHE Cana Brava, cuja concessão pertence à controlada CEM, foi incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 320.000 mil, equivalentes a R$ 849.408 mil em 31.12.2004, e lucro cessante de US$ 71.000 mil, equivalentes a R$ 188.462 mil em 31.12.2004, através do endosso nº 1095000026.

A controlada CEM mantém a cobertura de manutenção ampla pelo período de dois anos após a entrada em operação da 3ª unidade da usina, cuja data, prevista na apólice foi 15.01.2003.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000 mil, equivalentes a R$ 132.720 mil em 31.12.2004. 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 USD 20.000 mil equivalentes a R$ 53.088 mil em 31.12.2004, e seguro de Riscos de Engenharia com cobertura de obras civis em construção, instalação e montagem, inclusive na fase de testes e durante 12 meses de manutenção ampla, bem como a cobertura de responsabilidade civil geral e cruzada, com as seguintes vigências:

- Obras civis em construção / instalação e montagem – 01.11.2002 a 31.12.2003
- Testes – 28.11.2003 a 12.12.2004
- Manutenção – 12.02.2004 a 12.02.2005

Os limites máximos de indenização são os seguintes:

- Obras civis em construção / instalação e montagem – R$ 44.712 mil
- Responsabilidade civil geral e cruzada – R$ 1.806 mil

NOTA 26 – CONTRATOS DE LONGO PRAZO

Além dos contratos com sociedades controladas e com a controladora indireta citados na Nota 23, 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 Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, com vigência a partir de 1º de setembro de 1998.

b) Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

A Companhia firmou contrato de uso do sistema de transmissão, de acordo com a Lei nº 9.648/98 e Decreto nº 2.655/98, com a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – ELETROSUL, garantindo o uso da Rede Básica para entrega da energia elétrica vendida através dos Contratos Iniciais. O contrato tem vigência a partir de 1º de setembro de 1998 e os encargos decorrentes serão integralmente atribuídos às concessionárias de distribuição, conforme Resolução ANEEL nº 248, de 07 de agosto de 1998, não representando, portanto, ônus para a Companhia.

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, através dos quais assumiu 50% dos custos de transmissão, ficando os 50% restantes sob a responsabilidade das concessionárias distribuidoras. Os custos, para a Companhia, totalizaram R$ 100.964 em 2004 (R$ 33.617 em 2003).

c) Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica

A Companhia celebrou, com base na Lei 9.648/98, artigo 10 e nas normas do GCOI, os Contratos Iniciais de Compra e Venda de Energia Elétrica com as concessionárias abaixo relacionadas, os quais estão sendo reduzidos em 25% ao ano, a partir de 2003, até a completa extinção em 31.12.2005. As quantidades abaixo indicadas referem-se aos saldos contratuais para suprimento no período de 01.01.2005 a 31.12.2005:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: – Total de 740.220 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: – Total de 2.555.730 MWh;
- Companhia Estadual de Energia Elétrica – CEEE: – Total de 269.370 MWh;
- Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – ENERSUL: – Total de 617.580 MWh;
- Furnas Centrais Elétricas S.A.: – Total de 1.145.370 MWh;
- AES Sul – Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.: – Total de 860.670 MWh.

d) Contratos Bilaterais de Venda de Energia Elétrica

A energia não comprometida com os Contratos Iniciais, inclusive a que está sendo liberada daqueles contratos a partir de 2003, vem sendo contratada com empresas distribuidoras e consumidores livres. Desta forma, a Companhia possui, entre outros, os seguintes principais contratos para venda de energia elétrica:

- Rio Grande Energia S.A. – RGE: Período de 01.01.2005 a 31.12.2014 – Total de 34.333.312 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Período de 01.01.2005 a 31.12.2008 - Total de 23.850.323 MWh;
- Companhia Paulista de Força e Luz: Período de 01.01.2005 a 31.12.2010 – Total de 9.832.987 MWh;
- Companhia Piratininga de Força e Luz: Período de 01.01.2005 a 31.12.2010 – Montante global de 5.770.269 MWh;
- Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. – CELESC: Período de 01.01.2005 a 31.12.2007 – Total de 394.560 MWh;
- Light Serviços de Eletricidade S.A.: Período de 01.01.2005 a 31.12.2005 – Total de 105.120 MWh; e 01.01.2005 a 31.12.2007 – Total de 999.552 MWh;
- Comercializadoras: O total global dos contratos com concessionárias comercializadoras, referente ao período de 01.01.2005 a 31.12.2007 é de 11.156.534 MWh, de 01.01.2005 a 31.12.2010 é de 6.926.416 MWh e de 01.01.2005 a 31.12.2014 é de 10.051.613 MWh;
- Consumidores Livres: Os contratos com clientes Consumidores Livres, para o período de 01.01.2005 a 31.12.2007, totalizam 8.913.109 MWh; de 01.01.2005 a 31.12.2010, 6.399.197 MWh e de 01.01.2005 a 31.12.2012, 7.243.352 MWh.

e) 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.

f) 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.

g) 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 27 – SEVIÇOS DE AUDITORIA

Os auditores independentes da Companhia e de suas controladas não prestam outros serviços além dos serviços de auditoria contábil.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Mauricio 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

Waltamir Barreiros
Contador – CRC SC 008283/O-8

Trevisan

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos administradores e acionistas
Tractebel Energia S.A.

1 Examinamos o balanço patrimonial da Tractebel Energia S.A. individual (controladora) e consolidado, levantado em 31 de dezembro de 2004, 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. As demonstrações contábeis da controlada em conjunto Itá Energética S.A. relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2004, foram examinadas por outros auditores independentes e a nossa opinião, no que diz respeito aos valores do investimento e do resultado decorrente nessa controlada, está baseada no parecer desses auditores.

2 Nosso exame foi conduzido em conformidade com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil e compreendeu: 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 2004, o resultado de suas operações, as mutações do seu patrimônio líquido 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 referidas no primeiro parágrafo, tomadas em conjunto. As demonstrações do fluxo de caixa e do valor adicionado para o exercício findo em 31 de dezembro 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.

Trevisan

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Aos administradores e acionistas
Tractebel Energia S.A.

5 As demonstrações contábeis, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2003, apresentadas para fins de comparabilidade, foram examinadas por outros auditores independentes, que emitiram parecer, sem ressalva e com ênfase relativa a alguns ativos operacionais do seu parque gerador, que avaliados isoladamente, pelo fluxo de caixa futuro descontado a valor presente não seriam recuperados, mas em conjunto com os demais ativos produziriam fluxo de caixa futuro positivo, datado de 23 de janeiro de 2004. As demonstrações suplementares do fluxo de caixa e do valor adicionado correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2003 não foram examinadas por auditores independentes.

Florianópolis, 02 março de 2005

Paulo Ricardo Pinto Alaniz
Sócio-contador
CRC RS – 42.460/S - SC
Trevisan Auditores Independentes
CRC 2SP013439/O-5 "S" SC

Tractebel Energia

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 2004 e a proposta de destinação de lucro, e com base no parecer dos auditores independentes Trevisan Auditores Independentes emitido em 02/03/05, 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 2004 e estão em condições de serem apreciados pela Assembléia Geral de Acionistas da Empresa.

Florianópolis, 07 de março de 2005

Newton de Lima Azevedo Junior
Conselheiro Presidente

Carla Carvalho de Carvalho
Conselheira Secretária

Manoel Eduardo Lima Lopes
Conselheiro

- Informações Trimestrais Consolidadas da Companhia relativas ao período encerrado em 31 de março de 2007, respectivo parecer dos Auditores Independentes e Relatório da Administração

(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	3221-7016	-	-	
11 - DDD	12 - FAX	13 - FAX	14 - FAX	
048	3221-7015	-	-	
15 - E-MAIL				
mantuano@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
01/01/2007	31/12/2007	1	01/01/2007	31/03/2007	4	01/10/2006	31/12/2006

9 - NOME/RAZÃO SOCIAL DO AUDITOR	10 - CÓDIGO CVM
DELOITTE TOUCHE TOHMATSU	00385-9
11 - NOME DO RESPONSÁVEL TÉCNICO	12 - CPF DO RESP. TÉCNICO
MARCELO CAVALCANTI ALMEIDA	335.906.597-72

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 31/03/2007	2 - TRIMESTRE ANTERIOR 31/12/2006	3 - IGUAL TRIMESTRE EX. ANTERIOR 31/03/2006
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	06/12/2006	Juros Sobre Capital Próprio	07/05/2007	ON	0,1516678429
02	AGO	17/04/2007	Dividendo	07/05/2007	ON	0,6023639686

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
10/05/2007	

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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
1	Ativo Total	5.083.397	4.848.357
1.01	Ativo Circulante	959.506	771.335
1.01.01	Disponibilidades	417.606	193.606
1.01.01.01	Numerário Disponível	8.697	7.454
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	408.909	186.552
1.01.02	Créditos	490.972	529.182
1.01.02.01	Clientes	306.656	314.603
1.01.02.01.01	Consumidores, Concess. e Permissionárias	306.656	314.603
1.01.02.03	Créditos Diversos	184.316	214.579
1.01.02.02.01	Recursos Vinculados ao Pgto Obrigações	4.632	21.643
1.01.02.02.02	Dividendos a Receber de Controladas	103.021	103.021
1.01.02.02.03	Tributos e Contrib. Sociais a Compensar	30.937	23.623
1.01.02.02.04	Cauções e Depósitos Vinculados - CCEE	35.791	31.511
1.01.02.02.05	Outros	9.935	14.721
1.01.03	Estoques	22.142	22.719
1.01.04	Outros	28.757	25.628
1.01.04.01	Despesas Pagas Antecipadamente	1.481	2.625
1.01.04.02	Ativo Fiscal Diferido	23.430	19.683
1.01.04.03	Outros	3.841	3.320
1.02	Ativo Não Circulante	4.123.891	4.077.022
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	401.670	395.672
1.02.01.01	Créditos Diversos	95.125	90.080
1.02.01.01.01	Concessionárias e Permissionárias	12.781	18.003
1.02.01.01.02	Alienação de Bens e Direitos	70.852	68.565
1.02.01.01.03	Tributos e Contrib. Sociais a Compensar	10.561	10.342
1.02.01.01.04	Outros	931	1.110
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	306.745	299.592
1.02.01.03.01	Depósitos Judiciais	113.789	111.204
1.02.01.03.02	Ativo Fiscal Diferido	191.902	187.282
1.02.01.03.03	Outros	1.054	1.106
1.02.02	Ativo Permanente	3.721.991	3.681.350
1.02.02.01	Investimentos	923.036	843.650
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	659.057	806.786
1.02.02.01.04	Participações em Controladas - Ágio	33.070	34.737
1.02.02.01.05	Outros Investimentos	30.909	2.116

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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
1.02.02.02	Imobilizado	2.799.704	2.836.435
1.02.02.03	Intangível	2.221	1.256
1.02.02.04	Diferido	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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
2	Passivo Total	5.083.397	4.848.357
2.01	Passivo Circulante	1.169.977	1.150.252
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	237.454	256.152
2.01.02	Debêntures	22.077	10.004
2.01.03	Fornecedores	182.763	235.924
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	108.977	33.747
2.01.05	Dividendos a Pagar	478.043	478.043
2.01.05.01	Dividendos e Juros s/ Capital Próprio	478.043	478.043
2.01.06	Provisões	41.737	39.542
2.01.06.01	Obrigações Estimadas	31.648	28.542
2.01.06.02	Contingências	10.089	11.000
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	94.926	91.840
2.01.08.01	Benefícios Pós-Emprego	19.620	20.909
2.01.08.02	Operações com Derivativos	13.515	4.528
2.01.08.03	Obrigações com Programa P&D	32.516	31.354
2.01.08.04	Outros	29.273	35.561
2.02	Passivo Não Circulante	912.746	933.534
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	912.746	933.534
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	316.067	344.197
2.02.01.02	Debêntures	200.000	200.000
2.02.01.03	Provisões	56.864	53.694
2.02.01.03.01	Obrigações Estimadas	703	653
2.02.01.03.02	Contingências	56.161	53.041
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	339.815	335.643
2.02.01.06.01	Tributos e Contribuições Sociais	5.161	5.383
2.02.01.06.02	Benefícios Pós-Emprego	298.119	293.725
2.02.01.06.03	Passivo Fiscal Diferido	36.535	36.535
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	3.000.674	2.764.571
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	227.110	227.110
2.04.04.01	Legal	197.214	197.214
2.04.04.02	Estatutária	0	0
2.04.04.03	Para Contingências	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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
2.04.04.04	De Lucros a Realizar	0	0
2.04.04.05	Retenção de Lucros	29.897	29.896
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	242.100	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 - 01/01/2007 a 31/03/2007	4 - 01/01/2007 a 31/03/2007	5 - 01/01/2006 a 31/03/2006	6 - 01/01/2006 a 31/03/2006
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	852.513	852.513	838.245	838.245
3.01.01	Suprimento de Energia Elétrica	572.518	572.518	551.255	551.255
3.01.02	Fornecimento de Energia Elétrica	76.201	76.201	82.891	82.891
3.01.03	Outras Receitas	3.794	3.794	4.099	4.099
3.02	Deduções da Receita Bruta	(55.527)	(55.527)	(54.256)	(54.256)
3.02.01	Impostos e Contribuições	(49.556)	(49.556)	(48.028)	(48.028)
3.02.02	Pesquisa e Desenvolvimento	(5.971)	(5.971)	(6.228)	(6.228)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	796.986	796.986	783.989	783.989
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(235.256)	(235.256)	(218.627)	(218.627)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada de Terceiros	(96.549)	(96.549)	(99.661)	(99.661)
3.04.02	Transações no âmbito da CCEE	(44.145)	(44.145)	(15.038)	(15.038)
3.04.03	Custo de Produção de Energia Elétrica	(92.560)	(92.560)	(102.882)	(102.882)
3.04.04	Custo dos Serviços Prestados	(2.003)	(2.003)	(2.046)	(2.046)
3.05	Resultado Bruto	561.730	561.730	565.362	565.362
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(25.752)	(25.752)	(50.473)	(50.473)
3.06.01	Com Vendas	(43.135)	(43.135)	(39.932)	(39.932)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(25.848)	(25.848)	(29.196)	(29.196)
3.06.03	Financeiras	(8.080)	(8.080)	1.948	1.948
3.06.03.01	Receitas Financeiras	19.323	19.323	25.332	25.332
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(27.403)	(27.403)	(23.384)	(23.384)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	737	737	(3.764)	(3.764)
3.06.05.01	Const.(Reversão) Prov.Operac., líquida	737	737	(3.764)	(3.764)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	50.574	50.574	20.471	20.471
3.06.06.01	Equivalência Patrimonial	52.261	52.261	21.858	21.858
3.06.06.02	Amortização de Ágio na Partic Empresas	(1.687)	(1.687)	(1.687)	(1.687)
3.06.06.03	Equiv.Patrim s/Ajuste Exercício Anterior	0	0	300	300

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 - CODIGO	2 - DESCRIÇÃO	3 - 01/01/2007 a 31/03/2007	4 - 01/01/2007 a 31/03/2007	5 - 01/01/2006 a 31/03/2006	6 - 01/01/2006 a 31/03/2006
3.07	Resultado Operacional	335.978	335.978	314.889	314.889
3.08	Resultado Não Operacional	(702)	(702)	51.668	51.668
3.08.01	Receitas	347	347	78.432	78.432
3.08.02	Despesas	(1.049)	(1.049)	(26.764)	(26.764)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	335.276	335.276	366.557	366.557
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(101.546)	(101.546)	496	496
3.10.01	Imposto de Renda	(74.473)	(74.473)	496	496
3.10.02	Contribuição Social	(27.073)	(27.073)	0	0
3.11	IR Diferido	8.372	8.372	(23.247)	(23.247)
3.11.01	Imposto de Renda	6.810	6.810	7.793	7.793
3.11.02	Contribuição Social	1.562	1.562	(31.040)	(31.040)
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	242.102	242.102	343.606	343.606
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192	652.742.192
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,37090	0,37090	0,52671	0,52671
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)				

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

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.

Em março de 2007, a Companhia adquiriu 2,82% de participação acionária na Machadinho Energética S.A. – MAESA, a qual é uma Sociedade de Propósito Específico – SPE que foi constituída para construir e explorar, através de consórcio, a usina hidrelétrica Machadinho pelo valor R$ 28.793. As companhias consorciadas são a MAESA e a 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%.

Sua capacidade instalada, após a aquisição da participação na MAESA, incluindo a propriedade indireta das UHEs Itá, Cana Brava e Machadinho e da Unidade de Cogeração Lages, é de 5.881 MW, dos quais 79,37% em usinas hidrelétricas e 20,63% 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 5.917 MW.

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 31.12.2006.

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 31.12.2006 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 – APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.12.2006	31.03.2007	31.12.2006
Citibank – Fundo de Investimento Exclusivo				
Certificado de Depósito Bancário – CDB	27.876	32.715	106.423	49.233
Notas do Tesouro Nacional – NTN - D	-	-	4.185	4.508
Operações Compromissadas com Títulos Públicos Federais	381.122	153.637	391.566	157.341
Operações Compromissadas com Títulos Privados	-	-	26.588	22.165
	408.998	186.352	528.762	233.247
Banco Santos				
Certificado de Depósito Bancário – CDB	1.777	1.777	2.603	2.603
(-) Provisão para perdas em aplicações financeiras	(1.777)	(1.777)	(2.603)	(2.603)
	408.998	**186.352**	**528.762**	**233.247**

A provisão para perdas em aplicações financeiras foi constituída em decorrência da falência decretada do Banco Santos no ano de 2005.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

4 – CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIAS E PERMISSIONÁRIAS

	Controladora				
	31.03.2007				31.12.2006
		Vencidos			
	Vincendos	até 90 dias	mais de 90 dias	Total	Total
Circulante					
Concessionárias	198.074	19	-	198.093	181.914
Comercializadoras	50.414	-	-	50.414	75.307
Consumidores livres	27.104	1.453	6	28.563	29.324
Exportação	3.239	-	740	3.979	740
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Parcelamentos	19.065	-	-	19.065	19.537
- Recomposição tarifária extraordinária – RTE	6.319	-	223	6.542	7.841
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	109.873	-	11.947	121.820	121.820
	135.257	-	12.170	147.427	149.198
	414.088	**1.472**	**12.916**	**428.476**	**436.483**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(109.873)	-	(11.947)	(121.820)	(121.820)
	304.215	**1.472**	**969**	**306.656**	**314.663**
Longo prazo					
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Parcelamentos	11.409	-	-	11.409	13.820
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	1.372	-	-	1.372	2.243
	12.781	-	-	**12.781**	**16.063**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado				
	31.03.2007				31.12.2006
		Vencidos			
	Vincendos	até 90 dias	mais de 90 dias	Total	Total
Circulante					
Concessionárias	200.820	19	-	200.839	184.662
Comercializadoras	32.048	-	-	32.048	75.136
Consumidores livres	84.600	1.494	6	86.100	67.838
Exportação	3.239	-	740	3.979	740
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Correntes	1.446	2	-	1.448	380
- Parcelamentos	19.065	-	-	19.065	19.537
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	6.319	-	223	6.542	7.841
- Agentes com ações judiciais ou inadimplentes	110.498	-	13.944	124.442	124.442
	137.328	2	14.167	151.497	152.200
	458.035	**1.515**	**14.913**	**474.463**	**480.576**
(-) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(110.498)	-	(12.076)	(122.574)	(122.574)
	347.537	**1.515**	**2.837**	**351.889**	**358.002**
Longo prazo					
Transações no âmbito da CCEE/MAE					
- Parcelamentos	11.409	-	-	11.409	13.820
- Recomposição tarifária extraordinária - RTE	1.372	-	-	1.372	2.243
	12.781	**-**	**-**	**12.781**	**16.063**

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.

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.

5 – TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS A COMPENSAR

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.12.2006	31.03.2007	31.12.2006
Circulante				
ICMS	42.304	44.375	43.711	45.857
Imposto de renda	14.345	9.021	19.577	10.369
Contribuição social	6.522	2.945	8.230	3.199
COFINS	1.714	1.139	2.309	1.139
PIS	372	249	501	249
INSS	7.031	7.245	7.031	7.245
	72.288	**64.974**	**81.359**	**68.058**
(-) Provisão para perdas na recuperação de créditos de ICMS	(41.351)	(41.351)	(41.351)	(41.351)
	30.937	**23.623**	**40.008**	**26.707**
Longo prazo				
ICMS	3.250	3.110	6.019	5.880
COFINS	6.007	5.943	6.017	5.953
PIS	1.304	1.289	1.306	1.291
	10.561	**10.342**	**13.342**	**13.124**

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.

6 – ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Controladora				
	31.03.2007				31.12.2006
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	175.529	43.382	15.618	59.000	57.120
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	121.820	30.455	10.964	41.419	41.419
Provisão para contingências	100.236	25.059	9.021	34.080	33.565
Provisão para perdas com créditos de ICMS	41.351	10.338	3.722	14.060	14.060
Depreciação acelerada UTE W. Arjona	27.696	6.924	2.493	9.417	9.701
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	21.115	5.279	1.900	7.179	5.731
Provisão para perdas com swap	13.515	3.379	1.216	4.595	1.539
Ajuste a valor presente de valores a receber	23.888	5.972	2.150	8.122	8.598
Provisão para perdas em aplicações financeiras	1.777	444	160	604	604
Provisão honorários advocatícios e de auditoria	659	165	59	224	461
		168.034	47.303	215.337	206.965
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		18.201	5.234	23.435	19.683
Não circulante		149.833	42.069	191.902	187.282
		168.034	47.303	215.337	206.965

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado				
	31.03.2007				31.12.2006
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	173.529	43.382	15.618	59.000	57.120
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	122.574	30.643	11.032	41.675	41.675
Provisão para contingências	102.481	25.620	9.224	34.844	34.305
Provisão para perdas com créditos de ICMS	41.351	10.338	3.722	14.060	14.060
Depreciação acelerada UTE W. Arjona	27.696	6.924	2.493	9.417	9.701
Participação de empregados nos lucros e bônus gerencial	21.115	5.279	1.900	7.179	5.731
Provisão para perdas com swap	13.515	3.379	1.216	4.595	1.539
Ajuste a valor presente de valores a receber	23.888	5.972	2.150	8.122	8.598
Provisão para perdas em aplicações financeiras	2.603	651	234	885	885
Provisão honorários advocatícios e de auditoria	659	165	59	224	461
Prejuízo fiscal	1.932	483	-	483	1.144
Base negativa da contribuição social	2.416	-	217	217	454
		169.473	47.865	217.338	209.840
Classificação do ativo fiscal diferido:					
Circulante		18.735	5.470	24.205	21.351
Não circulante		150.738	42.395	193.133	188.489
		169.473	47.865	217.338	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. 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 períodos subseqüentes.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

O horizonte de realização do ativo fiscal diferido a longo prazo e a sua recuperação através de geração de lucros tributáveis futuros foram estimados conforme abaixo:

	Controladora	Consolidado
Ativo fiscal diferido, registrado		
2008	11.743	11.836
2009	18.363	19.042
2010	31.552	31.586
2011	53.803	54.094
2012	11.845	11.879
2013 a 2015	31.827	31.898
2016 em diante	32.769	32.798
	191.902	**193.133**
Ativo fiscal diferido, não registrado		
2017 em diante	**18.196**	**18.196**
	210.098	**211.329**

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.

7 – CONCILIAÇÃO DOS TRIBUTOS, NO RESULTADO

	Controladora			
	31.03.2007		31.03.2006	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**335.276**	**335.276**	**366.557**	**366.557**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	1.687	-	1.687	-
Gratificação e 13º de dirigentes	657	-	60	-
Doações	400	400	420	420
Outras despesas indedutíveis	44	44	64	64
Exclusões				
Equivalência patrimonial	(52.261)	(52.261)	(22.158)	(22.158)
Provisão para perdas da UTE Jacui	-	-	(303.131)	-
Remuneração das Imobilizações em Curso – RIC UTE Jacui	-	-	(71.263)	-
Demais ativos	(3.644)	-	(3.408)	-
Base de cálculo dos tributos no resultado	**282.159**	**283.459**	**(31.172)**	**344.883**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(70.540)**	**(25.511)**	**7.793**	**(31.040)**
Complemento do imposto de renda sobre a RIC	2.471	-	-	-
Incentivos fiscais	400	-	420	-
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	6	-	6	-
Imposto de renda de períodos anteriores	-	-	70	-
Imposto de renda e contrib.social - resultado	**(67.663)**	**(25.511)**	**8.289**	**(31.040)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(74.473)	(27.073)	496	-
Diferido	6.810	1.562	7.793	(31.040)
	(67.663)	**(25.511)**	**8.289**	**(31.040)**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado			
	31.03.2007		31.03.2006	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Resultado antes dos tributos	**366.289**	**366.289**	**376.632**	**376.632**
Diferenças permanentes				
Adições				
Amortização de ágio	1.687	-	1.687	-
Gratificação e 13º de dirigentes	707	-	109	-
Doações	550	550	570	570
Outras despesas indedutíveis	56	56	64	64
Exclusões				
Ajuste de exercícios anteriores de controladas	-	-	(300)	(300)
Provisão para perdas da UTE Jacuí	-	-	(303.131)	-
Remuneração das Imobilizações em Curso - RIC UTE Jacuí	-	-	(71.263)	-
Demais ativos	(3.644)	-	(3.408)	-
Ajuste em controlada tributada pelo lucro presumido	(1.470)	(1.108)	(1.890)	(1.519)
Base de cálculo dos tributos no resultado	**364.175**	**365.787**	**(930)**	**375.447**
Alíquotas	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social	**(91.044)**	**(32.921)**	**233**	**(33.791)**
Complemento do imposto de renda sobre a RIC	2.471	-	-	-
Incentivos fiscais	550	-	570	-
Imposto de renda e contribuição social de períodos anteriores	(2.400)	(864)	122	19
Adicional de 10% sobre lucro até R$ 20 mensais	21	-	21	-
Imposto de renda e contrib.social - resultado	**(90.402)**	**(33.785)**	**946**	**(33.772)**
Composição dos tributos no resultado:				
Corrente	(96.568)	(35.116)	(8.430)	(3.302)
Diferido	6.166	1.331	9.376	(30.470)
	(90.402)	**(33.785)**	**946**	**(33.772)**

8 – ALIENAÇÕES DE BENS E DIREITOS

Em junho de 2004, julho de 2005 e março de 2006, a Companhia transferiu 33,33%, em cada ano, do projeto Jacuí à Elétrica Jacuí S.A. – ELEJA, a qual passou a ser titular da totalidade do mesmo. 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, 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:

	31.03.2007	31.12.2006
Valor da alienação	94.740	93.855
(-) Ajuste a valor presente	(23.888)	(25.290)
	70.852	**68.565**

9 – INVESTIMENTOS

a) Composição

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.12.2006	31.03.2007	31.12.2006
Participações societárias permanentes:				
Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial	892.127	841.543	33.070	34.757
Avaliadas pelo custo de aquisição	28.796	-	28.796	-
Bens e direitos de uso futuro e destinados à alienação	1.742	1.742	1.742	1.742
Outros investimentos	371	374	371	374
	923.036	**843.659**	**63.979**	**36.873**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

b) Participações societárias permanentes

b.1) Avaliadas pelo método de equivalência patrimonial

Empresas	31.03.2007				31.12.2006
	Lote de Mil Ações ou Quotas	Participação (%)	Lucro Líquido (Prejuízo)	Patrimônio Líquido	Patrimônio Líquido
Itá Energética S.A. - ITASA	253.607	48,75	11.933	579.513	567.580
Companhia Energética Meridional - CEM	344.528	99,99	21.435	501.993	480.558
Lages Bioenergética Ltda.	30.530	99,99	2.060	34.476	32.416
Tractebel Energia Comercializadora Ltda.	4.200	99,99	22.961	40.074	17.113
Delta Energética S.A.	45	99,99	(12)	2	4

Movimentação dos investimentos

Empresas	Saldo em 31.12.2006	Aumento de Capital	Resultado da Equivalência Patrimonial	Amortização do Ágio	Saldo em 31.03.2007
ITASA					
Equival. Patrimonial	276.695	-	5.817	-	282.512
Ágio	8.010	-	-	(572)	7.438
CEM					
Equival. Patrimonial	480.558	-	21.435	-	501.993
Ágio	26.747	-	-	(1.115)	25.632
Lages Bioenergética	32.416	-	2.060	-	34.476
Tractebel Comercializadora	17.113	-	22.961	-	40.074
Delta Energética	4	10	(12)	-	2
	841.543	**10**	**52.261**	**(1.687)**	**892.127**

O ágio na aquisição dos investimentos tem fundamento econômico na expectativa de resultados futuros e está sendo amortizado pelo prazo de 10 anos.

b.2) Avaliadas pelo custo de aquisição

Machadinho Energética S.A. – MAESA

Conforme mencionado no Contexto Operacional (ver Nota 1), em março de 2007, a Companhia adquiriu participação de 2,82 % na MAESA, pelo valor de R$ 28.793, a qual está sendo avaliada pelo método de custo.

10 – ATIVO IMOBILIZADO

a) Composição

	Consolidado					
	31.03.2007				31.12.2006	
	Taxas médias de depreciação	Custo corrigido	Depreciação amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Empresa
Imobilizações em Serviço						
Geração Hidrelétrica						
UHE Salto Santiago	2,5	640.764	(494.115)	146.649	150.495	Controladora
UHE Salto Osório	2,8	304.641	(255.466)	69.175	70.754	Controladora
UHE Passo Fundo	2,5	123.126	(93.401)	29.725	30.353	Controladora
UHE Itá (em consórcio)	2,3	1.776.683	(273.608)	1.503.075	1.521.266	Controladora ITASA
UHE Machadinho (em consórcio)	2,4	179.939	(21.438)	158.501	159.065	Controladora
UHE Cana Brava	2,5	874.477	(99.550)	774.927	780.930	CEM
		3.899.630	(1.217.578)	2.682.052	2.712.863	
Geração Termelétrica						
Complexo Jorge Lacerda	4,3	2.473.565	(1.284.249)	1.189.316	1.188.778	Controladora
UTE Charqueadas	4,4	56.809	(49.571)	7.238	7.338	Controladora
UTE Alegrete	4,1	8.237	(7.274)	963	851	Controladora
UTE William Arjona	4,3	174.660	(72.187)	102.473	105.220	Controladora
Unidade de Cogeração Lages	4,3	73.861	(9.050)	64.811	65.238	Lages
		2.787.132	(1.422.331)	1.364.801	1.367.425	
Equipamentos Gerais e Outros	10,0	44.442	(18.359)	26.083	17.492	Consolidado
		6.731.204	(2.658.268)	4.072.936	4.097.780	
Imobilizações em Curso						
Geração Hidrelétrica		25.235	-	25.235	22.499	Controladora/ ITASA/CEM
Geração Termelétrica		9.942	-	9.942	32.214	Controladora Lages
Equipamentos Gerais e Outros		1.398	-	1.398	6.024	Controladora
		36.575	-	36.575	60.737	
Total das imobilizações		6.767.779	(2.658.268)	4.109.511	4.158.517	
Obrigações especiais		(9.619)	-	(9.619)	(9.619)	Controladora Lages
		6.758.160	(2.658.268)	4.099.892	4.148.898	

b) Mutação do ativo imobilizado

	Controladora			Consolidado		
	Em serviço	Em curso	Total	Em serviço	Em curso	Total
Saldo em 31.12.2006	**2.791.039**	**54.890**	**2.845.929**	**4.097.780**	**60.737**	**4.158.517**
Aquisições	-	3.896	3.896	-	4.641	4.641
Transferências	28.371	(28.371)	-	28.803	(28.803)	-
Depreciação	(42.711)	-	(42.711)	(52.731)	-	(52.731)
Baixas	(916)	-	(916)	(916)	-	(916)
	2.775.783	**30.415**	**2.806.198**	**4.072.936**	**36.575**	**4.109.511**
Obrigações Especiais	(9.494)	-	(9.494)	(9.619)	-	(9.619)
Saldo em 31.03.2007	**2.766.289**	**30.415**	**2.796.704**	**4.063.317**	**36.575**	**4.099.892**

11 – ATIVO INTANGÍVEL

	Consolidado					
	31.03.2007				31.12.2006	
	Taxas médias de amortização	Custo corrigido	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido	Empresa
Direito de exploração UHE Cana Brava	3,2	88.664	(13.354)	75.310	76.022	CEM
Direito de uso de softwares	20,0	9.593	(7.292)	2.301	1.288	Consolidado
		98.257	(20.646)	77.611	77.310	

12 – 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 custo e a depreciação das unidades geradoras 4 e 5, em 31.03.2007, é o seguinte:

	31.03.2007	31.12.2006
Custo	77.123	77.123
(-) Depreciação pela vida útil	(16.293)	(15.458)
(-) Depreciação acelerada	(27.696)	(28.531)
	33.134	33.134

13 – EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moedas estrangeira e nacional são as seguintes:

a) Composição

	Controladora					
	31.03.2007			31.12.2006		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	23.783	207.532	231.315	24.799	223.460	248.259
BNP Paribas (*Floating Rate Notes*)	109.557	-	109.557	112.810	-	112.810
Deutsche Bank	3.959	7.858	11.817	4.107	8.215	12.322
ABN AMRO Bank	5.782	-	5.782	6.029	3.015	9.044
Encargos	13.744	-	13.744	5.966	-	5.966
	156.805	215.410	372.215	153.711	234.690	388.401
Moeda Nacional						
ELETROBRAS	67.512	87.422	154.934	87.437	93.402	180.839
BNDES	9.395	-	9.395	9.769	1.987	11.756
Banco do Brasil	3.529	13.235	16.764	3.529	14.118	17.647
Encargos	213	-	213	1.706	-	1.706
	80.649	100.657	181.306	102.441	109.507	211.948
	237.454	316.067	553.521	256.152	344.197	600.349

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2007			31.12.2006		
	Principal e encargos			Principal e encargos		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Moeda Estrangeira						
Secretaria do Tesouro Nacional	23.783	207.532	231.315	24.799	223.460	248.259
BNP Paribas (Floating Rate Note)	109.557	-	109.557	112.810	-	112.810
Deutsche Bank	3.939	7.878	11.817	4.107	8.215	12.322
ABN AMRO Bank	5.782	-	5.782	6.029	3.015	9.044
Encargos	13.744	-	13.744	5.966	-	5.966
	156.805	215.410	372.215	153.711	234.690	388.401
Moeda Nacional						
ELETROBRAS	67.512	87.422	154.934	87.437	93.402	180.839
BNDES	36.332	141.955	178.287	36.674	150.498	187.172
Agentes Financiadores - BNDES	14.953	82.244	97.197	14.935	85.879	100.814
Banco do Brasil	3.529	13.235	16.764	3.529	14.118	17.647
Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul - BRDE	6.793	30.004	36.797	6.785	31.664	38.449
Encargos	1.366	-	1.366	3.008	-	3.008
	130.485	354.860	485.345	152.368	375.561	527.929
	287.290	570.270	857.560	306.079	610.251	916.330

b) Mutação dos empréstimos e financiamentos

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2006	**256.152**	**344.197**	**600.349**	**306.079**	**610.251**	**916.330**
Transferências	11.889	(11.889)	-	24.085	(24.085)	-
Encargos gerados	14.393	-	14.393	21.630	130	21.760
Variações monetárias/cambiais	(4.994)	(9.377)	(14.371)	(4.994)	(9.162)	(14.156)
Remuneração de garantias depositadas	-	(6.864)	(6.864)	-	(6.864)	(6.864)
Amortizações	(39.986)	-	(39.986)	(59.510)	-	(59.510)
Saldo em 31.03.2007	**237.454**	**316.067**	**553.521**	**287.290**	**570.270**	**857.560**

c) Composição por tipo de moeda estrangeira e indexadores nacionais

	Controladora					
	31.03.2007			31.12.2006		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	126.135	258.627	46,72	128.392	274.502	45,73
Euro – EUR	41.472	113.588	20,52	40.386	113.899	18,97
		372.215	**67,24**		**388.401**	**64,70**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		154.933	27,99		182.286	30,36
Não indexado		26.373	4,77		29.662	4,94
		181.306	**32,76**		**211.948**	**35,30**
		553.521	**100,00**		**600.349**	**100,00**

	Consolidado					
	31.03.2007			31.12.2006		
	Moeda mil	Reais	%	Moeda mil	Reais	%
Moeda estrangeira						
Dólar Americano – USD	126.135	258.627	30,16	128.392	274.502	29,96
Euro – EUR	41.472	113.588	13,24	40.386	113.899	12,43
		372.215	**43,40**		**388.401**	**42,39**
Moeda nacional						
IVRRJR (baseado na UFIR)		154.933	18,07		182.286	19,89
TJLP		304.039	35,45		315.981	34,48
Não indexado		26.373	3,08		29.662	3,24
		485.345	**56,60**		**527.929**	**57,61**
		857.560	**100,00**		**916.330**	**100,00**

d) Variação das moedas estrangeiras e indexadores

	Cotação		%	
Moeda – indexador	31.03.2007	31.03.2006	1º Trim. 2007	1º Trim. 2006
Dólar Americano – USD	2,05040	2,17240	(4,10)	(7,19)
Libra Esterlina – GBP	-	3,77281	-	(6,20)
Euro – EUR	2,73892	2,63273	(2,88)	(4,92)
TJLP	-	-	1,58	2,17
SELIC	-	-	3,03	4,04

e) Condições contratadas

		Condições de Pagamento		
	Encargos	Vencimento	Encargos	Principal
Moeda Estrangeira				
Tractebel Energia				
Secretaria do Tesouro Nacional	Libor + 1,075% a.a.	Abr 2014	Semestrais, em Abr e Out	Semestrais, em Abr e Out
BNP Paribas (Floating Rate Note)	Euribor + 7% a.a.	Nov 2007	Anual em Nov	Parcela única em Nov 2007
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	0,35% a.a.	Dez 2011	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
CEM				
BNDES	TJLP + 4% a.a. (*)	Abr 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
ITASA				
BNDES	TJLP + 4% a.a. (*)	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
Agentes Financiadores - BNDES	TJLP + 3,85% a.a. (*)	Set 2013	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento
LAGES				
BRDE	TJLP + 2,25% a.a. (*)	Ago 2012	Mensais, até o vencimento	Mensais, até o vencimento

(*) O montante correspondente à parcela da TJLP que exceder 6% a.a. será capitalizado, incorporando-se ao principal dos empréstimos e financiamentos.

f) Vencimentos dos empréstimos e financiamentos a longo prazo

	Controladora			Consolidado		
	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total	Moeda estrangeira	Moeda nacional	Total
2008	27.574	21.509	49.083	27.574	58.021	85.595
2009	25.148	30.974	56.122	25.148	79.658	104.806
2010	18.634	33.848	52.482	18.634	82.532	101.166
2011	18.634	14.326	32.960	18.634	63.010	81.644
2012	13.790	-	13.790	13.790	46.420	60.210
2013	8.946	-	8.946	8.946	25.219	34.165
2014	4.325	-	4.325	4.325	-	4.325
2024	98.359	-	98.359	98.359	-	98.359
	215.410	100.657	316.067	215.410	354.860	570.270

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$ 74.409, em 31.03.2007, o qual 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 em 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 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 Financeiros.

g.3) Companhia Energética Meridional - CEM

BNDES: Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito: (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 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.

14 - DEBÊNTURES

a) Composição

	31.03.2007					31.12.2006
	Circulante			Não circulante	Total	Total
	Encargos	Principal	Sub-Total			
Tractebel Energia S.A.						
1ª Série	12.377	6.551	18.928	140.000	158.928	153.782
2ª Série	3.149	-	3.149	60.000	63.149	61.222
Total Controladora	**15.526**	**6.551**	**22.077**	**200.000**	**222.077**	**215.004**
CEM (Série Única)	**4.105**	**9.801**	**13.906**	**74.294**	**88.200**	**86.019**
ITASA (1ª e 2ª Séries)	**4.876**	**8.190**	**13.066**	**49.140**	**62.206**	**60.155**
Total Consolidado	**24.507**	**24.542**	**49.049**	**323.434**	**372.483**	**361.178**

b) Mutação das debêntures

	Controladora			Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31.12.2006	**15.004**	**200.000**	**215.004**	**37.834**	**323.344**	**361.178**
Transferências	1.612	(1.612)	-	1.612	(1.612)	-
Encargos gerados	5.461	-	5.461	8.954	90	9.044
Variações monetárias	-	1.612	1.612	649	1.612	2.261
Saldo em 31.03.2007	**22.077**	**200.000**	**222.077**	**49.049**	**323.434**	**372.483**

c) Condições contratadas

			Condições de Pagamento		
	Quantidade em circulação	Remuneração	Juros/atualização monetária	Principal	Garantia
Tractebel Energia					
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	**31.03.2007**	**31.03.2006**
TJLP	1,58	2,17
IGP-M	1,11	(0,69)
CDI	3,02	4,03

e) Vencimentos das debêntures a longo prazo

	Controladora	Consolidado
2008	-	18.971
2009	-	20.049
2010	60.000	81.235
2011	140.000	162.540
2012	-	23.974
2013	-	16.665
	200.000	**323.434**

15 – FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	**31.12.2006**	**31.03.2007**	**31.12.2006**
Energia elétrica comprada de terceiros	77.026	77.257	52.626	70.244
Transações no âmbito da CCEE	28.682	75.921	30.564	75.922
Encargos de uso da rede elétrica	45.316	44.379	49.821	48.880
Combustíveis fósseis / biomassa	2.550	6.252	2.746	6.334
Materiais e serviços	29.189	32.115	34.528	37.939
	182.763	**235.924**	**170.285**	**239.319**

16 – OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	Controladora			
	31.03.2007			31.12.2006
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Provisões trabalhistas	10.031	-	10.031	10.515
Provisão participação nos resultados e bônus gerencial	21.071	44	21.115	16.858
Outras	546	659	1.205	1.822
	31.648	**703**	**32.351**	**29.195**

As provisões trabalhistas referem-se às estimativas de 13º salário, férias, gratificação de férias e os respectivos encargos sociais.

Consolidado

O balanço patrimonial consolidado inclui o valor de R$ 111, referente a provisões trabalhistas reconhecidas no passivo circulante das controladas ITASA e CEM (R$ 108 em 31.12.2006).

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			
	31.03.2007			31.12.2006
	Provisão bruta	(-) Depósitos judiciais	Provisão líquida	Provisão líquida
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.476	16.151	1.325	1.525
Periculosidade	714	549	165	110
Horas extras	798	622	176	222
Equiparação salarial e enquadramento funcional	790	180	610	629
Horas *in itinere*	834	693	141	34
Outras	3.021	1.912	1.109	409
	23.633	**20.107**	**3.526**	**2.929**
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	16.329	-	16.329	15.970
Doença ocupacional e acidente do trabalho	21.211	-	21.211	20.662
Atingidos pela UHE Itá	791	-	791	875
Danos emergentes e lucros cessantes	774	-	774	755
Outras	794	-	794	775
	39.899	**-**	**39.899**	**39.037**
Fiscais				
Contribuição Social	12.417	3.207	9.210	8.958
INSS	24.287	10.672	13.615	13.117
	36.704	**13.879**	**22.825**	**22.075**
	100.236	**33.986**	**66.250**	**64.041**
Classificação no Balanço				
Circulante			10.089	11.000
Não circulante			56.161	53.041
			66.250	**64.041**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado			
	31.03.2007			31.12.2006
	Provisão bruta	(-) Depósitos judiciais	Provisão líquida	Provisão líquida
Trabalhistas				
Vínculo empregatício e reintegração	17.476	16.151	1.325	1.525
Periculosidade	714	549	165	110
Horas extras	798	622	176	222
Equiparação salarial e enquadramento funcional	790	180	610	629
Horas *in itinere*	834	693	141	34
Outras	3.021	1.912	1.109	409
	23.633	**20.107**	**3.526**	**2.929**
Cíveis				
Reajuste e rescisões de contratos com fornecedores	16.329	-	16.329	15.970
Doença ocupacional e acidente do trabalho	21.211	-	21.211	20.662
Atingidos pela UHE Itá	1.532	-	1.532	2.489
Danos emergentes e lucros cessantes	774	-	774	755
Outras	3.590	-	3.590	2.615
	43.436	**-**	**43.436**	**42.491**
Fiscais				
Contribuição Social	12.417	3.207	9.210	8.958
INSS	24.287	10.672	13.615	13.117
	36.704	**13.879**	**22.825**	**22.075**
	103.773	**33.986**	**69.787**	**67.495**
Classificação no Balanço				
Circulante			10.295	11.206
Não circulante			59.492	56.289
			69.787	**67.495**

O sumário das contingências fiscais acima referidas, 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 divergências 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 da provisão bruta

	Controladora			
	Trabalhistas	**Cíveis**	**Fiscais**	**Provisão bruta**
Saldo em 31.12.2006	**23.990**	**39.037**	**35.697**	**98.724**
Atualizações	465	966	1.007	2.438
Pagamentos	(748)	-	-	(748)
Reversões	(74)	(104)	-	(178)
Saldo em 31.03.2007	**23.633**	**39.899**	**36.704**	**100.236**

	Consolidado			
	Trabalhistas	**Cíveis**	**Fiscais**	**Provisão bruta**
Saldo em 31.12.2006	**23.990**	**42.491**	**35.697**	**102.178**
Adições	-	100	-	100
Atualizações	465	1.019	1.007	2.491
Pagamentos	(748)	-	-	(748)
Reversões	(74)	(174)	-	(248)
Saldo em 31.03.2007	**23.633**	**43.436**	**36.704**	**103.773**

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					
	31.03.2007					31.12.2006
	Risco possível	**Risco remoto**	**Total bruto**	**(-) Depósitos Judiciais**	**Total líquido**	**Total líquido**
Trabalhistas	9.666	10.621	20.287	4.232	16.055	17.027
Cíveis	9.562	3.610	13.172	-	13.172	13.204
Fiscais	157.181	29.780	186.961	109.557	77.404	23.492
	176.409	**44.011**	**220.420**	**113.789**	**106.631**	**53.723**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2007					31.12.2006
	Risco possível	Risco remoto	Total bruto	(-) Depósitos Judiciais	Total líquido	Total líquido
Trabalhistas	9.666	10.621	20.287	4.232	16.055	17.027
Cíveis	30.444	12.965	43.409	-	43.409	47.526
Fiscais	183.255	29.780	213.035	130.252	82.783	23.492
	223.365	**53.366**	**276.731**	**134.484**	**142.247**	**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 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 ° 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 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 competência de junho de 2005 a outubro de 2006, depositando os valores que entendia indevidos em conta vinculada ao Juízo onde tramita a ação. A Companhia, a partir da competência de novembro de 2006, suspendeu os depósitos em virtude da previsão de decisão favorável do Tribunal Regional Federal da 4ª Região, a qual foi confirmada, por unanimidade, em 11.04.2007.

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 31.03.2007, apresentada como possível é de R$ 5.106, líquida dos depósitos judiciais.

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 31.03.2007 é de R$ 68.267.

18 - 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 31.03.2007, são os seguintes:

	Valor Histórico		Valor Atualizado	
Ano	Anual	Total	Anual	Total
De 01.04.2007 a 30.07.2023	680	12.920	1.584	25.865
De 01.08.2023 a 30.07.2033	61.280	612.800	142.709	1.427.086
		625.720		**1.452.951**

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 31.12.2006	**1.559**	**201.546**	**203.105**
Transferências	418	(418)	-
Encargos gerados	-	4.802	4.802
Variações monetárias	-	2.327	2.327
Amortizações	(393)	-	(393)
Saldo em 31.03.2007	**1.584**	**208.257**	**209.841**

b) Vencimentos da concessão a pagar a longo prazo

2008	1.188
2009	1.584
2010	1.584
2011	1.584
2012	1.584
De 2013 até 2033	200.733
	208.257

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 e pensão e repartição simples para 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, 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 1º trimestre de 2007 foi de R$ 352 (R$ 263 no 1º trimestre de 2006).

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

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 1º trimestre de 2007 foi de R$ 186 (R$ 525 no 1º trimestre de 2006).

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:

	31.03.2007			31.12.2006
	Circulante	Não circulante	Total	Total
Obrigações contratadas/reconhecidas				
Contrato de confissão de dívidas passadas	14.577	129.143	143.720	144.945
Cobertura dos custos relativos à conversão de aposentadoria especial em aposentadoria por tempo de serviço (SB-40) e contribuições extraordinárias	4.426	3.901	8.327	9.709
Passivo atuarial não contratado	617	165.075	165.692	159.440
Passivo atuarial total	**19.620**	**298.119**	**317.739**	**314.094**

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

A composição dos contratos de confissão de dívidas passadas é como se segue:

	Ano	Amortização	Encargos	31.03.2007	31.12.2006
ELOS					
Contribuições adicionais	1993	mensal, até 12.2014	INPC + 6% a.a.	73.679	74.389
Parcelamento de dívidas	1993	mensal, até 11.2011	INPC + 6% a.a.	9.325	9.609
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04.2011	INPC + 6% a.a.	10.925	11.338
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12.2023	INPC + 6% a.a.	22.373	22.226
				116.302	**117.562**
PREVIG					
Cobertura de reservas matemáticas - Migração Plano Benefício Definido					
Benefícios concedidos	2006	mensal, até 04.2022	INPC + 6% a.a.	14.743	14.669
Benefícios a conceder	2006	mensal, até 04.2014	INPC + 6% a.a.	4.592	4.651
Cobertura de reservas matemáticas	2006	mensal, até 12.2023	INPC + 6% a.a.	7.366	7.318
Contribuições suplementares passadas	2006	mensal, até 04.2011	INPC + 6% a.a.	717	745
				27.418	**27.383**
				143.720	**144.945**

A movimentação do passivo atuarial está resumida a seguir:

	Plano de Aposentadoria	Gratificação de Confidencialidade	Total
Passivo em 31.12.2006	**313.173**	**921**	**314.094**
Despesas do 1º trimestre de 2007	11.362	65	11.427
Benefícios pagos pela Cia. no 1º trimestre de 2007	(7.775)	(7)	(7.782)
Passivo em 31.03.2007	**316.760**	**979**	**317.739**

Os valores remanescentes a serem reconhecidos no resultado, no período de abril a dezembro 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	258	49	307
Custo dos juros	91.852	112	91.964
Rendimento esperado dos ativos do plano	(58.810)	-	(58.810)
Amortização de perdas atuariais	963	36	999
Contribuição dos empregados	(180)	-	(180)
Total	**34.083**	**197**	**34.280**

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 1º trimestre de 2007 foi de R$ 627 (R$ 580 no 1º trimestre de 2006).

Adicionalmente, a título de incentivo à migração, a Companhia assumiu uma contribuição especial correspondente a R$ 1.072 no 1º trimestre de 2007 (R$ 1.033 no 1º trimestre de 2006), 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.

Até 31.12.2006, a Companhia foi responsável pelo custeio de 100% das despesas administrativas do Plano de Contribuição Definida. No 1º trimestre de 2007, a patrocinadora foi responsável por 75% e os participantes do plano por 25% dessas despesas. A contribuição da Companhia nesse trimestre foi de R$ 255 (R$ 105 no 1º trimestre de 2006).

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 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 março de 2007 é de R$ 4,61 (R$ 4,24 por ação em 31.12.2006).

O quadro societário da Companhia está assim constituído:

	% do Capital	
Acionistas	**31.03.2007**	**31.12.2006**
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

	31.03.2007	31.12.2006
Reserva de Capital		
Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	91.695	91.695
Reservas de Lucros		
Reserva legal	197.214	197.214
Reserva de retenção de lucros	29.897	29.896
	227.111	227.110

22 – DETALHAMENTO DOS GASTOS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora					
	31.03.2007					31.03.2006
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	20.238	1.502	761	8.961	31.462	25.571
Administradores	-	-	-	2.531	2.531	1.362
Material	4.191	29	2	249	4.471	3.506
Serviço de terceiro	7.989	330	112	7.178	15.579	13.601
Combustível p/produção energia	7.659	-	-	-	7.659	23.368
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	7.571	-	-	-	7.571	10.089
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-	-	41.724	-	41.724	29.278
Depreciação e amortização	42.482	-	-	390	42.872	39.811
Pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	-	9.635
Seguros	1.412	98	-	62	1.572	1.499
Taxa de fiscalização	-	-	-	1.694	1.694	2.003
Contribuições e doações	48	4	-	1.134	1.186	1.181
Outros	1.030	40	536	3.649	5.225	2.267
	92.560	2.003	43.135	25.848	163.546	174.056

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

	Consolidado					
	31.03.2007					31.03.2006
	Custos		Despesas			
	Produção e Comercializ.	Serviços Prestados	Despesas com Vendas	Gerais e Administrativas	Total	Total
Pessoal	20.285	1.502	761	9.089	31.637	25.737
Administradores	-	-	-	2.912	2.912	1.721
Material	4.614	29	2	266	4.911	3.864
Serviço de terceiro	9.921	330	112	8.017	18.380	15.847
Combustível p produção energia	9.520	-	-	-	9.520	24.448
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	10.810	-	-	-	10.810	13.203
Encargos de uso da rede elétrica e conexão	-	-	48.923	-	48.923	49.071
Depreciação e amortização	53.212	-	-	2.697	55.909	92.083
Pesquisa e desenvolvimento	-	-	-	-	-	9.639
Seguros	1.473	98	-	62	1.833	1.887
Taxa de fiscalização	-	-	-	2.024	2.024	2.356
Contribuições e doações	54	4	-	1.319	1.377	1.311
Outros	1.104	40	703	3.848	5.695	2.530
	111.193	2.003	50.501	30.234	193.931	293.719

23 – (CONSTITUIÇÃO) REVERSÃO DE PROVISÕES OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.03.2006	31.03.2007	31.03.2006
Benefícios pós-emprego	(288)	(2.126)	(288)	(2.126)
Contingências cíveis	40	(177)	(4)	(454)
Contingências fiscais	-	(1.600)	-	(1.600)
Contingências trabalhistas	283	139	283	139
Outras	702	-	702	-
	737	(3.764)	693	(4.041)

24 – RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.03.2006	31.03.2007	31.03.2006
Receitas financeiras				
Renda de aplicações financeiras	9.950	13.746	13.284	18.783
Juros sobre valores a receber	3.688	1.325	3.729	1.330
Variação monetária - depósitos judiciais	3.720	2.276	4.289	2.612
Variação monetária - contas a receber	652	324	652	324
Recuperação de despesas financeiras	-	6.282	-	6.282
Outras	1.313	1.379	1.404	1.859
	19.323	**25.332**	**23.358**	**31.190**
Despesas financeiras				
Encargos de dívidas	19.906	23.632	30.856	37.392
Encargos sobre garantias - STN	(6.864)	-	(6.864)	-
Encargos sobre concessão ANEEL	-	-	4.802	4.338
Encargos sobre passivo atuarial	11.052	12.370	11.052	12.370
Encargos sobre provisões operacionais, líquidos	1.298	2.105	1.309	2.130
Encargos sobre tributos e contribuições sociais	187	105	2.130	105
Variação monetária sobre financiamentos e debêntures	1.612	974	2.476	2.852
Variação monetária sobre Concessão ANEEL	-	-	2.327	1.746
Variação monetária sobre outras	886	2.907	901	2.936
Variação cambial sobre empréstimos e financiamentos	(14.371)	(32.505)	(14.371)	(32.505)
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros	9.302	10.042	9.302	15.494
CPMF	2.884	2.087	3.895	2.705
Outras	1.511	1.667	2.029	2.467
	27.403	**23.384**	**49.844**	**52.030**
Resultado financeiro	**(8.080)**	**1.948**	**(26.486)**	**(20.840)**

25 – 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 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 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	
	31.03.2007	31.12.2006	31.03.2007	31.12.2006
Passivo Circulante				
Operações com derivativos	13.515	4.526	13.515	4.526

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.03.2006	31.03.2007	31.03.2006
Despesa Financeira				
Perdas com *swaps* de taxa de câmbio/juros	9.302	10.042	9.302	15.494

A exposição líquida da Companhia ao fator de risco de taxa de câmbio é a seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31.03.2007	31.12.2006	31.03.2007	31.12.2006
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	372.215	388.401	372.215	388.401
Instrumentos de *hedge* cambial				
Principal e juros incorridos	(156.805)	(153.711)	(156.805)	(153.711)
Juros a incorrer	(15.788)	(28.096)	(15.788)	(28.096)
Aplicações financeiras em moeda estrangeira	-	-	(4.184)	(4.508)
Exposição líquida	199.622	206.594	195.438	202.086

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 3, 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			
	31.03.2007		31.12.2006	
	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Empréstimos e encargos em moeda estrangeira	372.215	348.721	388.401	363.812
Empréstimos e encargos em moeda nacional	181.306	185.599	211.948	215.188
	553.521	**534.320**	**600.349**	**579.000**

Nas controladas, as operações envolvendo instrumentos financeiros não apresentam diferenças relevantes entre os valores médios de mercado e os valores apresentados nas Demonstrações Contábeis.

26 – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os valores reconhecidos em contas patrimoniais e de resultado estão abaixo indicados:

	Controladora						
	31.03.2007						31.12.2006
	SESA (*)	CEM	ITASA	LAGES	TBLC (**)	Total	Total
Ativo							
Contas a receber	-	181	1.356	619	24.068	**26.224**	**17.732**
Dividendos a receber de controladas	-	83.806	3.286	15.929	-	**103.021**	**103.021**
Passivo							
Fornecedores de energia	-	31.077	10.541	-	-	**41.618**	**42.068**
Dividendos e juros sobre o capital próprio	327.989	-	-	-	-	**327.989**	**327.989**

	Controladora						
	31.03.2007						31.03.2006
	DELTA	CEM	ITASA	LAGES	TBLC (**)	Total	Total
Resultado							
Receita operacional							
Suprimento de Energia	-	-	-	1.380	55.221	**56.601**	**25.954**
Receitas de serviços							
Administração	-	168	-	27	-	**195**	**135**
Operação e manutenção	-	436	2.455	368	-	**3.259**	**3.246**
Custo de Energia Elétrica e Serviços							
Compra energia	-	67.549	28.755	-	-	**96.304**	**93.843**
Outros	-	-		6	-	**6**	**3**
Resultado de Participações Societárias	(12)	21.435	5.817	2.060	22.961	**52.261**	**20.471**

(*) Suez Energy South America Participações Ltda.
(**) Tractebel Energia Comercializadora Ltda.

27 – 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 31.03.2007 é de R$ 238.548 (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 31.03.2007 totaliza R$ 179.070 (R$ 180.511 em 31.12.2006).

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 31.03.2007 totaliza R$ 36.827 (R$ 38.585 em 31.12.2006).

28 – 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$ 7.270.665 em 31.03.2007, e de lucro cessante com valor declarado de US$ 106.275, equivalentes a R$ 217.906 em 31.03.2007. O limite máximo combinado para indenização de danos materiais e lucros cessantes é de US$ 150.000, equivalentes a R$ 307.560 em 31.03.2007, 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 CEM, está incluída na apólice da Tractebel Energia com valor declarado para danos materiais de US$ 278.569, equivalentes a R$ 571.178 em 31.03.2007, e lucro cessante de US$ 9.642, equivalentes a R$ 19.770 em 31.03.2007.

Além dessas coberturas, a Companhia possui apólices de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000, equivalentes a R$ 102.520 em 31.03.2007. 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 equivalentes a R$ 51.260 em 31.03.2007, e possui também, apólice de responsabilidade civil com cobertura de US$ 50.000, equivalentes a R$ 102.520 em 31.03.2007.

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.

29 – 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.

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR

Demonstração do Fluxo de Caixa - Controladora

	2007 1º trimestre	2006 1º trimestre
Atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	242.102	343.806
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	42.872	39.811
Resultado de equivalência patrimonial	(52.261)	(22.158)
Amortização de ágio	1.687	1.687
Variação monetária e cambial, líquida	(7.192)	(21.501)
Juros líquidos	4.123	14.660
Provisão (reversão) de provisão operacional, líquida	4.434	3.926
Aplicações de recursos em P & D	5.971	15.864
Imposto de renda e Contribuição Social diferidos	52	-
Resultado na baixa de bens do imobilizado	(8.372)	23.247
Outros	702	(5.668)
	234.118	**347.674**
Redução (aumento) nos ativos		
Consumidores e concessionárias	11.289	(10.732)
Recursos vinculados a pagamento de obrigações	17.011	-
Adiantamento a fornecedores	27	(802)
Alienações, serviços e gastos reembolsáveis	1.793	2.354
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(7.512)	(66.677)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	16.989	(17.436)
Almoxarifado	577	6.679
Despesas antecipadas	1.144	5.678
Outros	2.838	4.159
	44.156	**(76.777)**
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	(53.161)	2.711
Empréstimos, financiamentos e debêntures	12.125	11.904
Tributos e contribuições sociais	73.009	(17.813)
Obrigações estimadas	(1.064)	5.800
Benefícios pós-emprego	(7.702)	(8.969)
Provisão para contingências	(51)	(864)
Pesquisa e desenvolvimento	(4.817)	-
Outros	(6.308)	(9.321)
	12.031	**(16.552)**
Recursos provenientes das atividades operacionais	**290.305**	**254.345**

Continua na próxima página

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Continuação

Atividades de investimento		
Aplicação no imobilizado	(5.043)	(8.242)
Aplicações em investimentos	(28.803)	(2.000)
Recursos utilizados nas atividades de investimentos	**(33.846)**	**(10.242)**
Atividades de financiamento		
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(32.257)	(29.440)
Liquidações de operações de *swap*	(313)	(1.907)
Recursos utilizados nas atividades de financiamento	**(32.570)**	**(31.347)**
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	**223.889**	**212.756**
Caixa e equivalentes		
Saldo inicial	193.806	204.619
Saldo final	417.695	417.375
	223.889	**212.756**
Pagamentos efetuados no exercício		
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	7.729	11.675
Imposto de renda e contribuição social	34.445	78.327
Transações que não envolveram o caixa		
Ajuste de exercícios anteriores - manutenções programadas	-	46.194

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Demonstração do Fluxo de Caixa - Consolidado

	2007 1º trimestre	2006 1º trimestre
Atividades operacionais		
Lucro líquido do exercício	242.102	343.806
Despesas (receitas) que não afetam o caixa:		
Depreciação e amortização	55.909	52.083
Amortização de ágio	1.687	1.687
Variação monetária e cambial, líquida	(4.313)	(18.720)
Juros líquidos	8.000	17.959
Constituição de provisão operacional, líquida	4.478	4.232
Aplicações de recursos em P & D	6.930	16.536
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(7.497)	21.094
Resultado na baixa de bens do imobilizado	702	(51.665)
Outros	52	5.152
	308.050	**392.164**
Redução (aumento) nos ativos		
Consumidores e concessionárias	9.395	(17.362)
Recursos vinculados a pagamento de obrigações	17.011	-
Alienações, serviços e gastos reembolsáveis	1.764	2.313
Tributos e contribuições sociais a recuperar	(13.499)	(64.383)
Cauções e depósitos vinculados/judiciais	17.245	(20.626)
Almoxarifado	648	6.862
Despesas antecipadas	1.350	5.797
Outros	3.082	2.955
	36.996	**(84.444)**
Aumento (redução) nos passivos		
Fornecedores	(69.023)	18.262
Empréstimos, financiamentos e debêntures	15.714	17.864
Tributos e contribuições sociais	99.404	(19.917)
Obrigações estimadas	(1.061)	5.809
Benefícios pós-emprego	(7.702)	(8.969)
Provisão para contingências	(51)	(864)
Pesquisa e desenvolvimento	(4.817)	-
Outros	(6.635)	(10.294)
	25.829	**1.887**
Recursos provenientes das atividades operacionais	**370.875**	**309.607**

Continua na próxima página

04.01 - NOTAS EXPLICATIVAS

Continuação

Atividades de investimento		
Aplicação no imobilizado	(5.826)	(9.157)
Aumento em investimentos	(28.793)	-
Recursos utilizados nas atividades de investimentos	**(34.619)**	**(9.157)**
Atividades de financiamento		
Pagamentos de empréstimos, financiamentos e debêntures	(44.421)	(41.424)
Liquidações de operações de *swap*	(313)	(8.818)
Recursos utilizados nas atividades de financiamento	**(44.734)**	**(50.242)**
Total dos efeitos no caixa e equivalentes	**291.524**	**250.203**
Caixa e equivalentes		
Saldo inicial	256.840	309.137
Saldo final	548.364	559.340
	291.524	**250.203**
Pagamentos efetuados no exercício		
Juros de empréstimos, financiamentos e debêntures	15.080	19.934
Imposto de renda e contribuição social	57.034	89.406
Transações que não envolveram o caixa		
Ajuste de exercícios anteriores	-	46.494

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Mauricio 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 Makaolke 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

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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
1	Ativo Total	5.784.861	5.539.109
1.01	Ativo Circulante	1.053.892	792.052
1.01.01	Disponibilidades	548.364	256.840
1.01.01.01	Numerário Disponível	19.602	23.593
1.01.01.02	Aplicações Financeiras	528.762	233.247
1.01.02	Créditos	453.678	484.756
1.01.02.01	Clientes	351.889	358.052
1.01.02.01.01	Consumidores Concess. e Permissionárias	351.889	358.052
1.01.02.02	Créditos Diversos	101.789	126.704
1.01.02.02.01	Recursos Vinculados ao Pgto Obrigações	4.632	21.643
1.01.02.02.02	Tributos e Contrib.Sociais a Compensar	40.006	26.707
1.01.02.02.03	Cauções e Depósitos Vinculados - CCEE	37.040	53.947
1.01.02.02.04	Alienação de Bens e Direitos	9.304	11.745
1.01.02.02.05	Outros	9.005	12.714
1.01.03	Estoques	22.975	23.623
1.01.04	Outros	28.875	26.831
1.01.04.01	Despesas Pagas Antecipadamente	1.672	3.022
1.01.04.02	Ativo Fiscal Diferido	24.205	21.351
1.01.04.03	Outros	2.998	2.458
1.02	Ativo Não Circulante	4.730.969	4.747.057
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	457.024	449.210
1.02.01.01	Créditos Diversos	128.330	128.284
1.02.01.01.01	Concessionárias e Permissionárias	12.781	16.063
1.02.01.01.02	Alienação de Bens e Direitos	70.882	65.565
1.02.01.01.03	Tributos e Contrib. Sociais a Compensar	13.342	13.124
1.02.01.01.04	Cauções e Depósitos Vinculados	30.430	29.422
1.02.01.01.05	Outros	931	1.110
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	328.694	320.926
1.02.01.03.01	Depósitos Judiciais	134.501	131.331
1.02.01.03.02	Ativo Fiscal Diferido	193.133	188.499
1.02.01.03.05	Outros	1.054	1.106
1.02.02	Ativo Permanente	4.273.945	4.297.847
1.02.02.01	Investimentos	63.079	36.873
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	33.070	34.757

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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
1.02.02.01.08	Outros Investimentos	30.909	2.119
1.02.02.02	Imobilizado	4.099.892	4.148.898
1.02.02.03	Intangível	77.611	77.310
1.02.02.04	Diferido	52.483	54.786

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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
2	Passivo Total	5.784.861	5.539.109
2.01	Passivo Circulante	1.278.216	1.246.812
2.01.01	Empréstimos e Financiamentos	287.290	306.079
2.01.02	Debêntures	49.049	37.634
2.01.03	Fornecedores	170.285	239.319
2.01.04	Impostos, Taxas e Contribuições	145.494	45.670
2.01.05	Dividendos a Pagar	478.043	478.043
2.01.05.01	Dividendos e Juros s/Capital Próprio	478.043	478.043
2.01.06	Provisões	42.054	39.656
2.01.06.01	Obrigações Estimadas	31.759	28.690
2.01.06.02	Contingências	10.295	11.206
2.01.07	Dívidas com Pessoas Ligadas	0	0
2.01.08	Outros	104.001	99.811
2.01.08.01	Benefícios Pós-Emprego	19.620	20.369
2.01.08.02	Operações com Derivativos	15.515	4.528
2.01.08.03	Obrigações com o Programa P&D	37.249	35.135
2.01.08.04	Outros	33.618	39.781
2.02	Passivo Não Circulante	1.501.871	1.527.729
2.02.01	Passivo Exigível a Longo Prazo	1.501.871	1.527.729
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	570.270	610.231
2.02.01.02	Debêntures	323.434	323.344
2.02.01.03	Provisões	60.195	56.942
2.02.01.03.01	Obrigações Estimadas	703	653
2.02.01.03.02	Contingências	59.492	56.289
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	548.072	537.189
2.02.01.06.01	Tributos e Contribuições Sociais	5.161	5.383
2.02.01.06.02	Concessões a Pagar	208.257	201.546
2.02.01.06.03	Benefícios Pós-Emprego	296.119	293.725
2.02.01.06.04	Passivo Fiscal Diferido	36.535	36.535
2.02.02	Resultados de Exercícios Futuros	0	0
2.03	Part. de Acionistas Não Controladores	0	0
2.04	Patrimônio Líquido	3.006.674	2.764.571
2.04.01	Capital Social Realizado	2.445.786	2.445.786
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 Excedentes	0	0
2.04.04	Reservas de Lucros	227.111	227.110
2.04.04.01	Legal	197.214	197.214

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 - 31/03/2007	4 - 31/12/2006
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	29.697	29.696
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	242.102	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 - 01/01/2007 a 31/03/2007	4 - 01/01/2007 a 31/03/2007	5 - 01/01/2006 a 31/03/2006	6 - 01/01/2006 a 31/03/2006
3.01	Receita Bruta de Vendas e/ou Serviços	761.314	761.314	706.570	706.570
3.01.01	Suprimento de Energia Elétrica	544.064	544.064	548.344	548.344
3.01.02	Fornecimento de Energia Elétrica	215.254	215.254	155.945	155.945
3.01.03	Outras Receitas	1.996	1.996	2.281	2.281
3.02	Deduções da Receita Bruta	(85.766)	(85.766)	(76.130)	(76.130)
3.02.01	Impostos e Contribuições	(78.854)	(78.854)	(68.967)	(68.967)
3.02.02	Pesquisa e Desenvolvimento	(6.912)	(6.912)	(7.163)	(7.163)
3.03	Receita Líquida de Vendas e/ou Serviços	675.548	675.548	630.440	630.440
3.04	Custo de Bens e/ou Serviços Vendidos	(200.342)	(200.342)	(196.111)	(196.111)
3.04.01	Energia Elétrica Comprada de Terceiros	(39.930)	(39.930)	(59.132)	(59.132)
3.04.02	Transações no âmbito da CCEE	(47.216)	(47.216)	(16.354)	(16.354)
3.04.03	Custo de Produção de Energia Elétrica	(111.193)	(111.193)	(118.579)	(118.579)
3.04.04	Custo dos Serviços Prestados	(2.003)	(2.003)	(2.046)	(2.046)
3.05	Resultado Bruto	475.206	475.206	434.329	434.329
3.06	Despesas/Receitas Operacionais	(106.215)	(106.215)	(109.362)	(109.362)
3.06.01	Com Vendas	(50.501)	(50.501)	(49.625)	(49.625)
3.06.02	Gerais e Administrativas	(30.234)	(30.234)	(33.209)	(33.209)
3.06.03	Financeiras	(26.486)	(26.486)	(20.840)	(20.840)
3.06.03.01	Receitas Financeiras	23.358	23.358	31.190	31.190
3.06.03.02	Despesas Financeiras	(49.844)	(49.844)	(52.030)	(52.030)
3.06.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	0	0
3.06.05	Outras Despesas Operacionais	693	693	(4.041)	(4.041)
3.06.05.01	Const.(Reversão) Prov.Operac., líquida	693	693	(4.041)	(4.041)
3.06.06	Resultado da Equivalência Patrimonial	(1.687)	(1.687)	(1.387)	(1.387)
3.06.06.01	Amortização de Ágio na Partic. Empresas	(1.687)	(1.687)	(1.687)	(1.687)
3.06.06.02	Equiv.Patrim.s/Ajuste Exercício Anterior	0	0	300	300
3.07	Resultado Operacional	368.991	368.991	324.967	324.967

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 - 01/01/2007 a 31/03/2007	4 - 01/01/2007 a 31/03/2007	5 - 01/01/2006 a 31/03/2006	6 - 01/01/2006 a 31/03/2006
3.08	Resultado Não Operacional	(702)	(702)	51.665	51.665
3.08.01	Receitas	347	347	78.432	78.432
3.08.02	Despesas	(1.049)	(1.049)	(26.767)	(26.767)
3.09	Resultado Antes Tributação/Participações	366.299	366.299	376.632	376.632
3.10	Provisão para IR e Contribuição Social	(131.684)	(131.684)	(11.732)	(11.732)
3.10.01	Imposto de Renda	(96.568)	(96.568)	(8.430)	(8.430)
3.10.02	Contribuição Social	(35.116)	(35.116)	(3.302)	(3.302)
3.11	IR Diferido	7.497	7.497	(21.094)	(21.094)
3.11.01	Imposto de Renda	6.166	6.166	9.376	9.376
3.11.02	Contribuição Social	1.331	1.331	(30.470)	(30.470)
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	242.102	242.102	343.806	343.806
	NÚMERO AÇÕES, EX-TESOURARIA (Unidades)	652.742.192	652.742.192	652.742.192	652.742.192
	LUCRO POR AÇÃO (Reais)	0,37090	0,37090	0,52671	0,52671
	PREJUÍZO POR AÇÃO (Reais)				

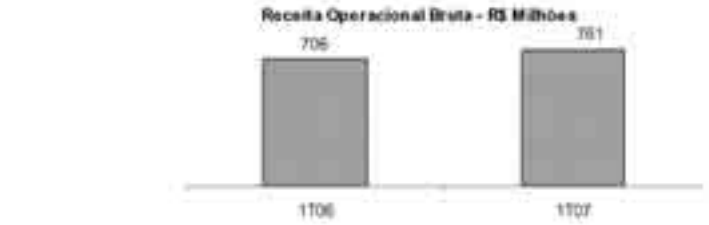
08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

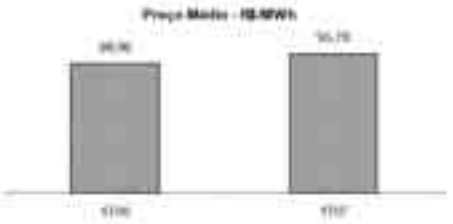
Receita Operacional Bruta

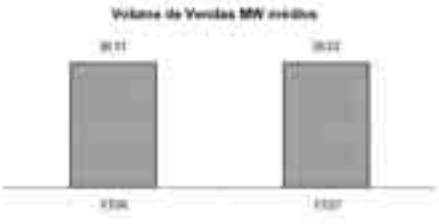
Consolidado

A receita operacional bruta do 1T07 foi de R$ 761.314, 7,7% maior do que no mesmo período do ano anterior, que foi de R$ 706.570, reflexo dos aumentos de preço e volume de venda. A receita de suprimento de energia atingiu R$ 544.064, em linha com o 1T06, e a receita de fornecimento de energia foi de R$ 215.254, representando, crescimento de 38,0% ante o 1T06, o que reflete os esforços da Companhia em ampliar o portfólio de clientes livres.

As vendas no 1T07 totalizaram 7.848 GWh (3.633 MW médios), um incremento de 0,6% em relação aos 7.800 GWh (3.611 MW médios) vendidos em igual período do ano anterior. O preço médio dos contratos comercializados atingiu R$ 95,78/MWh, 7,6% superior ao preço médio da energia vendida no 1T06, que foi de R$ 88,96/MWh.







Controladora

A receita operacional bruta no 1T07 foi de R$ 652.513, 2,2% superior a do mesmo período de 2006, que foi de R$ 638.245.

As vendas neste trimestre foram de 6.870 GWh (3.180 MW médios), um incremento de 1,8% se comparado aos 6.746 GWh (3.123 MW médios) do mesmo período de 2006. O preço médio de energia vendida atingiu R$ 94,42, 1,9% maior que o preço médio praticado no 1T06 que foi de R$ 92,69.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Receita Líquida

Consolidado

No 1T07, a receita líquida aumentou em 7,2% em comparação com o mesmo trimestre de 2006, evoluindo de R$ 630.440 para R$ 675.548.

As deduções sobre a receita bruta, que se referem substancialmente a tributos incidentes sobre a venda, aumentaram 12,7% entre os períodos comparados, elevando-se de R$ 76.130 para R$ 85.766. Este incremento deve-se, basicamente, ao crescimento das vendas para consumidores finais, sobre as quais há a incidência desse imposto. Para as vendas às demais classes de clientes não há recolhimento de ICMS, visto que o mesmo tem o pagamento diferido.

Controladora

A receita líquida neste trimestre de 2007 foi de R$ 596.986, 2,2% superior a do mesmo trimestre do ano anterior, que foi de R$ 583.989, crescimento consistente com o da receita operacional bruta.

Custos de energia elétrica e serviços

Os custos de energia elétrica e serviços consolidados alcançaram R$ 200.342 no 1T07 (R$ 235.256 na controladora), representando um crescimento de 2,2% sobre o 1T06 (7,6% na controladora), que foi de R$ 196.111 no consolidado (R$ 218.627 na controladora). Esta evolução decorreu, principalmente, do comportamento dos principais componentes a seguir:

- Energia elétrica comprada de terceiros: decréscimo de R$ 19.202 no consolidado, devido: (i) à queda da energia comprada da CIEN, ocasionada pela redução da garantia física imposta pela ANEEL para essa unidade produtora, e (ii) ao menor volume de compra de energia de terceiros para comercialização. Na controladora, a queda foi de R$ 2.113 em decorrência da redução da energia comprada da CIEN, conforme acima mencionado.

- Transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE: o crescimento, no consolidado, de R$ 30.862 (R$ 29.107 na controladora), ocorreu principalmente em função de, no 1T06, a Companhia ter auferido receita de R$ 27.278 em decorrência da então necessidade de despacho de energia da Usina Termelétrica William Arjona, devido à restrição de operação na região do Mato Grosso do Sul causada pela interligação limitada desta região ao sistema elétrico. No trimestre corrente, esta receita praticamente não foi obtida em função do despacho minimizado de energia da referida usina após o reforço de transmissão nesta região, a partir de novembro de 2006.

- Combustíveis para produção de energia elétrica: redução de R$ 14.928 no consolidado (R$ 15.709 na controladora), em função, basicamente, do menor consumo de gás natural na Usina Termelétrica Willian Arjona, ocasionado pelo despacho minimizado de energia da Usina após o reforço na transmissão na área do Estado do Mato Grosso do Sul.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

- Depreciação: aumento de R$ 3.756 no consolidado (R$ 2.990 na controladora) em razão de ajuste na vida útil de certos ativos de usinas hidrelétricas.
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos: redução de R$ 2.393 no consolidado (R$ 3.412 na controladora), em decorrência do impacto na base de apuração desta contribuição, causado pela redução do despacho da energia gerada nas usinas hidrelétricas requerido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS.
- Pessoal: do aumento de R$ 3.804 no consolidado (R$ 3.824 na controladora), o montante de R$ 2.743, referem-se ao reconhecimento, na controladora e consolidado, neste trimestre, de provisão para participação nos resultados e bônus de empregados. Esta prática contábil de registro mensal destas provisões passou a ser adotada a partir do 2T06.

Despesas com vendas

As despesas com vendas compõem-se, substancialmente, dos encargos de uso e conexão na rede elétrica e totalizaram R$ 50.501 no consolidado (R$ 43.135 na controladora), superior em 1,4%, em relação ao mesmo período do ano anterior (8,0% na controladora), que foi de R$ 49.825 (R$ 39.932 na controladora). Este aumento decorreu da combinação dos reajustes tarifários e da recuperação, na controlada ITASA, de crédito de PIS/COFINS sobre os referidos encargos.

Despesas gerais e administrativas

As despesas gerais e administrativas, no consolidado, passaram de R$ 33.269 (R$ 29.196 na controladora) para R$ 30.234 (R$ 25.848 na controladora), redução de 9,1% (11,5% na controladora) em relação ao 1T06, resultante da combinação dos seguintes fatores:

- Reconhecimento no 1T06 de despesas não recorrente com pesquisa e desenvolvimento no valor de R$ 9.635, na controladora e consolidado, em conseqüência da mudança de procedimento contábil proposto pela ANEEL.
- Aumento de despesas com pessoal e administradores em R$ 3.768 no consolidado (R$ 3.717 na controladora). Deste total, R$ 1.307 referem-se ao reconhecimento, neste trimestre, na controladora e consolidado, de provisão para participação nos resultados e bônus de empregados.
- Aumento de R$ 2.255 no consolidado (R$ 1.981 na controladora) de despesas com serviços de terceiros, decorrente de reajustes contratuais e contratação de serviços de consultoria e auditoria no presente trimestre.

Constituição (reversão) de Provisões Operacionais

O decréscimo de R$ 4.734 no consolidado (R$ 4.501 na controladora), na constituição de provisões operacionais, no 1T07, ocorreu em função principalmente da redução da provisão para pagamento de benefícios pós-emprego e da constituição, no 1T06, de provisão para perdas na recuperação do ICMS.

08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Resultado Financeiro

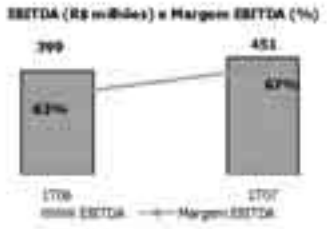
Receitas financeiras: a redução de R$ 7.832 no consolidado (R$ 6.009 na controladora) no 1T07 em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, passando de R$ 31.190 no consolidado (R$ 25.332 na controladora) para R$ 23.358 no consolidado (R$ 19.323 na controladora), deveu-se à combinação dos seguintes fatores: (i) decréscimo da renda de aplicações financeiras, de R$ 5.499, no consolidado (R$ 5.796 na controladora), em conseqüência de menores taxas de juros praticadas pelo mercado; (ii) aumento de R$ 2.399, na controladora e consolidado, de juros sobre valores a receber; (iii) aumento de R$ 1.677 no consolidado (R$ 1.444 na controladora) de variação monetária de depósitos vinculados a litígios em virtude do maior volume de recursos depositados; e (iv) reconhecimento no 1T06 de receita financeira de R$ 6.282, na controladora e consolidado, relativo à recuperação de encargos financeiros pagos a terceiros.

Despesas financeiras: o decréscimo de R$ 2.186 no consolidado, em comparação com o mesmo período de 2006, passando de R$ 52.030 para R$ 49.844, decorre da conjunção dos seguintes aspectos: (i) redução de R$ 13.400 nos encargos sobre empréstimos e financiamentos, em função da diminuição gradativa do endividamento pelas amortizações realizadas no período e do reconhecimento do ganho com os Bônus do Tesouro dos Estados Unidos, relativos às garantias da dívida com a Secretaria do Tesouro Nacional; e (ii) decréscimo de R$ 11.942 na variação cambial positiva de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge* cambial, em razão da menor valorização do Real frente às moedas que compõem a dívida.

Na controladora, o aumento de R$ 4.019, deve-se, principalmente, à combinação da redução dos encargos sobre empréstimos e financiamentos, no valor de R$ 10.590, e da variação cambial positiva de empréstimos e financiamentos, líquida do resultado de operação de *hedge*, no montante de R$ 17.394, conforme anteriormente citado.

EBITDA e Margem EBITDA

Refletindo os efeitos anteriormente comentados, o EBITDA consolidado deste trimestre alcançou R$ 451.073 (R$ 388.617 na controladora), um aumento de 13,0% (9,7% na controladora) em relação ao mesmo período do ano anterior. Enquanto que a margem EBITDA no 1T06 foi de 63,3% (60,6% na controladora), no 1T07 esta foi de 66,8% (65,1% na controladora).



08.01 - COMENTÁRIO DO DESEMPENHO CONSOLIDADO NO TRIMESTRE

Resultado Não Operacional

No 1T06, foi realizada a alienação da participação remanescente do Projeto Jacuí à Eleja, o que representou uma receita não recorrente de R$ 51.668, na controladora e no consolidado.

Lucro Líquido

No 1T07, o lucro líquido alcançou R$ 242.102, enquanto que no mesmo período do ano anterior foi de R$ 343.806. Esta redução ocorreu, principalmente, pelos efeitos decorrentes da alienação do Projeto Jacuí, que foi de R$ 127.712. Excluindo-se o ganho de capital e fiscal gerado pela venda do Projeto Jacuí, tem-se um aumento no lucro líquido de 12,0% em relação ao mesmo trimestre de 2006.



01.01 - IDENTIFICAÇÃO

1 - CÓDIGO CVM	2 - DENOMINAÇÃO SOCIAL	3 - CNPJ
01732-8	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	ITA ENERGÉTICA S. A. - ITASA	01.358.994/0001-21	ABERTA CONTROLADA	48,75	9,40
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		253.606.840	253.606.840		
02	COMPANHIA ENERGÉTICA MERIDIONAL - CEM	02.201.268/0001-17	ABERTA CONTROLADA	99,99	16,70
EMPRESA COMERCIAL, INDUSTRIAL E OUTRAS		344.629.001	344.629.001		

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	PARTICULAR
8 - DATA DA EMISSÃO	02/05/2005
9 - DATA DE VENCIMENTO	02/05/2011
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	SEM PREFERÊNCIA
11 - CONDIÇÃO DE REMUNERAÇÃO VIGENTE	IGPM mais 9,29% a.a.
12 - PRÊMIO/DESÁGIO	Não tem
13 - VALOR NOMINAL (Reais)	10.000,00
14 - MONTANTE EMITIDO (Reais Mil)	140.000
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/2006/025
4 - DATA DO REGISTRO CVM	11/05/2006
5 - SÉRIE EMITIDA	2ª
6 - TIPO DE EMISSÃO	SIMPLES
7 - NATUREZA EMISSÃO	PÚBLICA
8 - DATA DA EMISSÃO	02/06/2006
9 - DATA DE VENCIMENTO	02/06/2010
10 - ESPÉCIE DA DEBÊNTURE	SEM PREFERÊNCIA
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	

16.01 - OUTRAS INFORMAÇÕES QUE A COMPANHIA ENTENDA RELEVANTES

1. Posição acionária dos acionistas com mais de 5% do capital social da Companhia em 31.03.2007.

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 em 31.03.2007.

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**	

1.1.2 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 31.03.2007:

	31.03.2007		31.03.2006	
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	448.630.462	68,73
Conselho de Administração	266.802	0,04	606	-
Diretoria Executiva	24.929	-	-	-
Conselho Fiscal	-	-	-	-
	448.804.356	**68,75**	**448.631.068**	**68,73**

3. Quantidade de ações em circulação em 31.03.2007

	Quantidade de ações ordinárias	**%**
Total de ações da Companhia	652.742.192	100,00
Total de ações detidas pelo Controlador e Administradores	(448.804.356)	(68,75)
Total de ações em circulação	**203.937.836**	**31,25**

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

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Tractebel Energia S.A.
Florianópolis - SC

1. Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais - ITR da Tractebel Energia S.A. e controladas, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2007, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e sob a responsabilidade da Administração da Sociedade e de suas controladas, compreendendo os balanços patrimoniais (individual e consolidado), as respectivas demonstrações do resultado e o relatório de desempenho.

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 e constituiu principalmente, em: (a) indagação aos e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Sociedade e de suas controladas quanto aos 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 situação financeira e as operações da Sociedade e de suas controladas.

3. Com base em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais - ITR acima referidas para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR obrigatórias.

4. Nossa revisão foi conduzida com o objetivo de emitirmos relatório sobre revisão especial das Informações Trimestrais - ITR referidas no parágrafo 1, tomadas em conjunto. As demonstrações dos fluxos de caixa (individual e consolidada), contidas no Anexo, referente ao trimestre findo em 31 de março de 2007, que estão sendo apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a Sociedade e suas controladas, não são requeridas como parte integrante das Informações Trimestrais - ITR. Essas demonstrações dos fluxos de caixa foram submetidas aos procedimentos de revisão descritos no parágrafo 2 e, com base em nossa revisão especial, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser efetuada nessas demonstrações suplementares, para que estejam adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes em relação às Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2007 tomadas em conjunto.

17.01 - RELATÓRIO DA REVISÃO ESPECIAL - SEM RESSALVA

5. Os balanços patrimoniais, individual e consolidado, levantados em 31 de dezembro de 2006, as demonstrações do resultado e as demonstrações suplementares referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2006, apresentados para fins de comparação, foram examinados e revisados por outros auditores independentes, respectivamente, os quais emitiram parecer de auditoria e relatório de revisão especial, sem ressalva, em 05 de fevereiro de 2007 e 20 de abril de 2006, respectivamente

Rio de Janeiro, 04 de maio de 2007

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC nº 2 SP 011609/O-8

Marcelo Cavalcanti Almeida
Contador
CRC 1RJ 036.206/O-5 "S" SC

Deloitte.

Deloitte Touche Tohmatsu
Av. Pres. Wilson, 231
22º, 25º e 26º 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. Efetuamos uma revisão especial das Informações Trimestrais - ITR da Tractebel Energia S.A. e controladas, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2007, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e sob a responsabilidade da Administração da Sociedade e de suas controladas, compreendendo os balanços patrimoniais (individual e consolidado), as respectivas demonstrações do resultado e o relatório de desempenho.

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 e constituiu principalmente, em: (a) indagação aos e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Sociedade e de suas controladas quanto aos 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 situação financeira e as operações da Sociedade e de suas controladas.

3. Com base em nossa revisão especial, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas Informações Trimestrais - ITR acima referidas para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, aplicadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, especificamente aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR obrigatórias.

4. Nossa revisão foi conduzida com o objetivo de emitirmos relatório sobre revisão especial das Informações Trimestrais - ITR referidas no parágrafo 1, tomadas em conjunto. As demonstrações dos fluxos de caixa (individual e consolidada), contidas no Anexo, referente ao trimestre findo em 31 de março de 2007, que estão sendo apresentadas para propiciar informações suplementares sobre a Sociedade e suas controladas, não são requeridas como parte integrante das Informações Trimestrais - ITR. Essas demonstrações dos fluxos de caixa foram submetidas aos procedimentos de revisão descritos no parágrafo 2 e, com base em nossa revisão especial, não temos conhecimento de qualquer modificação relevante que deva ser efetuada nessas demonstrações suplementares, para que estejam adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes em relação às Informações Trimestrais - ITR referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2007 tomadas em conjunto.

5. Os balanços patrimoniais, individual e consolidado, levantados em 31 de dezembro de 2006, as demonstrações do resultado e as demonstrações suplementares referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2006, apresentados para fins de comparação, foram examinados e revisados por outros auditores independentes, respectivamente, os quais emitiram parecer de auditoria e relatório de revisão especial, sem ressalva, em 5 de fevereiro de 2007 e 20 de abril de 2006, respectivamente

Rio de Janeiro, 4 de maio de 2007

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independentes
CRC 2 SP 011.609/O-8 "F" SC

Marcelo Cavalcanti Almeida
Contador
CRC 1RJ 036.206/O-5 "S" SC

4. ANEXOS

- Ata da 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
- Declaração do Coordenador Líder, nos termos do artigo 56 da Instrução CVM nº 400/03

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Ata da Reunião do Conselho de Administração da Companhia realizada em 21 de maio de 2007

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

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, 14º 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 as 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 eqüitativo. 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 Assembléia 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, 103,5% 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, podendo 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

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

- Estatuto Social da Companhia

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)

ESTATUTO SOCIAL

Alterado e consolidado na 19ª AGE, de 17/04/2007

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 nº 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.

CAPÍTULO II
Do Capital e das Ações

Art. 5º - O Capital Social subscrito da Companhia é de RS 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 RS 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 de valor superior a R$ 20.000.000,00 (vinte milhões de reais);

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, e 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.

Art. 20 - Nas suas ausências ou impedimentos, o Presidente do Conselho será substituído pelo seu suplente e, na ausência deste, pelo Vice-Presidente.

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 nº 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;

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.

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 conseqüente 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)

DECLARAÇÃO

TRACTEBEL ENERGIA S.A., sociedade por ações com sede na Rua Antônio Dib Mussi, na Cidade de Florianópolis, Estado de Santa Catarina, inscrita no CNPJ/MF sob nº. 02.474.103/0001-19, neste ato representada na forma de seu Estatuto Social ("Companhia"), vem, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº. 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), declarar o quanto segue:

a. o prospecto preliminar do Primeiro Programa de Distribuição Pública das Debêntures ("Prospecto Preliminar") contém, e o prospecto definitivo do Primeiro Programa de Distribuição Pública das Debêntures ("Prospecto Definitivo") conterá, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Distribuição Pública, das Debêntures, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade, sendo tais informações verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores o conhecimento da Distribuição Pública, das Debêntures, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira e dos riscos inerentes a suas atividades, bem como uma tomada de decisão fundamentada a respeito das Debêntures;

b. o Prospecto Preliminar e o Prospecto Definitivo serão preparados de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando à Instrução CVM 400; e

c. que as informações prestadas por ocasião do arquivamento do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo e fornecidas ao mercado durante a distribuição das Debêntures são verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes.

Florianópolis, 21 de maio de 2007.

TRACTEBEL ENERGIA S.A.

Nome: José Carlos Cauduro Minuzzo
Cargo: Diretor de Produção de Energia

Nome: Luciano Flávio Andriani
Cargo: Diretor Administrativo

(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)

DECLARAÇÃO

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS S.A., instituição financeira com sede na Av. Eusébio Matoso, 891, 20º andar, na Cidade de São Paulo, Estado de São Paulo, na qualidade de instituição líder ("Coordenador Líder") do Primeiro Programa de Debêntures da TRACTEBEL ENERGIA S.A. ("Companhia"), vem, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº. 400, de 29 de dezembro de 2003 ("Instrução CVM 400"), declarar que tomou todas as cautelas e agiu com elevados padrões de diligência, para assegurar que:

a. o prospecto preliminar do Primeiro Programa de Distribuição Pública das Debêntures ("Prospecto Preliminar") e o prospecto definitivo do Primeiro Programa de Distribuição Pública das Debêntures ("Prospecto Definitivo") contenham, as informações relevantes necessárias ao conhecimento pelos investidores da Distribuição Pública, das Debêntures, da Companhia, suas atividades, situação econômico-financeira, os riscos inerentes à sua atividade e quaisquer outras informações relevantes;

b. o Prospecto Preliminar e o Prospecto Definitivo fossem preparados de acordo com as normas pertinentes, incluindo, mas não se limitando à Instrução CVM 400; e

c. as informações prestadas pela Companhia por ocasião do arquivamento do Prospecto Preliminar e do Prospecto Definitivo fossem verdadeiras, consistentes, corretas e suficientes, permitindo aos investidores uma tomada de decisão fundamentada a respeito da Distribuição Pública.

São Paulo, 22 de maio de 2007.

UNIBANCO – UNIÃO DE BANCOS BRASILEIROS

Nome: Bruno Padilha de Lima Costa
Cargo: Diretor

Nome: Demosthenes M. Pinho Neto
Cargo: Diretor Executivo

ASSESSORIA JURÍDICA A NEGÓCIOS

JUR_SP 458954tv2 986.247121

(Esta página foi intencionalmente deixada em branco)