**[Conforme arquivado junto à Securities and Exchange Commission em 13 de agosto de 2001 em caráter confidencial**

**(Registro Nº 333- )**

# SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

**Washington, DC 20549**

---

# FORMULÁRIO 20-F

---

**TERMO DE REGISTRO DE ACORDO COM O ART. 12(b) OU (g) DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934**

**Número de arquivo na comissão: _____**

# COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**(Denominação exata da Registrante conforme Consta em Seu Estatuto Social)**

| | |
|---|---|
| Companhia Energética of Minas Gerais (Tradução para o Inglês da Denominação da Registrante) | República Federativa do Brasil (Jurisdição de Constituição) |

---

**Avenida Barbacena, 1200**
**30190-131 Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil**
**(Endereço da sede)**

---

**Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(b) do Act:**

| | |
|---|---|
| Denominação de Cada Classe | Nome de Cada Bolsa em que será Registrada |
| American Depositary Shares (comprovadas por American Depositary Receipts), cada qual representando 1.000 Ações Preferenciais | Bolsa de Valores de Nova York |
| Ações Preferenciais, valor nominal de R$0,01* | Bolsa de Valores de Nova York* |

---

* Não para fins de negociação, e, sim apenas com relação ao registro de American Depositary Shares de acordo com as exigências da Securities and Exchange Commission.

**Valores mobiliários registrados ou a serem registrados de acordo com o art. 12(g) do Act: Nenhum**

**Valores mobiliários em relação aos quais existe obrigação de fornecer informações de acordo com o art. 15(d) do Act: Nenhum**

**Assinalar que item da demonstração financeira a Registrante optou por seguir.**

Item 17 __ Item 18 ✓

O presente Termo de Registro segundo o Formulário 20-F contém 335 páginas, incluindo anexos. Vide índice de anexos na Página 95.

# Índice

Apresentação das Informações Financeiras ..... 3
Informações Prospectivas ..... 4
Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores ..... 6
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto ..... 8
Item 3. Informações Chave ..... 8
Item 4. Informações sobre a Companhia ..... 27
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras ..... 51
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados ..... 64
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas ..... 69
Item 8. Informações Financeiras ..... 72
Item 9. A Oferta e a Listagem ..... 77
Item 10. Informações Adicionais ..... 80
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado ..... 97
Item 12. Descrição de American Depositary Shares ..... 97
Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora com relação a Dividendos ..... 106
Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos ..... 106
Item 15. .[Reservado] ..... 106
Item 16. [Reservado] ..... 106
Item 17. Demonstrações Financeiras ..... 106
Item 18. Demonstrações Financeiras ..... 106
Item 19. Anexos ..... 107
ASSINATURAS ..... 108
Índice de Termos Definidos ..... 110
Glossário Técnico ..... 112
Anexo A O Setor Elétrico Brasileiro ..... 180

## APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

No presente Termo de Registro na forma do Formulário 20-F, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG, sociedade de economia mista de responsabilidade limitada constituída nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil, será denominada "CEMIG," "nós" ou "Companhia.". As referências neste Termo de Registro a "real", "reais" ou "R$" dizem respeito a reais brasileiros (plural) e real brasileiro (singular), a moeda oficial do Brasil, e as referências a "dólares dos Estados Unidos", "dólares" ou "US$" dizem respeito a dólares dos Estados Unidos. Todos os valores em moedas existentes anteriormente à adoção do real como a moeda corrente brasileira, em 1º de julho de 1994, foram reajustados para reais.

Somos uma sociedade de economia mista brasileira e mantemos nossos livros e registros em reais. Elaboramos nossas demonstrações financeiras em conformidade com princípios contábeis estabelecidos pela Lei no. 6.404 de 15 de dezembro de 1976, a qual nos referimos como a Lei das Sociedades Anônimas brasileira. Para fins do presente Termo de Registro, apresentamos, e em futuros relatórios a serem arquivados junto à Securities and Exchange Commission dos Estados Unidos, ou Comissão, pretendemos apresentar nossas demonstrações financeiras consolidadas e demais informações financeiras em reais em conformidade com princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos, ou GAAP norte-americanos. Para fins do presente Termo de Registro, elaboramos balanços em 31 de dezembro de 2000 e 1999 e as correspondentes demonstrações do resultado, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999, e 1998, em reais, tudo em conformidade com os GAAP norte-americanos, devidamente auditados pela Arthur Andersen S/C. Elaboramos, também, um balanço intercalar não auditado de 31 de março de 2001 e correspondentes demonstrações do resultado, fluxos de caixa e alterações do patrimônio líquido não auditadas relativas ao período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e 2000, respectivamente, em reais, de acordo com os GAAP norte-americanos.

Ressalvadas as afirmações em contrário, todas as informações financeiras incluídas neste Termo de Registro referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 1997 e períodos anteriores reconhecem certos efeitos da inflação, sendo corrigidas em reais de poder aquisitivo constante de 31 de dezembro de 1997. Utilizamos o IGP-DI (Índice Geral de Preço - Disponibilidade Interna) para elaborar informações financeiras de 1997. A partir de 1O de janeiro de 1998, o Brasil deixou de ser considerado uma economia altamente inflacionária nos termos dos GAAP norte-americanos e não mais corrigimos monetariamente informações financeiras de forma a refletirem os efeitos da inflação desde essa data. Por conseguinte, em relação a períodos e datas subseqüentes, nossas demonstrações financeiras e outros dados financeiros são apresentados em reais nominais, não refletem os efeitos da inflação. Vide "Item 3. Informações Chave - Dados Financeiros Consolidados Selecionados" e Nota Explicativa 2 (b) de nossas demonstrações financeiras do final do exercício.

O presente Termo de Registro contém conversões de certos valores em reais em dólares dos Estados Unidos a taxas especificadas tão-somente para fins de conveniência do leitor. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio de R$2,1616 para US$1,00, vigente em 31 de março de 2001, divulgada pelo Banco Central do Brasil, ou Banco Central. Em 31 de março de 2001, a diferença entre a taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central e a taxa para compra ao meio-dia vigente na Cidade de Nova York para transferências eletrônicas em reais certificadas, para fins alfandegários pelo Federal Reserve Bank de Nova York, ou a taxa para compra ao meio-dia de R$2,1750 para US$1,00 não era relevante. Vide "Item 3. Informações Chave - Taxas de Câmbio" para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. Em 7 de agosto de 2001, a taxa de câmbio divulgada pelo Banco Central era R$2,4463 para US$1,00 e a taxa para compra ao meio-dia era R$2,4480 para US$1,00.

Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos possam ser convertidos em reais, ou que os reais possam ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, às taxas acima indicadas ou a qualquer outra taxa.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente Termo de Registro. O "Índice de Termos Definidos" a partir da página 101 relaciona esses termos e em que seção são definidos. Conforme aqui empregadas, todas as referências a "GW" e "GWh" constituem referência a gigawatts e gigawatt-hora, respectivamente, as referências a "MW" e "MWh" constituem referência a megawatts e megawatt-hora, respectivamente, e as referências a "kW" e "kWh" constituem referência a quilowatts e quilowatt horas, respectivamente. Esses e certos outros termos técnicos encontram-se definidos no "Glossário Técnico" a partir da página 102.

As referências contidas no presente Termo de Registro a "Ações Ordinárias" e "Ações Preferenciais" constituem refe-rência a nossas ações ordinárias e nossas ações preferenciais, respectivamente.

As referências a "American Depositary Shares" ou "ADSs" constituem referência a American Depositary Shares, cada qual representando 1.000 Ações Preferenciais. As ADSs são comprovadas por American Depositary Receipts, ou ADRs, a serem emitidos de acordo com Contrato de Depósito celebrado entre a Companhia e o banco depositário. Vide "Item 12. Descrição das American Depositary Shares."

## INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS

O presente Termo de Registro inclui declarações prospectivas, principalmente no "Item 3. Informações Chave," inclusive "Fatores de Risco," "Item 4. Informações sobre a Companhia" e "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras." Baseamos estas declarações prospectivas em grande parte em nossas atuais expectativas e projeções sobre acontecimentos futuros e tendências financeiras que afetam nossos negócios. Estas declarações prospectivas estão sujeitas a riscos, incertezas e pressuposições, inclusive, entre outras coisas:

- · conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, Brasil e estado de Minas Gerais, Brasil, ou Minas Gerais;
- inflação e variações das taxas de câmbio;
- · alterações de volumes e padrões de uso de energia elétrica pelo consumidor;
- condições concorrenciais nos mercados de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Brasil;
- nossas expectativas e estimativas relativas a desempenho financeiro, planos de financiamento e efeitos da concorrência no futuro;
- nosso nível de endividamento;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Brasil e Minas Gerais;
- alterações dos índices pluviométricos e de água nos reservatórios utilizados para administrarem nossas usinas de geração de energia hidroelétrica;
- nossos planos de dispêndio de capital para aquisição de imobilizado;
- nossa capacidade de atender nossos clientes de forma satisfatória;
- regulamentação governamental existente e futuros relativos a tarifas de eletricidade, uso de eletricidade, concorrência em nossa área de concessão e outras questões;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, relativas aos investimentos por ele realizados na Companhia e os planos do Governo

Estadual quanto à expansão futura da geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais; e

- outros fatores de risco apresentados no “Item 3. Informações Chave- Fatores de Risco.”

As declarações prospectivas mencionadas acima incluem também informações relativas aos nossos projetos de expansão de capacidade em andamento, bem como os que estamos atualmente avaliando. Além dos riscos e incertezas citados acima, nossos projetos de expansão em potencial implicam riscos de engenharia, construção, regulatórios e outros riscos significativos que poderão:

- atrasar ou impedir a conclusão bem-sucedida de um ou mais projetos;

- aumentar os custos de projetos; e

- resultar na operação das instalações em desacordo com nossas expectativas.

As palavras “acreditam,” “poderá,” palavras que importem o tempo futuro, “estimativa,” “continuam,” “prevê,” “pretende,” “espera” e palavras similares destinam-se a identificar declarações prospectivas. Não assumimos a obrigação de atualizar publicamente ou revisar quaisquer declarações prospectivas em razão de informações novas, acontecimentos futuros ou por outro motivo. À luz destes riscos e incertezas, as informações, acontecimentos e circunstâncias prospectivos tratados no presente Termo de Registro talvez não cheguem a ocorrer. Nossos atuais resultados e desempenho poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações prospectivas.

**Item 1 - Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores**

Conselheiros

Os nomes, cargos e endereços comerciais de nossos atuais conselheiros e suplentes são os seguintes:

| Nome | Cargo | Endereço Comercial |
|---|---|---|
| Djalma Bastos de Morais | Conselheiro(1) | Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Geraldo de Oliveira Faria | Conselheiro | Rua Mar de Espanha, 525, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Alexandre de Paula Dupeyrat Martins | Conselheiro | Rua da Bahia, 1600, 10º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Antônio Adriano Silva | Conselheiro | Rua Aimorés, 981, 11º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas | Conselheiro | Avenida Álvares Cabral, 1740, 7º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Cláudio José Dias Sales | Conselheiro | Rua da Candelária, 65, 18º Andar, Rio de Janeiro, RJ, Brasil |
| Oderval Esteves Duarte Filho | Conselheiro | Avenida Álvares Cabral, 1741, 7º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Nelcy Pereira Pena | Conselheiro | Rua Rio de Janeiro, 2017, Apto. 302, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Sérgio Lustosa Botelho Martins | Conselheiro | Rua Pedro Lessa, 35, Sala 1101, Rio de Janeiro, RJ, Brasil |
| David Travesso Neto | Conselheiro | Avenida Alfredo Egídio de Souza Aranha, 100, bloco B, 13º Andar, São Paulo, SP, Brasil |
| Ataíde Vilela | Conselheiro | Avenida Arouca, 660, 4º Andar, Passos, MG, Brasil |
| Marcello Lignani Siqueira | Suplente | Rua Mar de Espanha, 525, 3° Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Luiz Cláudio de Almeida Magalhães | Suplente | Rua Prof. Estevão Pinto, 554, Apto. 701, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Cláudio Gontijo | Suplente | Praça da Liberdade, s/n°, Prédio da Secretaria da Fazenda, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| José Luiz Ladeira Bueno | Suplente | Av. João Pinheiro, 146, 20º andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Octacílio Machado Júnior | Suplente | Av. Presidente Antônio Carlos, 538, Varginha, MG, Brasil |
| Marc Leal Claassen | Suplente | Rua da Candelária, 65, Sala 1802, Rio de Janeiro, RJ, Brasil |
| Geraldo Dannemann | Suplente | Av. Presidente Wilson, 231, 28° Andar, Rio de Janeiro, RJ, Brasil |
| Guy Maria Villela Paschoal | Suplente | Av. Barbacena, 1.200, 18º andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| João Bosco Braga Garcia | Suplente | Av. Álvares Cabral, 171, 7° Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Marcelo Pedreira de Oliveira | Suplente | Av. Alfredo Egidio de Souza Aranha, 100, Bloco D, 13° Andar, São Paulo, SP, Brasil |
| Cristiano Corrêa de Barros | Suplente | Avenida Barbacena, 1200, 18º andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |

(1) Presidente do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva

Os conselheiros suplentes atuam de quando em quando como substitutos, quando os conselheiros efetivos não estão disponíveis para desempenhar suas funções normais como conselheiros ou, no caso de vacância do Conselho de Administração, até que um conselheiro substituto seja nomeado para preencher tal vaga.

Diretores

Os nomes, atuais cargos e endereços comerciais de nossos diretores são os seguintes:

| Nome | Cargo Atual | Endereço Comercial |
|---|---|---|
| Djalma Bastos de Morais | Diretor PresidenteDiretor de Desenvolvimento Tecnológico e Ambiental | Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Guy Maria Villela Paschoal | Diretor de Planejamento, Projeto e Construção, Vice Presidente Executivo; e Diretor de Geração e Transmissão de Energia | Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Aloísio Marcos Vasconcelos Novais | Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia | Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Stalin Amorim Duarte | Diretor de Gestão Empresarial | Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |
| Cristiano Corrêa de Barros | Diretor de Finanças e de Investimento e Diretor de Relações com Investidores em exercício | Avenida Barbacena, 1200, 18º Andar, Belo Horizonte, MG, Brasil |

Nossa Diretoria se reúne, via de regra, pelo menos a cada período de dois meses e é responsável pela administração das atividades do dia a dia. Cada diretor tem uma responsabilidade supervisora individual para certos aspectos de nossos negócios, como estabelecido pelo Conselho de Administração e em nossos Estatutos Sociais. Vide “Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados – Diretoria.”

Consultores

Nosso consultor jurídico com relação à nossa listagem nos Estados Unidos, na Bolsa de Valores de Nova York, ou NY-SE, é Sidley Austin Brown & Wood LLP, estabelecido em One World Trade Center, New York, New York, 10048-0557. Nosso consultor jurídico no Brasil é Machado, Meyer, Sendacz e Opi-ce Advogados, estabelecido à Rua da Consolação, 247, 4º an-dar, São Paulo, SP, 01301-903, Brasil. As declarações refe-rentes à lei brasileira incluídas no “Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Respon-sabilidades Civis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos” e que são especificamente atribuídas a Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados são incluídas, na forma e dentro do contexto em que são incluídas, com o consentimento de Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados. O patrocinador da listagem na NYSE é o Citibank, N.A., nosso banco depositário. O Citibank, N.A., está localizado em 111 Wall Street, New York, New York 10043.

Auditores

Nossas demonstrações financeiras auditadas dos exercí-cios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998, e pa-ra tais datas, incluídas neste Termo de Registro, têm como base o relatório da Arthur Andersen S/C, contadores públicos independentes, tendo em vista a autoridade que essa firma possui como peritos em auditoria e contabilidade. Arthur Andersen S/C está estabelecida na Avenida Álvares Cabral, 1741, 8° e 9° andares, Belo Horizonte, MG 30170-001, Brasil. A referida empresa é membro do Conselho Regional de Contadores de Minas Gerais, sendo seu número de registro CRC2SP000123/S-MG.

**Item 2 - Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto**

Não aplicável.

**Item 3 - Informações Chave**

Dados Financeiros Consolidados Selecionados

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com os GAAP Norte-americanos. V.Sa. deverá ler as informações seguintes em conjunto com as demonstrações financeiras, inclusive as Notas Explicativas das mesmas, constantes em outras partes do presente Termo de Registro e em conjunto com as informações apresentadas no "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras."

As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998 e dos exercícios encerrados nas re-feridas datas derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas pela Arthur Andersen S/C. As informações financeiras selecionadas de 31 de dezembro de 1997 e 1996 e dos exercícios encerrados nas referidas datas são apresentadas em bases não auditadas.

As informações financeiras selecionadas de 31 de março de 2001 e 2000 e dos períodos de três meses encerrados nas referidas datas derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas não auditadas analisadas pela Arthur Andersen S/C. Segundo o parecer de nossa administração, as demonstrações financeiras intercalares de 31 de março de 2001 e do período de três meses encerrado na referida data incluem todos os ajustes, consistindo tão-somente de ajustes recorrentes normais necessários à apresentação adequada de nossa situação financeira na aludida data. Os resultados intercalares referentes aos três meses encerrados em 31 de março de 2001 talvez não sejam indicativos de resultados válidos para o ano calendário 2001 completo.

Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo destinam-se à conveniência de V.Sa. A não ser que de outra forma indicado, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de câmbio do Mercado Comercial de R$2,1616 para US$1,00 (conforme definição contida em "-Taxas de Câmbio) de 31 de março de 2001 divulgada pelo Banco Central. Vide "Apresentação de Informações Financeiras."

| | | Exercício findo em 31 de dezembro de | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 2000 | 2000 | 1999 | 1998 | 1997(4) | 1996(4) |
| | 2000 | (milhões de R$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação) | | | | |
| Dados da Demonstração do Resultado: | | | | | | |
| Receita operacional | | | | | | |
| Vendas de eletricidade a consumidores finais | 2.072 | 4.478 | 3.678 | 3.159 | 2.805 | 2.653 |
| Vendas de eletricidade ao Sistema Interligado de Energia | 67 | 145 | 63 | 132 | 115 | 107 |
| Uso da Rede Básica | 64 | 139 | 71 | 2 | 0 | |
| Outras receitas operacionais | 57 | 124 | 93 | 61 | 60 | 52 |
| Imposto de valor agregado sobre vendas a consumidores finais | (442) | (956) | (796) | (679) | (496) | (468) |
| Receita operacional líquida | 1.818 | 3.930 | 3.109 | 2.675 | 2.484 | 2.344 |
| Custos e despesas operacionais | | | | | | |
| Eletricidade comprada para revenda. | (379) | (819) | (727) | (481) | (447) | (399) |
| Gás comprado para revenda | (28) | (60) | (36) | (20) | (17) | (10) |
| Uso da Rede Básica | (113) | (243) | (151) | (71) | (70) | (70) |
| Depreciação e amortização | (270) | (583) | (555) | (441) | (410) | (437) |
| Pessoal | (216) | (466) | (391) | (408) | (548) | (530) |
| Encargos regulatórios | (200) | (433) | (258) | (206) | (195) | (174) |
| Serviços prestados por terceiros | (90) | (195) | (153) | (126) | (145) | (142) |
| Outros Impostos | (80) | (174) | (137) | (88) | (83) | (74) |
| Custo com pensão | (110) | (238) | (193) | (475) | (199) | (110) |
| Materiais e suprimentos | (33) | (71) | (59) | (45) | (43) | (54) |
| Outros | (96) | (208) | (290) | (133) | (145) | (161) |
| Total dos custos e despesas operacionais | (1.615) | (3.490) | (2.950) | (2.494) | (2.302) | (2.161) |
| Lucro (prejuízo) operacional | 203 | 440 | 159 | 181 | 182 | 183 |
| Receita (despesa) financeira | (19) | (42) | (295) | (40) | 35 | 183 |
| Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda | 184 | 398 | (136) | 141 | 217 | 366 |
| Benefício (despesa) de imposto de renda | (15) | (32) | 114 | 148 | (234) | (315) |
| Lucro (prejuízo) líquido | 169 | 366 | (22) | 289 | (17) | 51 |
| Outro lucro (prejuízo) consolidado | 9 | 19 | (168) | 1 | (154) | (136) |
| Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado | 178 | 385 | (190) | 290 | (171) | (85) |
| Lucro (prejuízo) básico e diluído | | | | | | |
| Por mil Ações Ordinárias | 1,06 | 2,30 | (0,14) | 1,82 | (0,10) | (0,35) |
| Por mil Ações Preferenciais | 1,06 | 2,30 | (0,14) | 1,82 | (0,10) | (0,35) |
| Por ADS | 1,06 | 2,30 | (0,14) | 1,82 | (0,10) | (0,35) |
| Dados do Balanço: | | | | | | |
| Ativo | | | | | | |
| Ativo circulante | 502 | 1.086 | 768 | 593 | 786 | 763 |
| Redução de Tarifa a Receber | 441 | 953 | 809 | 684 | 649 | 592 |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| do Governo Estadual de Minas Gerais | | | | | | |
| Ativo imobilizado líquido (em serviço) | 4.515 | 9.758 | 9.503 | 9.822 | 8.733 | 8.788 |
| Construção em andamento | 304 | 657 | 1.032 | 904 | 1.964 | 1.845 |
| Outros ativos | 444 | 960 | 1.016 | 858 | 796 | 846 |
| Total do ativo | 6.206 | 13.414 | 13.128 | 12.861 | 12.928 | 12.834 |
| Passivo | | | | | | |
| Parcela corrente da dívida de longo prazo | 232 | 502 | 337 | 160 | 148 | 164 |
| Outros passivos circulantes | 484 | 1.046 | 1.125 | 781 | 1.047 | 777 |
| Dívida de longo prazo | 503 | 1,088 | 1,039 | 981 | 941 | 948 |
| Benefícios pós-aposentadoria a empregados | 834 | 1.803 | 1.734 | 1.434 | 1.322 | 1.026 |
| Patrimônio líquido | 3.776 | 8.162 | 7.964 | 8.509 | 8.729 | 9.193 |
| | | | | | | |
| Outros Dados: | | | | | | |
| Dividendos por mil ações | | | | | | |
| Ordinárias | 0,55 | 1,18 | 2,23 | 3,21 | 1,84 | 0,96 |
| Preferenciais | 0,55 | 1,18 | 2,23 | 3,21 | 1,84 | 0,96 |
| Dividendos por ADS | | | | | | |
| Preferenciais | 0,55 | 1,18 | 2,23 | 3,21 | 1,84 | 0,96 |
| Dividendos por mil ações(3) | | | | | | |
| Ordinárias | — | 0,65 | 1,25 | 2,72 | 1,62 | 0,81 |
| Preferenciais | — | 0,65 | 1,25 | 2,72 | 1,62 | 0,81 |
| Dividendos por ADS(3) | | | | | | |
| Preferenciais | — | 0,65 | 1,25 | 2,72 | 1,62 | 0,81 |

(1) Para fins desta tabela, US$1,00 é igual a R$2,1616, a taxa do Mercado Comercial em 31 de março de 2001.
(2) Em milhões, exceto dados por ação/ADS.
(3) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa do Mercado Comercial vigente na data de pagamento do dividendo.
(4) As informações relativas a esse ano não estão auditadas.

| | Período de três meses findo em 31 de março | | |
|---|---|---|---|
| | 2001 | 2001 | 2000 |
| | (US$)(1) (2) | (milhões de R$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação) | |
| Dados da Demonstração do Resultado: | | | |
| Receita operacional | | | |
| Vendas de eletricidade a consumidores finais | 552 | 1.194 | 989 |
| Vendas de eletricidade ao Sistema Interligado de Energia | 4 | 8 | 49 |
| Uso da Rede Básica | 17 | 37 | 32 |
| Outras receitas operacionais | 15 | 33 | 27 |
| Imposto de valor agregado sobre vendas a consumidores finais | (119) | (257) | (216) |
| Receita operacional líquida | 469 | 1.015 | 881 |
| Custos e despesas operacionais | | | |
| Eletricidade comprada para revenda | (107) | (232) | (188) |
| Gás comprado para revenda | (8) | (18) | (13) |
| Uso da Rede Básica | (30) | (66) | (56) |
| Depreciação e amortização | (73) | (158) | (146) |
| Pessoal | (74) | (160) | (108) |
| Encargos regulatórios | (52) | (112) | (105) |
| Serviços prestados por terceiros | (22) | (47) | (42) |
| Outros impostos | (21) | (45) | (39) |
| Custo com pensão | (35) | (75) | (59) |
| Materiais e suprimentos | (8) | (17) | (15) |
| Outros | (24) | (52) | (43) |
| Total dos custos e despesas operacionais | (454) | (982) | (814) |
| Lucro (prejuízo) operacional | 15 | 33 | 67 |
| Receitas (despesas ) financeiras | (43) | (92) | 44 |
| Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda | (28) | (59) | 111 |
| Benefício (despesa) de imposto de renda | 22 | 47 | (35) |
| Lucro (prejuízo) líquido | (6) | (12) | 76 |
| Outro lucro (prejuízo) consolidado | 4 | 9 | 2 |
| Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro total | (2) | (3) | 78 |
| Lucro (prejuízo) básico e diluído | | | |
| Por mil Ações Ordinárias | (0,04) | (0,08) | 0,48 |
| Por mil Ações Preferenciais | (0,04) | (0,08) | 0,48 |
| Por ADS | (0,04) | (0,08) | 0,48 |

| | 31 de março de | | 31 de dezembro de |
|---|---|---|---|
| | 2001 | 2001 | 2000 |
| | (US$)(1)(2) | (milhões de R$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação) | |
| Dados do Balanço: | | | |
| Ativo | | | |
| Ativo circulante | 699 | 1.512 | 1.086 |
| Contas a Receber do Governo Estadual de Minas Gerais | 460 | 994 | 953 |
| Ativo imobilizado líquido (em serviço) | 4.482 | 9.689 | 9.758 |
| Construção em andamento | 289 | 624 | 657 |
| Outros ativos | 384 | 830 | 960 |
| Total do ativo | 6.314 | 13.649 | 13.414 |
| Passivo | | | |
| Parcela corrente da dívida de longo prazo | 263 | 568 | 502 |
| Outros passivos circulantes | 507 | 1.097 | 1.046 |
| Dívida de longo prazo | 558 | 1.206 | 1.088 |
| Benefícios pós-aposentadoria a empregados | 850 | 1.837 | 1.803 |
| Patrimônio líquido | 3.775 | 8.159 | 8.162 |

(1) Para fins desta tabela, US$1,00 é igual a R$2,1616, a taxa do Mercado Comercial em 31 de março de 2001.

(2) Em milhões, exceto dados por ação/ADS.

Taxas de Câmbio

Existem dois mercados de câmbio oficiais no Brasil - o mercado de câmbio de taxa comercial, ou Mercado Comercial, e o mercado de câmbio de taxa flutuante, ou Mercado Flutuante. Embora o Governo Federal tenha recentemente unificado os limites operacionais aplicáveis a ambos os mercados, cada mercado continua tendo sua própria regulamentação. O Mercado Comercial é reservado principalmente a operações de comércio exterior e operações que em geral requerem aprovação prévia das autoridades monetárias brasileiras, tais como compra e venda de investimentos registrados por estrangeiros e as respectivas remessas de recursos ao exterior. As compras e vendas de câmbio no Mercado Comercial podem ser efetuadas somente por instituição financeira do Brasil autorizada a comprar e vender moeda nesse mercado. A taxa do Mercado Flutuante é a taxa vigente para venda do real em relação ao dólar dos Estados Unidos divulgada pelo Banco Central aplicável a transações não cobertas pelo Mercado Comercial. Anteriormente à introdução do real, em 1994, a taxa do Mercado Comercial e a taxa do Mercado Flutuante diferiram significativamente por vezes, contudo, as duas taxas não diferiram significativamente desde então. Porém, não há garantia de que não haverá diferenças significativas entre as duas taxas no futuro. Embora a taxa do Mercado Comercial e a taxa do Mercado Flutuante sejam negociadas livremente, são fortemente influenciadas pelo Banco Central.

Entre março de 1995 e janeiro de 1999, o Banco Central manteve uma banda dentro da qual a taxa de câmbio real/dólar dos Estados Unidos flutuou, intervindo de quando em quando no mercado de câmbio. De 20 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 1998, a banda ficou entre R$1,12 e R$1,22 para US$1,00. No início de janeiro 1999, o Banco Central tentou uma desvalorização controlada do real, ampliando a banda dentro da qual o real poderia ser negociado. Contudo, a intervenção subseqüente do Banco Central não logrou manter a taxa dentro da nova banda. Em 15 de janeiro de 1999, devido a pressões de mercado, o Banco Central anunciou que o real poderia flutuar livremente. Desde então, o Banco Central interveio apenas ocasionalmente para controlar desestabilizações da taxa de câmbio.

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, a taxa do Mercado Comercial real/dólar dos Estados Unidos divulgadas pelo Banco Central.

| | ***Reais por US$1,00*** | | | |
|---|---|---|---|---|
| **2000** | **Mínima** | **Máxima** | **Média** | **Fim do Período** |
| Novembro | 1,9099 | 1,9778 | 1,9480 | 1,9596 |
| Dezembro | 1,9524 | 1,9847 | 1,9633 | 1,9554 |

| | ***Reais por US$1,00*** | | | |
|---|---|---|---|---|
| 2001 | **Mínima** | **Máxima** | **Média** | **Fim do Período** |
| Janeiro | 1,9353 | 1,9753 | 1,9545 | 1,9711 |
| Fevereiro | 1,9739 | 2,0452 | 2,0019 | 2,0452 |
| Março | 2,0208 | 2,1616 | 2,0891 | 2,1616 |
| Abril | 2,1384 | 2,3011 | 2,1925 | 2,1847 |
| Maio | 2,1957 | 2,3600 | 2,2972 | 2,3600 |
| Junho | 2,2923 | 2,4748 | 2,3758 | 2,3049 |
| Julho | 2,3249 | 2,5979 | 2,4666 | 2,4313 |
| Agosto(Até 7 de agosto de 2001) | 2,4463 | 2,4935 | 2,4770 | 2,4463 |

| Exercício findo em 31 de dezembro de | *Reais por US$1,00* | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **Mínima** | **Máxima** | **Média** | **Fim do Período** |
| 1996 | 0,9725 | 1,0407 | 1,0050 | 1,0394 |
| 1997 | 1,0395 | 1,1164 | 1,0784 | 1,1164 |
| 1998 | 1,1165 | 1,2087 | 1,1609 | 1,2087 |
| 1999 | 1,7648 | 2,1647 | 1,8158 | 1,7890 |
| 2000 | 1,7234 | 1,9847 | 1,8300 | 1,9554 |

Fonte: Banco Central

As flutuações de taxa de câmbio poderão afetar os valores em dólares dos Estados Unidos recebidos pelos detentores de ADSs. Efetuaremos todas as distribuições relativas às Ações Preferenciais em reais, devendo o depositário converter essas distribuições em dólares dos Estados Unidos para pagamento aos detentores de ADSs. As flutuações de taxa de câmbio poderão também afetar o contravalor em dólar dos Estados Unidos do preço em reais das Ações Preferenciais nas bolsas de valores brasileiras nas quais elas forem negociadas. As flutuações de taxa de câmbio poderão afetar, ademais, nossos resultados das operações. Vide "-Fatores de Risco - Riscos Atinentes ao Brasil - Instabilidade da taxa de câmbio poderá prejudicar nossa situação financeira e resultados das operações." Embora tenhamos avaliado alguns instrumentos de hedge cambial, não hedgeamos nossas obrigações de nosso endividamento em moeda estrangeira em razão dos elevados custos destes instrumentos.

Em 7 de agosto de 2001, a taxa do Mercado Comercial do real era R$2,4463 para US$1,00.

Capitalização

A tabela a seguir apresenta nossa capitalização e endividamento de curto prazo em 30 de junho de 2001.

| | **Em milhões de dólares(1) dos Estados Unidos** | **Em milhões de reais** |
|---|---|---|
| Empréstimos de curto prazo | 44 | 101 |
| Parcela corrente da dívida de longo prazo | 250 | 576 |
| Total da dívida de curto prazo | 294 | 677 |
| Dívida de longo prazo | 526 | 1.213 |
| Total da dívida[(2)] | 820 | 1,890 |
| | | |
| Patrimônio líquido: | | |
| Capital social | 606 | 1.396 |
| Capital Integralizado Adicional | 1.375 | 3.170 |
| Lucros acumulados | 1.431 | 3.299 |
| Reserva de Lucros | 316 | 729 |
| Outro Lucro (prejuízo) consolidado | (186) | (429) |
| Total do Patrimônio líquido | 3.542 | 8.165 |
| | | |
| Capitalização total | 4.362 | 10.055 |

(1) Para fins desta tabela, US$1,00 é igual a R$ 2,3049, a taxa do Mercado Comercial em 30 de junho de 2001..

(2) Enquanto 15% de nossa dívida pendente em 30 de junho de 2001 era garantida pelo Governo Federal ou pelo Governo Estadual, não garantimos a dívida de terceiros, exceto Infovias. Em 30 de junho de 2001, US$40 milhões da dívida pendente da Infovias estavam garantidos por nós, cujo valor não está refletido neste item. Em 30 de junho de 2001, aproximadamente R$1,121 milhões de nossa dívida total era garantida.

FATORES DE RISCO

**Riscos Atinentes ao Brasil**

*A conjuntura política e econômica brasileira poderão ter impacto adverso sobre nosso negócio e sobre o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs*

A economia brasileira tem sido caracterizada por intervenção freqüente e ocasionalmente drástica do governo federal do Brasil, ou Governo Federal, e por ciclos econômicos voláteis. O Governo Federal com freqüência alterou políticas monetárias, fiscais, creditícias, tarifárias e outras políticas com o fim de influenciar o curso da economia do Brasil. Por exemplo, o Governo Federal tem poderes, quando da ocorrência de desequilíbrio sério na balança de pagamentos do Brasil, para impor restrições à remessa a investidores estrangeiros do produto de seus investimentos no Brasil, bem como restrições à conversão da moeda brasileira em moedas estrangeiras.

Alterações rápidas da conjuntura política e econômica brasileira, que já ocorreram e poderão continuar a ocorrer, exigirão que se dê ênfase continuada à avaliação dos riscos associados a nossas atividades e ao correspondente ajuste de nossa estratégia comercial e operacional. Futuras alterações nas políticas do governo brasileiro, na economia brasileira ou nas políticas do governo estadual, sobre as quais não temos nenhum controle, poderão prejudicar nossa situação financeira ou resultados das operações e ter impacto sobre o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs.

Ademais, não há garantia de que o presidente Fernando Henrique Cardoso continuará sendo capaz de comandar a coalizão do governo no Congresso brasileiro. Alterações da composição da coalizão do governo, da identidade e políticas dos partidos que estão no poder, do gabinete ou da presidência poderão minar a confiança dos investidores ou acarretar alterações de política que poderão prejudicar nossas operações e/ou o preço das Ações Preferenciais e ADSs. De maneira similar, as alterações políticas dentro do Governo Estadual podem minar a confiança do investidor e prejudicar nossos negócios e/ou o preço das Ações Preferenciais e ADSs.

Conseqüentemente, nosso negócio, situação financeira e resultados das operações poderão ser prejudicados por diversos fatores políticos e econômicos, incluindo os relativos a:

- tarifas de eletricidade;
- controles de preço ou racionamento do consumo de eletricidade;
- subsídios para compra de eletricidade a consumidores finais;
- adoção de medidas visando aumentar a concorrência em áreas de concessão exclusivas;
- controles cambiais;
- flutuações de moeda;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- taxas de juros;
- política fiscal; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que o afetem.

*A inflação e certas medidas governamentais para combate-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil e para incremento da volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro*

O Brasil historicamente experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação por si só, bem como certas medidas governamentais visando seu combate, tiveram no passado efeitos negativos significativos sobre a economia brasileira, contribuindo para o incremento volatilidade do mercado de valores mobiliários brasileiro. Substancialmente a totalidade de nossas despesas operacionais em moeda corrente é expressa em reais, tendendo a aumentar com a inflação brasileira, visto que o custo de salários e demais despesas operacionais em geral aumentam de acordo com os preços ao consumidor. Inflação alta em regra conduz a taxas de juros domésticas mais elevadas, e, em conseqüência, nossos custos de dívida denominada em reais são maiores durante períodos de inflação. Ademais, na medida que a taxa de inflação superar os aumentos de tarifa que estamos autorizados a cobrar de nossos clientes, nossas margens operacionais serão prejudicadas. Por outro lado, se a taxa de inflação no Brasil for mais baixa que a taxa de valorização do dólar dos Estados Unidos e outras moedas estrangeiras frente ao real, nosso custo em termos reais incorrido no pagamento de juros sobre nossa dívida denominada em moeda estrangeira será maior.

Desde a introdução do real em julho de 1994, a taxa de inflação no Brasil tem estado substancialmente abaixo das ve-rificadas em períodos anteriores. A inflação, medida pelo IGP-DI, foi de 10,06% no período de 12 meses encerrado em 31 de março de 2001, 9,81% em 2000, 19,98% em 1999, 1,70% em 1998 e 7,48% em 1997. Se o Brasil voltar a experimentar inflação significativa no futuro, nossas despesas operacionais e custos com empréstimo poderão aumentar, nossas margens de lucro poderão diminuir e, se a confiança do investidor arrefecer, o preço das Ações Preferenciais e ADSs poderá cair. Se a inflação acarretar dificuldades econômicas ou se estas ocorrerem ao mesmo tempo que a inflação, nossas receitas também poderão ser prejudicadas.

*A instabilidade de taxa de câmbio e de juros poderá prejudicar nossa situação financeira e resultados das operações*

Como substancialmente a totalidade de nossas receitas é denominada em reais e temos dívidas e outros passivos denominados em moeda estrangeira, nossos resultados das operações poderão ser prejudicados por qualquer desvalorização futura do real frente às aludidas moedas estrangeiras, inclusive o dólar dos Estados Unidos. Qualquer desvalorização significativa do real poderá produzir perdas cambiais em relação à nossa dívida denominada em moedas estrangeiras. Ademais, qualquer desvalorização aumentará nosso custo em reais de compras de eletricidade de Itaipu, cujo custo é medido em dólares. Vide “Item 11. Revelações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado.”

Entre março de 1995 e janeiro de 1999, o Banco Central manteve uma banda dentro qual a taxa de câmbio entre o real e o dólar dos Estados Unidos flutuou, intervindo de quando em quando no mercado de câmbio. De 20 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 1998, a banda ficou entre R$1,12 e R$1,22 para US$1,00. No início de janeiro de 1999, o Banco Central tentou uma desvalorização controlada do real, ampliando a banda dentro da qual o real poderia ser negociado. Contudo, a intervenção subseqüente do Banco Central não logrou manter a taxa dentro da nova banda. Em 15 de janeiro de 1999, devido a pressões de mercado, o Banco Central anunciou que o real poderia flutuar livremente. Desde então, o Banco Central interveio apenas ocasionalmente para controlar desestabilizações da taxa de câmbio. Atualmente, ainda não é possível prever se o Banco Central continuará permitindo que o real flutue livremente. Por conseguinte, não é possível prever que impacto sobre a Companhia poderão ter as políticas cambiais do Governo Federal. Não podemos garantir a V.Sa. que no futuro o Governo Federal não imporá o sistema de bandas ou algum outro sistema de controle cambial.

O real desvalorizou em aproximadamente 25% frente ao dólar dos Estados Unidos de 31 de dezembro de 2000 até 7 de agosto de 2001, em parte, devido aos desenvolvimentos econômicos adversos na Argentina. As desvalorizações do real acarretam pressões inflacionárias adicionais no Brasil que poderão nos prejudicar. Essas desvalorizações poderão reduzir o acesso a mercados financeiros estrangeiros, podendo requerer intervenção do governo, inclusive políticas governamentais recessivas. Certas medidas governamentais de combate à inflação poderão contribuir de forma significativa para a incerteza econômica no Brasil e para incremento da volatilidade no mercado de valores mobiliários brasileiro.

As desvalorizações também reduzem o valor em dólares dos Estados Unidos de distribuições e dividendos às ADSs, reduzindo também o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs.

Em 31 de março de 2001, nossos empréstimos e dívidas pendentes representavam aproximadamente R$1,866 milhão, dos quais, aproximadamente, R$1,047 milhão rendem juros a taxas flutuantes. Vide "Item 5 – Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital." As taxas de juros no Brasil têm sido historicamente maiores do que em outros países. Em anos mais recentes, as taxas de juros têm sido utilizadas pelo Governo Federal como uma ferramenta de política fiscal para impedir o crescimento da inflação e controlar a demanda de moeda estrangeira. Eventos econômicos recentes ocorridos no Brasil resultaram em uma intervenção adicional do Governo Federal. Por exemplo, em 18 de julho de 2001, o Banco Central do Brasil elevou a taxa de juros de benchmark do Brasil de 18,25% para 19%. O Banco Central aumentou essa taxa a cada mês, durante cinco meses consecutivos, como uma resposta à ameaça da inflação..

Caso as taxas de juros continuem a aumentar de forma significativa, podemos estar sujeitos a pagamentos de juros materialmente mais altos sobre nossa dívida a pagar em taxa flutuante, que poderá prejudicar nossos resultados operacionais. Vide "Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado – Risco da Taxa de Juros."

O racionamento de energia imposto pelo Governo Federal ao limitar nossa capacidade de prestação de serviço de energia elétrica a consumidores pode causar uma diminuição em nossa receita líquida.

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001 resultou na queda do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Essa escassez de água tem sido particularmente grave na parte sudeste do Brasil, onde nossa área de concessões e nossas usinas de geração estão localizadas.

O Governo Federal anunciou recentemente diversas medidas em resposta a tais condições. Primeiro, o Presidente do Brasil editou uma Medida Provisória No. 2.147, em 15 de maio de 2001 (atualizada pela Medida Provisória No. 2.152-2, em 1º de junho de 2001), criando uma força tarefa especial para tratar da crise de energia. Em 16 de maio, essa força tarefa decidiu exigir que certos distribuidores de eletricidade, inclusive nós, suspendessem a distribuição de eletricidade a novos consumidores (salvo consumidores residenciais e rurais) e a certas finalidades não essenciais, tais como eventos esportivos noturnos e uso publicitário, e reduzir a distribuição da iluminação de áreas públicas em 35%. Segundo, o Presidente editou o Decreto No. 3.818, em 15 de maio de 2001, exigindo que o Governo Federal reduzisse o consumo de eletricidade em 35%, a partir de 1º de julho de 2001. Terceiro, em 18 de maio de 2001, o Governo Federal anunciou medidas de racionamento adicionais a serem impostas sobre consumidores industriais, comerciais e residenciais em áreas industriais e mais densamente populosas do Brasil, a partir de 1º de junho de 2001. Essas medidas exigem que a maioria dos consumidores residenciais reduza o consumo de energia em um quinto do consumo médio de maio, junho e julho de 2000. Os consumidores industriais e comerciais também deverão reduzir o consumo entre 15% a 25% da média de consumo durante o mesmo período. Essas medidas prevêem a imposição de cortes de energia e sobretaxas a consumidores que deixarem de reduzir o consumo conforme tais valores especificados. Tendo em vista a perspectiva da instauração pelos consumidores de diversos processos contra as medidas de racionamento do Governo Federal, ainda não se tem conhecimento se as medidas que afetam os consumidores continuarão a ser implementadas como planejado. Além disso, ainda não se tem conhecimento se o Governo Federal editará restrições adicionais ou mais severas para a provisão ou consumo de eletricidade no futuro. Para mais detalhes sobre tais resoluções, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Oferta e Demanda de Eletricidade - Restrições e Racionamento", contido no Anexo A.

A diminuição do consumo de energia elétrica em virtude do racionamento e das restrições impostas pelo Governo Federal sobre nossa capacidade de distribuição de energia poderia resultar na diminuição material de nosso lucro líquido, prejudicando nossa condição financeira e resultados operacionais.

*Imposições e Inadimplementos governamentais poderão prejudicar o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs e nossa condição financeira.*

Em janeiro de 1999, o Governo Estadual taxativamente suspendeu seus pagamentos devidos ao Governo Federal por um período de 90 dias, e, em resposta, o Governo Federal bloqueou pagamentos ao Governo Estadual. O Governo Estadual tem cumprido com suas obrigações de pagamento ao Governo Federal desde essa época mediante disposições contratuais referentes a compensação. O Governo Estadual ameaçou recentemente declarar uma nova moratória sobre seus pagamentos das dívidas para com o Governo Federal, uma medida que, acredita-se, ser parcialmente em resposta às medidas de racionamento de eletricidade e restritivas do Governo Federal e políticas orçamentárias. Em 31 de março de 2001, o Governo Estadual devia aproximadamente R$24 bilhões ao Governo Federal.

Os riscos de inadimplementos ulteriores por parte de governos estaduais e municipais no Brasil poderão minar a confiança dos investidores, tendo efeito negativo sobre a economia brasileira ou a economia da região pertinente, e afetar de forma adversa nossa condição financeira. Além disso, se a economia brasileira ou a economia de Minas Gerais for prejudicada por inadimplemento ou por litígio prolongado entre o Governo Federal e o Governo Estadual relativo a questões políticas ou fiscais, nossas operações e o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs poderão ser prejudicados. Ademais, temos contas a receber do Governo Estadual que representavam R$994 milhões em 31 de março de 2001. Como garantia da dívida, o Governo Estadual cedeu a nós uma parcela dos fundos a que o Governo Estadual tem direito de cobrar do Governo Federal. Vide – "Riscos Atinentes à CEMIG – Nós poderemos não ser capazes de cobrar as contas a receber do Governo Estadual". Se o Governo Federal suspender seus pagamentos ao Governo Estadual, nossa capacidade de cobrar tais contas ao executar a garantia prestada a nós relativa a certos pagamentos do Governo Federal ao Governo Estadual poderia ser afetada de forma adversa e nossa condição financeira estaria prejudicada.

*A iminente reforma fiscal no Brasil poderá aumentar nossa carga tributária*

O Governo Federal propôs uma ampla reforma fiscal no Brasil, destinada, principalmente, a reduzir o déficit público por meio do aumento das arrecadações de impostos. Espera-se que o projeto de lei final da reforma fiscal será submetido ao Congresso brasileiro para aprovação em 2001.

Prevê-se que a reforma incluirá a criação de um imposto de valor agregado sobre bens e serviços que substituiria seis impostos existentes (inclusive a contribuição social, o imposto sobre produtos industrializados na órbita federal e o imposto sobre a circulação de bens e serviços da órbita estadual). Outra proposta inclui a adoção da CPMF, impostos sobre operações financeiras, como imposto federal permanente sobre movimentações financeiras. Poderemos ficar sujeitos a carga tributária maior se o projeto de lei da reforma fiscal for aprovado e implementado, que poderia prejudicar nossa condição financeira.

*Acontecimentos em outros mercados emergentes poderão prejudicar o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs*

O preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs poderá ser prejudicado por declínios dos mercados financeiros internacionais e das condições econômicas mundiais. O mercado de valores mobiliários brasileiro é, em graus variáveis, influenciado por condições econômicas e de mercado existentes em outros países de mercado emergente, especialmente os da América Latina. Embora as condições econômicas possam diferir de país para país, as reações dos investidores a acontecimentos verificados num país poderá afetar os mercados de valores mobiliários e os valores mobiliários de emitentes de outros países, inclusive do Brasil. Desde o quarto trimestre de 1997, os mercados financeiros internacionais experimentaram volatilidade significativa e grande número de índices de mercado, incluindo os do Brasil, diminuíram significativamente em conseqüência da crise econômica asiática, da moratória da dívida russa em 1998 e da desvalorização da moeda russa. Acontecimentos similares no futuro nos mercados financeiros internacionais poderão prejudicar nossa situação financeira, nossa capacidade de captar recursos quando necessário e o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADSs.

Atualmente, a frágil situação econômica da Argentina, a principal parceira comercial do Brasil, é razão de apreensão no Brasil. A despeito do financiamento concedido no início do ano pelo Fundo

Monetário Internacional, que pretendia minorar os atuais problemas de solvência da Argentina, a deterioração contínua na economia argentina continua representando risco externo significativo para a economia brasileira. Estamos particularmente preocupados com a possibilidade de o governo federal argentino deixar de cumprir com as obrigações de pagamentos de suas dívidas no futuro próximo. Embora não tenhamos qualquer relacionamento comercial direto com a Argentina ou com empresas argentinas, alterações adversas na condição da economia argentina podem provocar conseqüências prejudiciais à economia brasileira, reduzindo potencialmente a demanda por energia elétrica e afetando nossos resultados operacionais. Além disso, uma escalada na agitação econômica na Argentina, assim como em outros mercados emergentes poderiam minar a confiança sobre os valores mobiliários emitidos pelas sociedades brasileiras, tais como as Ações Preferenciais e as ADSs, fazendo com que o mercado seja prejudicado.

*Alterações na estrutura de fixação de tarifa aplicável às concessionárias de serviço público de eletricidade brasileiras poderia causar a diminuição de nossa receita líquida.*

A estrutura de fixação de tarifa aplicável a concessionárias de serviço público de eletricidade brasileiras tem sofrido diversas alterações nos últimos anos. Antes de 1993, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil tinham como garantida uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletrici-dade, e as tarifas cobradas de consumidores eram uniformes em todo o país. Os lucros de concessionárias mais rentáveis eram realocados a outras concessionárias menos rentáveis, conse-qüentemente, a taxa de retorno para todas as empresas seria igual à média nacional. A estrutura de fixação de tarifa foi modificada em 1993 ao exigir que cada concessionária apresen-tasse propostas de tarifas à ANEEL cobrindo períodos de três anos, levando-se em consideração diversos fatores, tais como custos operacionais, entre outros custos, depreciação, e en-cargos e tributos regulatórios. Em 1994, o Governo Federal, junto com um plano de estabilização econômica, editou altera-ções adicionais ao processo de fixação de tarifa. Desde julho de 1995, as tarifas têm sido fixadas anualmente pela ANEEL, que efetua suas determinações com base em diversos fatores, inclusive custos de eletricidade comprada e outros encargos. Cada contrato de concessão da empresa de distribuição prevê, também, um reajuste anual das taxas com base em certos encar-gos e custos. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Tarifas" no Anexo A para informações mais detalhadas sobre o processo de determinação de tarifa no Brasil.

Não se pode garantir que seremos capazes de obter os aumentos necessários de tarifa no futuro, nem que quaisquer aumentos atualmente recebidos serão suficientes para operarmos com lucro. Além disso, se o Governo Federal realizar alterações adicionais na estrutura de fixação de tarifa do Brasil, dificultando ainda mais a obtenção de aumentos necessários de tarifas, nossos resultados operacionais poderão ser prejudi-cados.

*Como uma sociedade de economia mista, enfrentamos, atualmente, limitações em nossa capacidade de obtenção de financiamentos.*

Como uma sociedade de economia mista, estamos sujeitos a restrições quanto à nossa capacidade de celebrar certas transações financeiras internacionais nos termos das leis e regulamentos em vigor no Brasil. Como por exemplo, devemos obter a aprovação prévia do Ministério da Fazenda brasileiro e Banco Central para operações tais como emissões de títulos, empréstimos ou financiamentos a exportação quando tais transações envolvem a realização de pagamentos mediante a compra de moeda estrangeira no Brasil para remessa ao exterior. Nós também enfrentamos restrições quanto à nossa capacidade de refinanciamento da dívida existente obtida de instituições financeiras. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relativo a governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nós. As restrições mencionadas neste parágrafo não impediram a obtenção de financiamento, embora não se possa garantir que nossa capacidade de obter financiamento não será obstada por futuras restrições.

Se formos incapazes de levantar o capital suficiente mediante mercados domésticos ou deixarmos de obter a aprovação necessária para obter fundos suficientes no mercado interna-cional, poderemos enfrentar fluxos de caixa insuficientes pa-ra atender os dispêndios estimados de capital, fazendo com que nossos resultados financeiros sejam prejudicados.

**Riscos Atinentes à CEMIG**

*Somos controlados pelo Governo Estadual*

Somos controlados pelo Governo Estadual que detém 51% de nossas Ações Ordinárias em circulação. Embora o Governo Estadual detenha o controle de nossa companhia, o Governo Estadual não adotou quaisquer leis que afetem diretamente nossas operações. No entanto, o Governo Estadual tem direito de votar a maioria de nossas Ações Ordinárias votante, que atual-mente incluem o direito de:

- eleger nossos conselheiros; e

- determinar o resultado de qualquer deliberação que requeira a aprovação dos acionistas, inclusive operações com partes relacionadas, reorganizações e época e pagamento de quaisquer dividendos futuros.

Em conseqüência, na hipótese de o Governo Estadual adotar, em relação à Companhia, políticas, objetivos ou orientações estratégicas das quais V.Sa. discorda, V.Sa. e outros acionistas não terão direito de voto para obstruir esses atos e políticas.

Nossas operações tiveram e continuarão a ter impacto importante sobre o desenvolvimento comercial e industrial de Minas Gerais e sobre as condições sociais do estado. O Governo Estadual de quando em quando orientou no passado, podendo no futuro orientar, a Companhia a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados principalmente à promoção das metas sociais, políticas ou econômicas do Governo estadual, não necessariamente visando à nossa lucratividade.

Ademais, embora existam salvaguardas constitucionais re-lativas às relações entre o Governo Estadual e o Governo Fe-deral, não se pode garantir que o Governo Federal não tomará medidas administrativas, legislativas ou de qualquer outra ordem que possam impactar de forma adversa o Governo Estadu-al,e, conseqüentemente, nossos resultados operacionais.

*O controle efetivo da CEMIG é objeto de contestação em juízo.*

Em função da compra, em 1997, de aproximadamente 33% de nossas Ações Ordinárias pela Southern Electric Brasil Participações Ltda., ou Southern, empreendimento conjunto liderado por empresa integrante do grupo AES Corporation, a Southern e o Governo Estadual celebraram acordo de acionistas que concedeu à Southern controle sobre certas decisões societárias importantes. Em 1999, o Governo Estadual impetrou ação pleiteando anular o acordo de acionistas com fundamento em princípios constitucionais. Depois de várias sentenças e apelações, um tribunal de primeira instância recentemente proferiu sentença segundo a qual o acordo de acionistas é nulo. A Southern está atualmente apelando da sentença. Porém, na pendência do desfecho da apelação, o controle efetivo da CEMIG permanece sujeito a contestação em juízo. Ademais, caso a apelação apresentada pela Southern seja vencedora, essa decisão poderia contestar retroativamente a legitimidade de certas decisões tomadas pelo nosso Conselho de Administração durante a pendência desses processos. Vide "Item 8. Informações Financeiras – Processos – Acordo de Acionistas" e "Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes – Acordo de Acionistas datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern".

*As dificuldades relativas à reestruturação de nossas operações poderiam prejudicar nosso negócio*

Historicamente, temos sido uma concessionária de energia elétrica verticalmente integrada, combinando operações de geração, transmissão e distribuição numa única empresa operacional. Porém, os contratos de concessão por nós assinados em 1997 com o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica ou DNAEE, antecessor da Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL, a agência do Governo Federal que regulamenta o setor elétrico, exigem que a Companhia, assim como outras companhias de energia elétrica verticalmente integradas do Brasil, separem suas operações de geração, transmissão e distribuição em unidades operacionais separadas. Pretendemos constituir essas três unidades formando três subsidiárias integrais separadas da CEMIG que conduzirão as operações anteriormente integradas. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização." Nos termos dos

novos regulamentos, cada subsidiária operacional será obrigada a operar independentemente e com observância de regulamentos sobre tarifas, serviço, rede e demais regulamentos aplicáveis à sua unidade de negócio em particular. Tendo em vista que somos uma empresa de economia mista, exige-se uma legislação estatal específica, além da aprovação do acionista, para podermos constituir tais novas subsidiárias. Mediante a promulgação de tal legislação e aprovação de nossos acionistas, nós atualmente prevemos que a reestruturação de nossas operações estará completa de forma substancial até o final do ano de 2001.

Não podemos predizer o efeito dessa reorganização sobre nosso negócio. Embora acreditemos que a separação de nosso negócio de energia elétrica em três subsidiárias separadas nos possibilitarão incrementar estratégias e eficiências operacionais, neste momento não podemos estimar o impacto da reestruturação sobre nossa situação financeira e resultados das operações. Em particular, a observância, por cada subsidiária, de regulamentos sobre tarifas de mercado específicas, sobre impostos e demais regulamentos, e os efeitos da concorrência sobre o respectivo segmento de mercado de cada subsidiária poderão causar impacto adverso sobre nossos resultados das operações de formas que somos incapazes de prever. Por exemplo, acreditamos que os impostos sobre receita devidos por unidades de geração e distribuição poderão resultar, em bases consolidadas, em impostos sobre receita maiores do que os que pagamos atualmente como companhia elétrica integrada. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras."

No início deste ano, a ANEEL impôs uma multa de R$3,7 milhões contra nós porque não cumprimos com as exigências de reestruturação dentro do prazo previsto. Nós estamos atualmente contestando essa multa. Uma vez que a reestruturação exige a aprovação de nossos acionistas e uma legislação específica do Governo Estadual, acreditamos que não deveríamos ser responsáveis por qualquer descumprimento relativo às exigências de reestruturação. Vide "Item 8. Informações Financeiras – Processos".

*Atrasos na expansão de nossas instalações poderão aumentar significativamente nossos custos*

Dedicamo-nos atualmente à construção de novas usinas hidrelétricas e à avaliação de outros projetos de expansão em potencial. Nossa capacidade de concluir um projeto de expansão dentro do prazo ou de determinado orçamento está sujeita a vários riscos.

Nossos projetos de construção podem prejudicar nossa situação econômica tendo em vista diversos fatores. Por exemplo:

- poderemos experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;
- poderemos defrontarmo-nos com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;
- nossas instalações novas ou modificadas poderão não operar à capacidade designada ou seu custo de operação poderá ser maior do que esperávamos;
- talvez não consigamos vender nossa eletricidade adicional a preços atraentes; e
- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nosso projeto.

*Poderemos ser prejudicados pela imposição e execução de Regulamentos Ambientais mais rigorosa que nos exigiria dispêndio de recursos adicionais*

Estamos sujeitos a Regulamentos Ambientais rigorosos no Brasil. Alterações de Regulamentos Ambientais, ou modificações na política de execução de Regulamentos Ambientais existente, poderiam nos prejudicar. Vide "Item 4. Companhia - Matérias Ambientais."

Nossas operações são supervisionadas por órgãos governamentais responsáveis pela implementação de leis e políticas de controle de poluição. Esses órgãos poderiam tomar medidas em relação à inobservância, por nossa parte, de sua Regulamentos Ambientais. Essas medidas poderiam incluir a imposição de multas e revogação de licenças e concessões. Embora as alterações de leis e regulamentos se

apliquem apenas a partir da data da respectiva vigência nos termos da lei brasileira, é possível que os órgãos governamentais pertinentes venham a impor regulamentos adicionais ou busquem interpretação mais rigorosa de regulamentos existentes, o que nos obrigaria a despender recursos adicionais em questões ambientais.

*Lei brasileira ainda não testada nos tribunais poderá permitir pedidos de indenização contra nossos acionistas por danos causados ao meio ambiente*

A lei brasileira estabelece que poderá ser desconsiderada a pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente. Embora o artigo 242 da Lei das Sociedades Anônimas estabeleça que, no caso de companhias de economia mista como a nossa, o acionista controlador responde, subsidiariamente, pelas obrigações da companhia que controla, não há garantia de que, no caso de pedidos de indenização por danos ambientais em conformidade com aludida lei ainda não testada nos tribunais, a responsabilidade ficaria limitada aos acionistas capazes de exercer controle sobre a companhia à época em que ocorreu o dano ambiental. Por conseguinte, se fôssemos incapazes de prestar indenização a pedidos apresentados contra nossa empresa por dano ambiental, o que poderia ocorrer caso nossa empresa fosse insolvente, nossos acionistas poderão responder por esses pedidos de indenização. Não temos ciência de qualquer oposição exitosa de pedidos de indenização contra acionistas nos termos de tal lei não testada e não podemos prever as circunstâncias em que tal fato poderia ocorrer.

*Nossa cobertura de seguro poderá ser insuficiente para cobrir nossas perdas*

Nossa cobertura de seguro poderá ser insuficiente para cobrir perdas nas quais poderíamos incorrer. De modo geral, mantemos seguro com cobertura ampla para cobertura de perdas e danos de nossas usinas causados por incêndio, responsabilidade civil perante terceiros por acidentes e riscos operacionais, tais como, falhas de equipamentos. Entretanto, nossas usinas e instalações não se encontram, de modo geral, cobertas por seguro contra catástrofes, tais como terremotos e inundações. Ademais, as conseqüentes perdas e danos sofridos por nossos consumidores decorrentes de uma interrupção no fornecimento de energia não estão, em geral, cobertos por nosso seguro e poderemos estar sujeitos a reivindicações significativas quanto a tais perdas e danos. A ocorrência de perdas ou demais responsabilidades que não estejam cobertas por seguro ou que excedam nossos limites de seguro poderiam acarretar significativos custos adicionais imprevistos.

*Podemos ficar incapacitados de cobrar recebíveis do Governo Estadual*

Antes de 1993, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil tinham como garantida uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletricidade a consumidores, as tarifas cobradas de usuários eram iguais em todo o país e os lucros de concessionárias mais rentáveis eram realocados a outras concessionárias menos rentáveis, portanto, a taxa de retorno de todas as empresas seria igual à média nacional. O déficit apresentado pela maioria das concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil foi contabilizado em cada Conta CRC da companhia. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, concessionárias com saldo positivo tiveram a permissão para compensar tais saldos contra seus prejuízos para com o Governo Federal. Após a realização da compensação de nossas contas a pagar e dívidas qualificadas para com o Governo Federal contra nosso saldo da Conta CRC, em maio de 1995, celebramos um contrato com o Governo Estadual visando transferir o saldo de nossa Conta CRC ao Governo Estadual em troca de uma nota promissória do Governo Estadual devida em pagamento parcelado acrescido de juros. Como garantia de sua dívida, o Governo Estadual cedeu à nossa empresa parcela dos recursos que a Constituição Federal Brasileira exige que o Governo Federal transfira ao Governo Estadual. Nossa nota promissória do Governo Estadual comportava saldo de aproximadamente R$994 milhões em 31 de março de 2001. O contrato referente à essa cessão, denominado Contrato de Cessão da CRC, exige que o Governo Estadual efetue pagamentos mensais à nossa empresa ao longo de vinte anos, com um período de carência inicial de três anos no que toca a pagamentos de juros e principal. Para maiores informações sobre a Conta CRC, vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas” contido no Anexo A.

Os juros incidentes sobre o valor devido nos termos do Contrato de Cessão da CRC rendem uma taxa de 6% ao ano, mais correção monetária. Os juros começaram a incidir em 2 de maio de 1995, sendo capitalizados os juros diferidos durante o período de carência inicial de três anos. Da dívida de R$994

milhões, R$234 milhões referem-se a 22 prestações vencidas de juros e correção monetária devidas e não pagas pelo Governo Estadual. Vide Nota Explicativa 3(b) de nossas demonstrações financeiras no encerramento do exercício. Tendo em vista que essa dívida é garantida pelos pagamentos que o Governo Federal deverá efetuar ao Governo Estadual, a disputa entre o Governo Federal e o Governo Estadual resultando na suspensão de tais pagamentos pelo Governo Federal poderia prejudicar nossa capacidade de cobrar essa conta a receber. Vide " – Riscos Atinentes ao Brasil – Inadimplementos do Estado e do Município podem prejudicar o preço de mercado das Ações Preferenciais e ADS".

Além da cessão de recursos devidos pelo governo Federal, o Governo Estadual poderá efetuar os pagamentos mensais mediante compensação com os dividendos que tem direito de receber de nossa empresa. Ademais, a Lei de Responsabilidade Fiscal de 4 de maio de 2000 exige que administrações dos governos estaduais do Brasil fiquem em dia com suas dívidas até o final de cada gestão. Se o Governo Estadual cumprir a citada lei, ele deverá pagar à nossa empresa os valores em aberto até 31 de dezembro de 2002. Entretanto, se o Governo Estadual estiver atravessando dificuldades financeiras à época do pagamento exigido, não podemos dar garantias quanto ao valor ou época desse pagamento. Ademais, à luz do fato de que o Governo Estadual controla nossa empresa, não podemos lhe garantir que qualquer renegociação do Contrato de Cessão da CRC seria conduzida em bases estritamente comerciais.

*Número relativamente pequeno de consumidores responde por parcela desproporcional das receitas de nossa empresa*

A maior parte da energia que vendemos é comprada por grandes consumidores industriais. Nossos consumidores industriais são dedicados à siderurgia, metais não ferrosos, ferroligas, mineração, cimento e indústrias automotivas. Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, nossos dez maiores consumidores industriais responderam por aproximadamente 12% e 11%, respectivamente, de nossas receitas, e aproximadamente 25% e 20%, respectivamente, do volume total de eletricidade vendida por nossa empresa. Nossos consumidores industriais, no total, responderam no período encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, por aproximadamente 58% e 52%, respectivamente, do nosso volume total de vendas de energia elétrica e 37% de nossas receitas em cada período. Para maiores informações sobre nossos consumidores, vide "Item 4 - Informações sobre a Companhia – Consumidores e Faturamento – Base de Clientes".

Embora tenhamos contratos de longo prazo com substancialmente todos os nossos principais consumidores, qualquer perturbação nos relacionamentos existentes com consumidores poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais. Por exemplo, quando esses contratos de consumidores celebrados com nossa empresa expirarem, o regime regulatório que está sendo implantado no setor elétrico do Brasil poderá permitir que os consumidores contratem outras concessionárias de energia elétrica fora de Minas Gerais. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro ¾Matérias Legais e Regulatórias ¾Concorrência" contido no Anexo A. Além disso, uma baixa de produção do setor manufatureiro poderia reduzir as demandas de energia de alguns de nossos maiores consumidores industriais, que poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais.

*Não temos certeza da renovação de nossas concessões*

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessões celebrados com o Governo Federal. A Constituição brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos devem ser concedidas mediante licitação. Em 1995, em um esforço para implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal aprovou certas leis e regulamentos, denominados, em conjunto, Lei de Concessões, que rege os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei de Concessões, mediante solicitação da concessionária, as concessões existentes poderão ser renovadas pelo Governo Federal por períodos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento efetuado pela concessionária, independentemente de sujeição ao processo de licitação, contanto que a concessionária tenha dado atendimento aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, de resto, aceitável ao Governo Federal. Com relação à implementação da Lei de Concessões, o Governo Federal revogou uma concessão que detínhamos tendo por objeto usina geradora uma vez que não tínhamos dado início à sua construção dentro do prazo previsto no contrato de concessão.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal pela Lei de Concessões no que respeita a renovação de concessões existentes e dada a ausência de precedentes quanto ao exercício pelo Governo Federal de seu poder discricionário e interpretação e aplicação da Lei de Concessões, não podemos lhe garantir que concessões adicionais não serão perdidas ou que concessões não serão renovadas em termos que venham a ser menos favoráveis do que aqueles atualmente em vigor. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia – concorrência – Concessões" e "O Setor de Elétrico Brasileiro ¾ Matérias Legais e Regulatórias ¾Concorrência" contido no Anexo A.

*Não podemos prever o impacto de um cenário normativo sujeito a mudanças rápidas sobre nossos negócios e resultados operacionais*

Nos últimos anos, o Governo Federal adotou políticas que tiveram impacto de longo alcance no setor de energia brasileiro, em especial, no setor de energia elétrica e mercados de energia elétrica. Em um setor que outrora era dominado por empresas estatais de energia da órbita federal e estadual que mantinham poder de fixação de preços naquilo que era, essencialmente, mercados fechados, a ANEEL adotou políticas e regulamentos destinados a estimular a privatização das empresas do setor, abrir a fixação de preços de mercado, separar verticalmente companhias de geração, transmissão e distribuição integradas, e viabilizar a concorrência nos mercados regionais e locais de distribuição onde concessionárias, no passado, operavam em bases de exclusividade em seus mercados de concessão.

Pretendemos implementar uma série de iniciativas regulatórias entre 2001 e 2005. Durante esse período em que desregulamentação progressiva de preços no mercado de distribuição (consumidor final no varejo) brasileiro e distribuidores de eletricidade no varejo serão capazes de concorrer com nossa empresa em nossos mercados de distribuição existentes; fórmulas de retorno de capital serão introduzidas para reger os pedidos de fornecedores de energia de aumento ou alteração de tarifas aplicáveis a consumidores e um mercado de eletricidade nacional agirá como câmara de compensação de compra e venda de energia para companhias de geração que precisem atender necessidades de compra ou vender produção excedente a tarifas determinadas pelo mercado.

Na presente data, não somos capazes de estimar o possível impacto que essas alterações cumulativas poderiam ter sobre nossa situação financeira, resultados operacionais futuros e perspectivas comerciais.

*Podemos não ser capazes de concluir nosso programa pretendido de dispêndios para aquisição de imobilizado*

Planejamos dispender aproximadamente R$3 bilhões durante o qüinqüênio de 2001 a 2005 na construção de novas instalações de energia bem como no recondicionamento e manutenção de usinas de energia e sistemas de transmissão e distribuição existentes. Nossa capacidade para levar a cabo esse programa de dispêndios para aquisição de imobilizado depende de uma gama de fatores, inclusive, nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, nosso acesso a mercados de capital domésticos e internacionais e uma gama de contingências operacionais e de outra natureza. Ademais, os planos de expansão de nossa capacidade de geração e transmissão estão sujeitos ao regime licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos lhe garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa.

Financiamos nossas exigências de liquidez e de capital, primeiro, com caixa decorrente de operações e, em menor medida, com recursos de financiamentos. Planejamos continuar a financiar nossa liquidez e exigências de capital dessa forma no futuro próximo. O comprometimento de dívida adicional significativa poderia tornar mais difícil a amortização dessa dívida. Embora não tenhamos atualmente a intenção de emitir ações adicionais, qualquer emissão futura de ações adicionais poderia resultar em diluição para os então existentes acionistas.

*Poderemos sofrer prejuízos e gastar tempo e dinheiro ao defender litígios e arbitragens pendentes.*

Atualmente, somos parte em diversos processos relativos a reivindicações civis, administrativas, ambientais, trabalhistas e fiscais instaurados contra a companhia. Essas reivindicações envolvem uma gama significativa de questões e buscam quantias substanciais em dinheiro. Diversas disputas individuais

respondem por uma parcela significativa do valor total das reivindicações contra nós. Nossas demonstrações financeiras consolidadas intercalares não auditadas incluem re-servas no total de R$ 265 milhões em 31 de março de 2001 para prejuízos e despesas prováveis e estimados, dentro do razoável, que poderemos incorrer relacionados a litígios pendentes. Caso nossa reserva for considerada insuficiente, o pagamento de reivindicações litigiosas poderia prejudicar nossa companhia. Ademais, o tempo e dedicação de nossa administração poderiam estar comprometidos em virtude da necessidade de defesa de tais reivindicações.

*Disputas trabalhistas futuras poderiam ter um impacto negativo adverso sobre nossas operações em virtude de greves, interrupções de trabalho ou custos operacionais mais altos.*

Substancialmente todos os nossos empregados estão protegidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com 14 diferentes sindicatos relacionados à maioria de nossos empregados. Os salários foram reajustados de acordo com sessões coletivas de livre negociação realizadas anualmente, cujo respectivo contrato final permanecerá em vigor durante o próximo período de 12 meses que tem início em 1º de novembro. Em abril de 2001, concluímos um dissídio coletivo para o período de um ano com início em 1º de novembro de 2000, após extensa negociação com os sindicatos trabalhistas que representam nossos empregados.

Estamos defendendo atualmente uma quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, a hora extra e salário adicional devido a empregados que exercem atividades perigosas. Em 31 de março de 2001, esses empregados buscavam, no total, aproximadamente R$53 milhões em indenização, e, nessa data, possuíamos uma obrigação total de R$42,5 milhões relacionados a tais reclamações. Somos também réus em uma reclamação instaurada pelo Sindieletro, o sindicato trabalhista de nossos empregados, que afirma que deixamos de realizar aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios em contribuições aos fundos de pensão de nossos empregados. Em 31 de março de 2001, o autor nesse processo exigia R$491 milhões. Não acumulamos qualquer prejuízo relativo a esta reclamação. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos – Obrigações Trabalhistas e Fundos de Pensão”.

Exceto durante períodos curtos de interrupção de trabalho, não sofremos durante os últimos quatro anos qualquer outra perturbação. Entretanto, nossas operações podem ser interrompidas por uma greve no futuro. Não possuímos seguro contra perdas incorridas em virtude de interrupções das atividades causadas por ação trabalhista. No caso de uma greve, podemos enfrentar uma perda de receita imediata.

Disputas contratuais, greves, litígios e outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou sindicatos trabalhistas que os representem podem prejudicar os resultados financeiros e nossa capacidade de manter os níveis normais de serviço ou, de resto, operar nosso negócio da forma que nossos consumidores esperam.

*V.Sa. não será capaz de executar sentenças contra nossos conselheiros ou diretores*

Todos os nossos conselheiros e diretores aqui nomeados residem no Brasil. Substancialmente todos os nossos ativos, bem como os ativos dessas pessoas encontram-se localizados no Brasil. Em decorrência de tal fato, talvez não seja possível a V.Sa. citar nos Estados Unidos ou em outras jurisdições fora do Brasil essas pessoas, penhorar seus bens ou executar contra elas ou nossa empresa, nos tribunais dos Estados Unidos ou nos tribunais de outras jurisdições fora do Brasil, sentenças proferidas com base nas disposições de responsabilidade civil das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos ou das leis de tais outras jurisdições. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Civis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos”.

**Riscos atinentes às Ações Preferenciais e ADSs**

*As Ações Preferenciais e ADSs não terão, de modo geral, direitos de voto*

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas e nosso Estatuto Social, detentores de Ações Preferenciais, e por extensão, de ADSs, não têm direito de voto em nossas assembléias gerais, exceto em

circunstâncias muito limitadas. Isso significa, entre outras coisas, que V.Sa., na qualidade de acionista preferencial, não tem direito de voto nas deliberações sociais, inclusive, operações de incorporação ou fusão de nossa empresa com outras empresas. Vide "Item 12. Descrição de American Depositary Shares ¾Direitos de Voto."

*Controles e restrições cambiais sobre remessas ao exterior poderão prejudicar detentores de ADSs.*

V.Sa. poderá ficar prejudicado pela imposição de restrições à remessa a investidores estrangeiros dos recursos gerados por seus investimentos no Brasil assim como à conversão de reais em moedas estrangeiras. O Governo Federal impôs restrições a remessa, pelo prazo de, aproximadamente, três meses, no final de 1989 e início de 1990. Restrições como essa prejudicariam ou impediriam a conversão de dividendos, distribuições ou produto de qualquer venda de Ações Preferenciais, conforme o caso, de reais para dólares dos Estados Unidos e a remessa de dólares dos Estados Unidos para o exterior. Não podemos lhe garantir que o Governo Federal não tomará medidas similares no futuro. Vide "Item 3. Informações Chave ¾Taxas de Câmbio."

*Permutar ADSs pelas Ações Preferenciais que lhe são subjacentes poderá ter conseqüências desfavoráveis*

O custodiante brasileiro das Ações Preferenciais deverá obter certificado de registro eletrônico do Banco Central para remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior para pagamentos de dividendos, quaisquer outras distribuições em moeda ou quando da alienação das ações, para remeter o produto da venda a ela relacionada. Se V.Sa. decidir permutar suas ADSs pelas Ações Preferenciais que lhe são subjacentes terá direito de continuar a se fiar, pelo prazo de cinco dias úteis a contar da data da permuta, no certificado de registro eletrônico do banco depositário. Subseqüentemente, V.Sa. talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos ao exterior quando da alienação das Ações Preferenciais ou distribuições atinentes às Ações Preferenciais, a menos que obtenha seu próprio certificado de registro nos termos da Resolução nº 2.689 de 26 de janeiro de 2000 do Conselho Monetário Nacional, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso V.Sa. não obtenha aludido certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos no que respeita às Ações Preferenciais. A Resolução nº 2.689 substituiu, em 30 de março de 2000, as normas anteriores sobre investimentos estrangeiros denominadas Regulamento do Anexo IV. Os investimentos estrangeiros sujeitos ao Regulamento do Anexo IV tiveram que se ajustar às novas normas até 30 de junho de 2000. As novas normas continuam permitindo a permuta de ADSs pelas Ações Preferenciais que lhe são subjacentes. Se V.Sa. tentar obter seu próprio certificado de registro, poderá incorrer em despesas ou experimentar atrasos significativos no processo de requerimento. A obtenção de certificado de registro envolve geração de documentação significativa, inclusive, preenchimento e apresentação de vários formulários eletrônicos junto ao Banco Central ou à Comissão de Valores Mobiliários – CVM, órgão que regula o mercado de valores mobiliários no Brasil. A fim de levar a cabo esse processo, o investidor usualmente necessitará de consultor ou advogado que tenha experiência na legislação do Banco Central e da CVM. Qualquer atraso na obtenção desse certificado poderia causar impacto desfavorável sobre sua capacidade de receber dividendos ou distribuições destinados às Ações Preferenciais no exterior ou de receber repatriamento de seu capital de maneira tempestiva. Se V.Sa. decidir permutar novamente suas Ações Preferenciais por ADSs uma vez que tenha registrado seu investimento em Ações Preferenciais, poderá depositar suas Ações Preferenciais junto ao custodiante e se fiar no certificado de registro do banco depositário, observadas certas condições. Vide "Item 10. Informações Adicionais " Tributação " Considerações Fiscais Brasileiras."

Não podemos lhe garantir que o certificado de registro do banco depositário ou qualquer certificado de registro de capital estrangeiro obtido por V.Sa. não virá a ser afetado por futuras mudanças legislativas ou demais mudanças normativas, nem que restrições adicionais brasileiras aplicáveis a V.Sa., à alienação das Ações Preferenciais subjacentes ou à repatriação do produto da alienação não poderiam ser impostas no futuro.

*A relativa volatilidade e falta de liquidez dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar V.Sa.*

Investir em valores mobiliários, tais como Ações Preferenciais ou ADSs que envolvam riscos de mercado emergentes, inclusive, riscos atinentes ao Brasil, implica em grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países mais desenvolvidos, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos que envolvem riscos atinentes ao Brasil, tais como investimentos em ADSs, estão sujeitos a certos riscos econômicos e políticos, tais como, entre outros:

- mudanças do cenário normativo, fiscal, econômico e político que possa afetar a capacidade de investidores de receber pagamento, no todo ou em parte, no que respeita a seus investimentos; e

- restrições a investimento estrangeiro e repatriação de capital investido.

O mercado de valores mobiliários brasileiro é significativamente menor, menos líquido, mais concentrado e mais volátil do que os principais mercados de valores mobiliários dos Estados Unidos. Isso poderá limitar substancialmente sua capacidade de vender as Ações Preferenciais subjacentes a suas ADSs pelo preço e prazo que V.Sa. deseja. A Bolsa de Valores de São Paulo, única bolsa de valores no Brasil em que as ações são negociadas, teve capitalização de mercado de aproximadamente US$205 bilhões em 31 de março de 2001 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US$8,4 bilhões em 2000. Em termos comparativos, a NYSE teve capitalização de mercado de US$10,6 trilhões em 31 de março de 2001 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US$967 bilhões em 2000.

Há também, em grau significativo, maior concentração no mercado de valores mobiliários brasileiro do que em mercados de valores mobiliários mais importantes nos Estados Unidos. As dez maiores companhias, em termos de capitalização de mercado, representaram aproximadamente 44% da capitalização de mercado total da Bolsa de Valores de São Paulo em 31 de março de 2001. As dez primeiras ações, em termos de volume de negociações, responderam por aproximadamente 55,4% da totalidade das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo em 2000. Vide "Item 9. A Oferta e a Listagem ¾ Negociação na Bolsa de Valores de São Paulo."

*V.Sa. poderá receber pagamentos reduzidos de dividendos caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis*

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e do Estatuto Social de nossa empresa, devemos pagar aos nossos acionistas dividendo obrigatório igual a 25% de nosso lucro líquido ajustado do exercício social anterior. O Estatuto Social de nossa empresa prescreve que devemos pagar dividendos iguais a 10% do valor nominal de nossas ações, tendo os detentores de Ações Preferenciais prioridade no pagamento. Caso nosso lucro líquido seja negativo ou insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembléia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seja efetuado. Entretanto, nos termos da garantia do Governo Estadual, nosso acionista controlador, dividendo mínimo anual de 6% do valor nominal será, de qualquer modo, devido a todos os detentores de Ações Ordinárias e Ações Preferenciais (que não detentores públicos e governamentais) caso as distribuições obrigatórias não tenham sido realizadas em um exercício social. Vide "Item 8. Informações Financeiras ¾ Política e Pagamentos de Dividendos" para explanação mais pormenorizada.

*Detentores de ADSs possuem direitos de acionistas não tão bem caracterizados quanto os detentores de ações de companhias dos Estados Unidos*

Nossas atividades sociais são regidas por nosso Estatuto Social e pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, que poderão diferir dos princípios legais que se aplicariam caso nossa empresa tivesse sido constituída em jurisdição dos Estados Unidos, tais como, Delaware ou Nova York, ou em certas jurisdições fora do Brasil. Os direitos de V.Sa. de proteger seus interesses frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou demais acionistas poderão ser não tão bem caracterizados e garantidos por

normas estabelecidas e precedentes legais quanto seriam ao amparo das leis de certas jurisdições fora do Brasil.

Embora a legislação brasileira imponha restrições a negociação com base em informações privilegiadas e manipulação de preços, o mercado de valores mobiliários brasileiro não é tão intensamente regulamentado e fiscalizado quanto o mercado de valores mobiliários dos Estados Unidos ou mercados localizados em outras jurisdições. Ademais, normas e políticas contra negociação com partes relacionadas e referentes à preservação de direitos de acionistas poderão não ser tão bem desenvolvidas e cumpridas no Brasil quanto seriam nos Estados Unidos, desfavorecendo potencialmente detentores de Ações Preferenciais e ADSs.

*Ações qualificadas para venda futura poderão prejudicar o preço de mercado de ADSs*

A venda de número significativo de ações, ou a percepção de que aludida venda poderia ocorrer, poderia prejudicar o preço vigente no mercado das Ações Preferenciais e das ADSs. Em conseqüência da emissão de novas ações ou venda por parte dos acionistas existentes, o preço de mercado das Ações Preferenciais e, por extensão, das ADSs, poderá diminuir de maneira significativa.

*V.Sa. poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência no que toca às Ações Preferenciais*

V.Sa. poderá não ser capaz de exercer os direitos de preferência atinentes às Ações Preferenciais subjacentes às suas ADSs, a menos que termo de registro ao amparo do Securities Act de 1933 dos Estados Unidos e alterações posteriores esteja em vigor no que respeita a esses direitos ou caiba isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a apresentar termo de registro para as ações referentes a esses direitos de preferência e não podemos lhe garantir que apresentaremos qualquer tal termo de registro. A menos que apresentemos termo de registro ou a menos que se aplique isenção de registro, talvez V.Sa. receba apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência efetuada pelo depositário, sendo que, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão caducar.

**Item 4 - Informações sobre a Companhia**

Constituição e Histórico

Fomos constituídos em 22 de maio de 1952, como sociedade de economia mista com responsabilidade limitada e prazo indeterminado de duração, de acordo com a Lei Estadual de Minas Gerais no. 828, de 14 de dezembro de 1951, e respectiva regulamentação de implementação, Decreto Estadual de Minas Gerais 3.710 de 20 de fevereiro de 1952. Nossa sede está estabelecida na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso número de telefone é 55-31-3299-3711.

Fomos originalmente constituídos como Centrais Elétricas de Minas Gerais S.A., uma companhia estabelecida com a finalidade de coordenar o planejamento, projeto e construção de centrais elétricas em Minas Gerais. Pela altura da década de 1960, ampliáramos nossas atividades, incluindo responsabilidade pela transmissão e distribuição de energia elétrica em Minas Gerais em resposta à exigência, por parte dos consumidores, de mais confiabilidade e qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Da década de 1960 até início da década de 1980, adquirimos uma série de concessionárias de serviço público de energia estatais e privadas menores e suas respectivas concessões, incorporando ao nosso próprio sistema seus sistemas de geração, transmissão e distribuição. Por meio dessas aquisições, tornamo-nos a maior concessionária de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica de Minas Gerais.

Operamos nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. Até 1997, detínhamos concessões individuais relativas a cada uma de nossas instalações de geração e relativas a várias regiões dentro de nossa área de distribuição. Em 10 de julho de 1997, celebramos novos contratos de concessão com a ANEEL, que consolidaram nossas várias concessões de geração num único contrato e nossas várias concessões de distribuição em quatro concessões de distribuição cobrindo as regiões norte, sul, leste e oeste de Minas Gerais. Na mesma data, celebramos também um novo contrato de concessão com a ANEEL, relativo às nossas operações de transmissão.

Em 31 de março de 2001, gerávamos eletricidade em 38 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.633 MW . Na mesma data, detínhamos e operávamos 3.084 milhas de redes de transmissão e 205.662 milhas de redes de transmissão e distribuição. Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 97% de Minas Gerais.

O Setor Elétrico Brasileiro está passando por extensa reestruturação regulatória, em conseqüência da qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de eletricidade estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência. Para uma descrição pormenorizada sobre alterações regulatórias que esperamos irão afetar nossos negócios, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias" contido no Anexo A.

De acordo com a lei estadual de Minas Gerais, nosso estatuto social foi alterado em 1984 de forma a nos permitir participar de uma gama mais ampla de atividades relativas ao setor de energia por intermédio de companhias separadas, sendo nossa denominação alterada para Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

Em 1986, criamos a Companhia de Gás de Minas Gerais S.A., ou Gasmig, como subsidiária encarregada da distribuição de gás natural por meio de gasodutos localizados em Minas Gerais. Alterações adicionais da legislação estadual de Minas Gerais em 1997 nos autorizaram a participar de atividades não correlatas que possam ser realizadas com uso de nossos ativos operacionais. Em janeiro de 1999, incorporamos a Empresa de Infovias S.A., ou Infovias, empreendimento conjunto de telecomunicações, Internet e televisão a cabo com a AES Força e Empreendimentos Ltda., parte do grupo AES Corporation. Também prestamos serviços de consultoria e recentemente firmamos contratos de consultoria com companhias de eletricidade em vários países.

**O Mercado de Energia do Brasil**

*Geral*

O setor elétrico brasileiro consiste principalmente de atividades separadas de geração, transmissão e distribuição dentro de poucas companhias integradas verticalmente tradicionalmente de propriedade dos governos federal ou estadual. Durante os últimos quatro anos, diversas companhias estatais foram privatizadas em um esforço para promover a eficiência e a concorrência do setor. O Governo Federal tem declarado com freqüência o seu objetivo de converter o setor estatal em setor privado. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Privatização" contido no Anexo A.

*Regulamentação*

A ANEEL é a principal autoridade regulatória para o setor elétrico brasileiro. Ela é responsável por (i) atuar em aplicações para concessões para geração, transmissão e distribuição de eletricidade, (ii) analisar pedidos para a fixação de tarifa, (iii) supervisionar e auditar as atividades das concessionárias de eletricidade, (iv) emitir regulamentos para o setor elétrico, e (iv) planejar, coordenar e executar estudos de recursos hídricos. O Conselho Nacional de Política Energética foi criado em 1997 e é encarregado para aconselhar o Presidente do Brasil sobre a formulação da política nacional de energia. Para informações pormenorizadas sobre regulamentação do setor elétrico no Brasil, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Agências Regulatórias" contido no Anexo A.

*Tarifas*

As tarifas de eletricidade no Brasil são determinadas pela ANEEL, que possui a autoridade para reajustar e analisar tarifas em resposta às mudanças nos custos da compra de energia e condições de mercado. Cada contrato de concessão da companhia de distribuição prevê, também, um reajuste anual das tarifas com base em certos encargos regulatórios, custos de eletricidade comprada para revenda, custos para uso de recursos hidroelétricos e custos de transmissão. As tarifas também são analisadas a cada cinco anos de acordo com o fator de produtividade. A ANEEL editou também regulamentos de tarifas que regem o acesso

ao sistema de transmissão e estabelece tarifas de transmissão. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e consumidores independentes para uso dos sistemas interligados revistos anualmente tendo em vista a inflação. Para maiores informações sobre a estrutura de fixação de tarifa no Brasil, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Tarifas" no Anexo A.

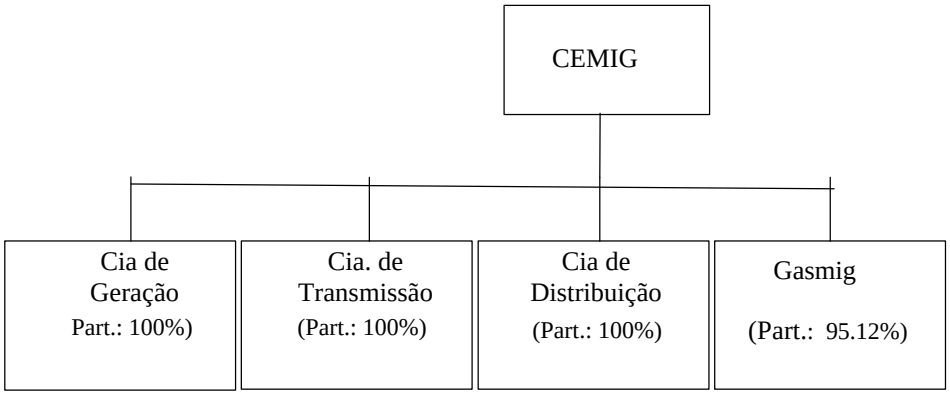
*Concessões*

Nos termos da Constituição brasileira, companhias que pretendem construir ou operar uma usina de geração, transmissão ou distribuição no Brasil deverão solicitar uma autorização ou uma concessão da ANEEL que, via de regra, é concedida mediante licitação. As concessões conferem direitos exclusivos para a geração de eletricidade em uma usina em particular, e transmissão ou distribuição de eletricidade a uma área específica por um período de tempo predeterminado, geralmente de 35 anos para novas concessões de geração, 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição, e 20 anos para a renovação de concessões existentes. Para informações pormenorizadas sobre concessões, vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concessões" no Anexo A.

Estrutura Organizacional e Desverticalização

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG e operadas diretamente por ela. Contudo, de acordo com nossos principais contratos de concessão e em conformidade com certas alterações na estrutura regulatória do setor elétrico Brasileiro, pretendemos reestruturar nosso negócio até o final de 2001, para a "desverticalização" de nossas operações de geração, transmissão e distribuição em subsidiárias separadas, cada uma delas uma subsidiária integral da CEMIG. Tendo em vista que o Governo Estadual é o nosso acionista majoritário, é necessária a adoção de uma legislação estadual antes de a reestruturação ser concretizada. Em 2 de março de 2001, um projeto foi apresentado ao poder legislativo de Minas Gerais propondo a reestruturação, mas essa legislação ainda não foi adotada.

Esse processo de desverticalização resultará em uma nova estrutura organizacional na qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição, cada qual desenvolverá suas operações como companhia separada e subsidiária integral da CEMIG. Cada nova companhia a ser criada será constituída nos termos das leis do Brasil. Uma vez que cada subsidiária será uma subsidiária integral da CEMIG, o poder efetivo de voto de nossos acionistas relativo a essas novas subsidiárias permanecerá, em cada caso, proporcional ao poder de voto exercido por tais acionistas na CEMIG. Em dezembro de 2000, a ANEEL concordou com os termos gerais de nosso plano de reestruturação de nossas três principais atividades numa única companhia de geração, numa única companhia de transmissão e numa única companhia de distribuição. O quadro a seguir ilustra a estrutura de subsidiárias subseqüentemente à conclusão do processo de desverticalização proposto:




O quadro acima não reflete subsidiárias por nós constituídas com relação aos projetos de geração de Ipatinga e Sá Carvalho. Vide "Geração e Compra de Energia Elétrica - Subsidiárias de Geração."

Visão Geral do Negócio

*Introdução*

Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, geramos 55% e 72%, respectivamente, da eletricidade que entregamos. Além da energia por nós produzida em nossas instalações de geração, somos obrigados, como outras concessionárias de energia elétrica brasileiras, a comprar eletricidade de Itaipu em volumes determinados pelo Governo Federal com base em nossas vendas de eletricidade. Vide "-Geração e Compra de Energia Elétrica - Compras de Energia Elétrica de Itaipu."

Ademais, compramos energia de outras concessionárias e do Sistema Interligado. Vide "- Geração e Compra de Energia Elétrica – Compras de Energia Elétrica - Sistemas Interligados." Também compramos energia excedente gerada por auto-produtores de energia elétrica, ou APEs, e de produtores independentes de energia, ou PIEs, localizados dentro de nossa área de concessão. Como parte de nossa atividade de distribuição, entregamos a energia que compramos das fontes acima mencionadas a nossos consumidores finais e ao Sistema Interligado. Também entregamos energia gerada pelos APEs e PIEs em suas próprias instalações.

A tabela a seguir apresenta certas informações, em GWh, relativas à eletricidade por nós gerada, comprada de outras fontes e entregue durante os períodos especificados:

| | **Período de três meses findo em31 de março de** | | **Exercício findo em 31 de dezembro de** | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Eletricidade gerada pela CEMIG | 5.902 | 7.310 | 30.228 | 28.653 | 27.613 |
| Eletricidade gerada por APEs | 432 | 649 | 2.005 | 1.531 | 575 |
| Eletricidade gerada por Ipatinga | 72 | 47 | 301 | - | - |
| Eletricidade gerada por Sá Carvalho | 108 | - | 27 | - | - |
| Eletricidade comprada de Itaipu | 2.940 | 3.015 | 13.967 | 13.909 | 14.074 |
| Eletricidade comprada do Sistema Interligado e outras concessionárias | 1.640 | 168 | 2.851 | 2.039 | 4.257 |
| Eletricidade entregue a consumidores finais | 9.417 | 8.939 | 37.542 | 35.639 | 35.741 |
| Eletricidade entregue a APEs | 410 | 400 | 1.618 | 1.403 | 585 |
| Eletricidade entregue a Ipatinga | 72 | 47 | 301 | - | - |
| Eletricidade entregue a Sá de Carvalho | 108 | - | 27 | - | - |
| Eletricidade entregue ao Sistema Interligado e outras concessionárias | 172 | 1.397 | 5.767 | 5.413 | 6.815 |
| Perdas(1) | 915 | 406 | 4.124 | 3.677 | 3.378 |

(1) As perdas de energia são acumuladas em relação aos períodos encerrados nas datas especificadas, ocorrendo principalmente no curso normal da transmissão e distribuição de energia elétrica e, em menor escala, em conseqüência de conexões ilegais e por outras razões. . Vide "- Perda de Energia".

*Geração*

Somos a quinta maior concessionária de geração de ener-gia elétrica no Brasil tendo em vista o total de capacidade instalada. Em 31 de março de 2001, geramos eletricidade em 38 usinas hidrelétricas, 3 usinas termelétricas e uma usina eólica, dispondo de capacidade instalada total de geração de 5.633 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.461 MW, as usinas termelétricas responderam por 171 MW e nossa usina eólica respondeu por 1 MW. Sete de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 94% e 92% de nossa capacidade de geração elétrica instalada no final do período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, respectivamente. Fornecemos aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais tanto no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. Geramos em nossas próprias usinas aproximadamente 55% de toda a energia vendida pela Companhia durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, tendo comprado o saldo de terceiros.

*Transmissão*

Dedicamo-nos ao negócio de transmissão de energia elétrica, que consiste no transporte de energia elétrica das instalações nas quais é gerada às redes de distribuição para entrega a consumidores finais. Transportamos energia produzida em nossas próprias instalações de geração bem como energia por nós comprada de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de redes de transmissão de energia elétrica com capacidade de voltagem igual ou maior a 230 kV e integra a rede básica de transmissão nacional regulamentada pelo Operador Nacional do Sistema, ou ONS. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro- Matérias Legais e Regulatórias – Órgãos Regulatórios" contido no Anexo A. Em 31 de março de 2001, nossa rede de transmissão de Minas Gerais consistia de 1.354 milhas de linhas de 500 kV, 1.173 milhas de linhas de 345 kV e 557 milhas de linhas de 230kV, bem como de 29 subestações com total de 85 transformadores e capacidade de transformação total de 13.917 MVA.

*Distribuição*

Detemos concessão de distribuição exclusiva em Minas Gerais para clientes que necessitam de menos de 3 MW de eletricidade a níveis de voltagem abaixo de 69 kV. A área de nossa concessão cobre aproximadamente 219.022 milhas quadradas, ou 97% do estado. Em 3 de março de 2001, detínhamos e operávamos 205.662 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecemos energia elétrica a mais de 5 milhões de clientes. Fomos a segunda maior concessionária de distribuição no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais em 31 de março de 2001. Da eletricidade por nós fornecida a usuários finais em 31 de março de 2001, fornecemos 60% a clientes industriais, 20% a clientes residenciais, 10% a clientes comerciais e 10% a clientes rurais e outros.

*Perda de Energia*

Nossos resultados financeiros são afetados por perdas de energia técnicas e comerciais. As perdas técnicas respondem por 97% de nossas perdas totais de energia e são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação, assim como do transporte de energia elétrica através das linhas de transmissão e de distribuição que operamos. As perdas comerciais representam 3% de nossas perdas totais de energia e resultam da fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos dos medidores. Embora as perdas comerciais representem somente 0,3% da eletricidade que vendemos durante 2000, tomamos medidas preventivas para minimizar tais perdas.

*Outros negócios*

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também ao negócio de distribuição de gás natural em Minas Ge-rais por intermédio da Gasmig, nossa subsidiária integral consolidada. Ademais, detemos participação de aproximadamen-te 49% na Infovias, companhia criada para fins de prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais ins-talada ao longo de nossa rede de transmissão e distribuição por meio das quais serviços de telecomunicações, Internet e televisão a cabo podem ser prestados. Dedicamo-nos, ademais, ao negócio de

consultoria internacional e contamos várias companhias elétricas em países estrangeiros dentre nossos clientes nesta área.

Fontes de Receita

A tabela a seguir apresenta as receitas atribuíveis a cada um de nossas principais fontes de receita nos períodos indicados.

| | Receitas(1) (em milhões de R$, exceto porcentagens) | | | |
|---|---|---|---|---|
| **Fonte de Receita** | **Período de três meses findo em31 de março de 2001** | **Porcentagem da receita total** | **Período de três meses findo em 31 de março de 2000** | **Porcentagem da receita total** |
| Geração | 261 | 26 | 234 | 27 |
| Transmissão | 42 | 4 | 34 | 4 |
| Distribuição | 687 | 68 | 596 | 67 |
| Outros(2) | 25 | 2 | 17 | 2 |
| Total | 1.015 | 100% | 881 | 100% |

(1) Líquido de pagamentos efetuados em relação a ICMS. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras."
(2) Reflete principalmente receita da Gasmig, bem como receitas não significativas provenientes de atividades de consultoria.

Geração e Compra de Energia Elétrica

*Geração*

Em 31 de março de 2001, detínhamos e operávamos 42 usinas elétricas, das quais 38 eram hidrelétricas, três termelétricas e uma usina eólica. Na mesma data, a capacidade instalada de nossas usinas hidrelétricas, de nossas usinas termelétricas e de nossa usina eólica era 5.461 MW, 171 MW e 1 MW, respectivamente, perfazendo capacidade instalada total de 5.633 MW.

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes a nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de março de 2001:

| **Instalação** | **Energia Garantida(1) (média MW)** | **Capacidade Instalada (MW)** | **Ano de Início de Operaçõ es** | **Capacida de Instalada % do Total** | **Data de Expiração da Concessão** |
|---|---|---|---|---|---|
| Principais Usinas Hidrelétricas | | | | | |
| São Simão | 1.207,00 | 1.710 | 1978 | 31,0 | Janeiro de 2015 |
| Emborcação | 559,00 | 1.192 | 1982 | 22,0 | Julho de 2005 |
| Nova Ponte | 301,00 | 510 | 1994 | 9,0 | Julho de 2005 |
| Miranda | 180,00 | 408 | 1998 | 7,0 | Dezembro de 2016 |
| Jaguara | 329,00 | 424 | 1971 | 8,0 | Agosto de 2013 |
| Três Marias | 243,00 | 396 | 1962 | 7,0 | Julho de 2015 |
| Volta Grande | 250,00 | 380 | 1974 | 7,0 | Fevereiro de 2017 |

| Instalação | Energia Garantida(1) (média MW) | Capacidade Instalada (MW) | Ano de Início de Operações | Capacidade Instalada % do Total | Data de Expiração da Concessão |
|---|---|---|---|---|---|
| Igarapava | 20,00[2] | 30[2] | 1999 | 0,5 | Dezembro de 2028 |
| Itutinga | 27,00 | 52 | 1955 | 0,9 | Julho de 2015 |
| Camargos | 17,00 | 46 | 1960 | 0,9 | Julho de 2015 |
| Salto Grande | 71,00 | 102 | 1956 | 2,0 | Julho de 2015 |
| Piau | 8,00 | 18 | 1955[3] | 0,3 | Julho de 2015 |
| Gafanhoto | 6,00 | 14 | 1946 | 0,2 | Julho de 2015 |
| Sá Carvalho | 58,00 | 78 | 2000(3) | 1,4 | Dezembro de 2024 |
| Usinas Hidrelétricas de Menor Porte | 51,00 | 101 | – | 2,0 | – |
| Usinas Termelétricas | 93,00 | 171 | – | 3,0 | – |
| Usina eólica | 0,30 | 1 | 1994 | 0,02 | – |
| Total | 3.420,30 | 5.633 | – | 100,0% | – |

(1) Energia garantida significa o volume de energia que cada usina hidrelétrica é obrigada a vender por ano de acordo com contratos de compra e venda de energia de longo prazo atualmente em vigor.
(2) Representa nossa participação de 14,5% na usina de Igarapava, com capacidade instalada de 210,0 MW.
(3) Indica a data na qual efetuamos a aquisição.

*Subsidiárias de Geração*

Constituímos duas subsidiárias, cada uma delas uma subsidiária integral de nossa Companhia, para operarmos duas de nossas instalações de geração e deter as respectivas concessões.

Usina Termelétrica de Ipatinga S.A. Operamos a usina termelétrica de Ipatinga por intermédio de nossa subsidiária Usina Térmica Ipatinga S.A. Essa usina é uma APE operada em conjunto com a Usiminas, uma grande siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas localizada no leste de Minas Gerais. Adquirimos Ipatinga da Usiminas como pagamento de dívidas pendentes relativas a fornecimento de eletricidade pelo valor de R$90 milhões. Assinamos um contrato de compra e venda de energia com a Usiminas referente à energia produzida em Ipatinga. A usina atualmente apresenta capacidade instalada de 40 MW, gerada por duas unidades que iniciaram operação em 1984 e que utilizam gás de alto-forno como combustível.

Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho. Constituímos nossa subsidiária Sá Carvalho para operar e deter a concessão relativa à usina hidrelétrica Sá Carvalho, que adquirimos da ACESITA, uma siderúrgica, por R$67 milhões em 2000. Os recursos foram providos pela emissão de debêntures por um trust especial, recursos esses que estamos obrigados a amortizar. Planejamos amortizar essas debêntures mediante a utilização do produto decorrente de um contrato de compra e venda de energia celebrado entre nós e a Acesita em 2000.

*Expansão de Capacidade de Geração*

Nosso plano de investimento de capital apresentado à A-NEEL atualmente prevê o aumento da capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 1.560 MW durante os próximos sete

anos por meio da construção de novas usinas elétricas e da ampliação de usinas existentes. Os projetos de geração novos têm períodos de concessão de 35 anos, a partir da data do contrato de concessão. Segue-se breve descrição de cada um desses projetos planejados, cuja conclusão está sujeita a várias contingências, estando certas delas fora de nosso controle:

*Usina Hidrelétrica Porto Estrela*. Celebramos contrato com a Companhia de Tecidos Norte de Minas, uma empresa têxtil, e Companhia Vale do Rio Doce, ou CVRD, uma empresa de mineração, para construção da usina hidrelétrica Porto Estrela no Rio Santo Antônio, região leste de Minas Gerais. A construção teve início em julho de 1999, estando a conclusão programada para setembro de 2001. Estima-se que o projeto custará R$105 milhões, tendo cada parceiro participação igual nos custos. Em 31 de março de 2001, investimos R$33,2 milhões no projeto. Quando de sua conclusão, a usina elétrica disporá de capacidade de geração instalada de 112 MW.

*Usina Hidrelétrica de Queimado*. Nossa parceira neste projeto é a Companhia Energética de Brasília, ou CEB, empresa estatal de eletricidade. A CEB detém participação de 17,5%, cabendo-nos os restantes 82,5%. A construção desse projeto, que terá capacidade instalada de 105 MW e custo de R$133 milhões, teve início em 10 de agosto de 2000. Em 31 de março de 2001, investimos R$24,5 milhões no projeto. Esperamos que a geração comercial seja iniciada em abril de 2003. A usina fica situada no Rio Preto, abrangendo áreas nos estados de Minas Gerais e Goiás e no Distrito Federal.

*Usina Hidrelétrica do Funil.* A usina hidrelétrica do Funil, com capacidade instalada de 180 MW, está sendo construída na cabeceira do Rio Grande, no sul de Minas Gerais. A construção foi iniciada em 1O de setembro de 2000 e espera-se que a geração comercial principie em dezembro de 2002. Detemos uma participação de 49% nesse projeto e a nossa sócia, CVRD, detém uma participação de 51%. O custo total da usina é R$193 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R$17,3 milhões no projeto.

*Usina Hidrelétrica de Aimorés*. A usina hidrelétrica de Aimorés, a ser construída no Rio Doce, terá capacidade instalada de aproximadamente 330 MW e custará R$325 milhões. Detemos participação de 49% nesse empreendimento e nossa parceira, a CVRD, detém participação de 51%. A construção teve início em maio de 2001 e o início da geração comercial está programado para novembro de 2003. Em 31 de março de 2001, investimos R$9,4 milhões no projeto.

*Usina Hidrelétrica de Irapé*. A usina hidrelétrica de Irapé, que terá capacidade instalada de 360 MW, fica situada no Rio Jequitinhonha, norte de Minas Gerais. Espera-se que a construção tenha início em abril de 2002 em cooperação com sócios e/ou investidores e a geração comercial em junho de 2005. Espera-se que o investimento total seja de R$500 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R$13,8 milhões no projeto.

*Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim*. Este projeto de 23 MW, consistindo da construção de uma nova casa de força e remontagem da usina hidrelétrica de Pai Joaquim existente, requer investimento estimado de R$25 milhões. Esperamos constituir um consórcio com a IMPSA Energy Ltda. para levar a cabo este projeto. Em 31 de março de 2001, investimos R$7,4 milhões no projeto. Segundo nossas previsões, as fases de projeto e construção terão início no segundo semestre de 2001 em cooperação com parceiros e/ou investidores, sendo o projeto concluído no segundo semestre de 2003. Esta usina elétrica foi descomissionada em 1990, época em que apresentava capacidade instalada de 6,7 MW.

*Usinas Hidrelétricas Capim Branco I e II*. Em parceria com a CVRD, Comercial Agrícola Paineiras, uma empresa agrícola, a Camargo Corrêa Cimento, fabricante de cimento, e a Companhia Mineira de Metais, uma metalúrgica, obtivemos em leilão o direito de desenvolver o Complexo Energético Capim Branco, que consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidades instaladas de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Essas usinas elétricas serão construídas no Rio Araguari, região oeste de Minas Gerais, e custarão cerca de R$550 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R$11,1 milhões em estudos de viabilidade relacionados a esses projetos. Esperamos ser reembolsados por esta despesa por nossas parceiras. A construção de Capim Branco I terá início em setembro de 2001 e espera-se que sua geração comercial comece em novembro de 2004. A construção de Capim Branco II terá início em junho de 2004, estando o início de sua geração comercial programado para agosto de 2007.

*Usina Termelétrica Barreiro*. Em parceria com a Vallourec & Mannesmann, uma metalúrgica, esperamos dar início, em julho de 2001, à construção de uma usina termelétrica de 12,9 MW, utilizando gás de alto-forno e alcatrão como combustível. A usina de Barreiro ficará localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann, na seção de Barreiro da cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais. Somos responsáveis pela obtenção, construção, operação e manutenção da usina e proveremos 100% dos recursos necessários, os quais, segundo se espera, montarão a aproximadamente R$22 milhões. Em 31 de março de 2001, investimos R$0,2 milhão no projeto. A Vallourec & Mannesmann fornecerá as instalações, o combustível e assinará contrato de compra e venda de energia com o fim de nos assegurar retorno garantido do investimento. O início da geração está programado para dezembro de 2002.

*Projetos em Exame*

Estamos avaliando a possibilidade de participar da construção e operação do Sulminas, um projeto de geração termelétrica no sul de Minas Gerais. O Sulminas terá capacidade instalada de aproximadamente 500 MW e utilizará gás natural da Bolívia como combustível. O Sulminas integra o Programa Prioritário de Termeletricidade Brasileiro, um programa do Governo Federal que tem por objetivo aumentar o fornecimento de eletricidade no Brasil em mais de 15.000 MW por meio da instalação de 49 usinas termelétricas em 18 estados brasileiros até 2003. Estima-se que o projeto Sulminas custará R$540 milhões. Espera-se que a construção tenha início em setembro de 2001, estando o início da geração programado para setembro de 2003. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez a Recursos de Capital."

*Empreendimentos conjuntos de Co-geração com Clientes*

Pretendemos celebrar empreendimentos conjuntos com clientes industriais com o fim de desenvolver instalações de co-geração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos clientes e gerariam eletricidade com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. O cliente cooperaria na provisão de recursos ao projeto de co-geração por meio de contratos de compra e venda da eletricidade gerada nessas instalações. Assumiríamos a responsabilidade pela operação e manutenção da instalação de co-geração.

*Usina Eólica*

Morro do Camelinho, nossa usina eólica, iniciou operações em 1994. A usina fica localizada em Gouveia, um município no norte de Minas Gerais. O projeto Morro do Camelinho é a primeira usina eólica do Brasil que será interligada à rede básica de transmissão. Apresenta capacidade de geração total de 1 MW, sendo acionada por quatro turbinas com capacidade de 250 kW cada uma. A usina de Morro do Camelinho foi construída por intermédio de um convênio de cooperação técnica e científica com o governo da Alemanha. O custo do projeto foi de US$1,5 milhão, sendo 51% do custo fornecido pela Companhia e os restantes 49% pelo governo da Alemanha.

*Compras de Energia Elétrica*

Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, compramos 2.940 GWh e 13.967 GWh de eletricidade, respectiva-mente, de Itaipu, representando aproximadamente 31% e 37%, respectivamente, da eletricidade por nós vendida a consumido-res finais. Ademais, durante os mesmos períodos, compramos 1.640 GWh e 2.851 GWh de eletricidade, respectivamente, do Sistema Interligado e outras concessionárias.

*Itaipu*. Itaipu é a maior usina hidrelétrica em operação do mundo, com capacidade instalada de 12.600 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, uma holding controlada pelo Governo Federal, detém participação de 50% em Itaipu, ao passo que os restantes 50% são detidos pelo governo do Paraguai. O Brasil é obrigado, de acordo com tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, a comprar a totalidade da eletricidade gerada por Itaipu que não for consumida pelo Paraguai. Na prática, o Brasil em geral compra mais de 95% da eletricidade de Itaipu.

Somos uma das 15 companhias elétricas que operam nas regiões Sul, Sudeste e Centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da eletricidade gerada por Itaipu que cabe ao Brasil. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de eletricidade de Itaipu entre as referidas companhias elétricas em montantes proporcionais à sua respectiva participação de mercado histórica nas vendas de eletricidade totais. Atualmente somos obrigados a comprar aproximadamente 17% da totalidade da eletricidade comprada pelo Brasil de Itaipu. Certas concessionárias do Sul, Sudeste e Centro-oeste, inclusive a Companhia, são obrigadas a comprar a energia de Itaipu a tarifas fixas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo de transmissão dessa energia ao Sistema Interligado. Essas tarifas estão acima da média nacional para fornecimento de eletricidade de grandes volumes, sendo calculadas em dólares dos Estados Unidos. Dessa forma, as flutuações da taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real afetará o custo, em termos reais, da eletricidade que somos obrigados a comprar de Itaipu. Historicamente, temos sido capazes de recuperar o custo dessa eletricidade cobrando dos consumidores tarifas de fornecimento. De acordo com nosso contrato de concessão, os aumentos das tarifas de fornecimento poderão ser repassados ao consumidor final mediante aprovação da ANEEL.

*Sistema Interligado*. Também compramos eletricidade do Sistema Interligado, uma rede elétrica interligada nacional projetada para otimizar a geração de eletricidade no Brasil. As empresas de geração de eletricidade do Brasil, inclusive a Companhia, são obrigadas a transferir a eletricidade excedente ao Sistema Interligado, no qual fica então disponível para compra por parte de outras empresas elétricas. O cedente recebe um pagamento em reais pela eletricidade transferida a uma taxa que reflete apenas o custo operacional correspondente à eletricidade, excluindo-se lucro ou retorno sobre o investimento.

Em agosto de 1998, a ANEEL emitiu deliberação instituin-do um sistema por meio do qual a compra de energia pelos dis-tribuidores no atacado e a venda de eletricidade a distribui-dores no atacado seriam regidas por contratos de fornecimento inicial bilaterais. Esses contratos de fornecimento inicial são negociados a tarifas e volumes predeterminados aprovados pela ANEEL. A ANEEL estabeleceu os volumes e voltagens a se-rem fornecidos nos termos de contratos de fornecimento inici-al em 2000 e 2001. De 2003 a 2005, a eletricidade a ser ob-jeto de contratos de fornecimento inicial aprovados pela ANE-EL será reduzida a cada ano em 25% da eletricidade compromis-sada para 2002, dessa forma introduzindo gradualmente a con-corrência no setor. Subseqüentemente a 2005, as empresas de geração e as empresas de distribuição ficarão livres para ne-gociar novos contratos de compra e venda a preços de mercado não regulamentados para substituir os volumes não contrata-dos. De acordo com alterações da regulamentação brasileira de eletricidade, a negociação desses contratos, bem como a venda de eletricidade no mercado à vista acabará por ser efe-tuada no Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ou MAE. As partes negociarão livremente preços de contratos de longo prazo, ao passo que os preços do mercado à vista serão defi-nidos pelo mercado. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Ma-térias Legais e Regulatórias - Concorrência” contido no Anexo A.

Transmissão

Nosso negócio de transmissão consiste na transferência de grandes volumes de eletricidade a partir das usinas elétricas onde é gerada ao sistema de distribuição, que a leva aos consumidores finais. Nosso sistema de transmissão é composto por redes de transmissão e subestações abaixadoras com voltagens que variam de 230 kV a 500 kV.

Em 1998, a ANEEL criou o ONS para supervisionar a transmissão de eletricidade no Brasil e promover um ambiente mais competitivo e menos regulamentado. Uma das principais metas do ONS é garantir que todos os participantes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão brasileira em bases não-discriminatórias. Nos termos da regulamentação da ANEEL, os proprietários de trechos diferentes da Rede Básica, a rede de transmissão de energia elétrica do país, devem transferir o controle operacional de suas instalações de transmissão ao ONS. Cumprimos essa exigência ao celebrarmos um contrato de prestação de serviços de transmissão datado de 10 de dezembro de 1999. De acordo com esse contrato e em contrapartida pelo uso de nosso trecho da Rede Básica, o ONS nos paga quantias anuais fixas que são determinadas pela ANEEL. As tarifas por nós recebidas derivam de pagamentos efetuados ao ONS pelas empresas de distribuição e pelos consumidores que compram energia elétrica fornecida por meio de ligações diretas à Rede Básica. Durante o período dos primeiros três meses de 2001, e no exercício encerrado em 31

de dezembro de 2000, recebemos pagamentos de R$34 milhões e de R$139 milhões, respectivamente, do ONS. Por outro lado, como também somos uma empresa de distribuição e como compramos eletricidade de Itaipu e de outras companhias elétricas, nosso uso da rede de transmissão exige que paguemos tarifas programadas ao ONS. Durante os primeiros três meses de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, efetuamos pagamentos que totalizam R$ 57 milhões e R$243 milhões, respectivamente, ao ONS. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e "O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas" contido no Anexo A.

Transmitimos tanto a energia por nós gerada como a energia que compramos de Itaipu, do Sistema Interligado e de outras fontes. Em 31 de março de 2001, possuíamos, também, 114 clientes industriais aos quais fornecíamos diretamente eletricidade de alta voltagem (pelo menos 69 kV por cliente industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Esses clientes industriais responderam por aproximadamente 47% do volume total de eletricidade por nós vendida em cada um dos três meses encerrado em 31 de março de 2001, assim como no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000.. Também transmitimos energia a sistemas de distribuição por meio da divisão Sul/Sudeste do Sistema Interligado.

As tabelas a seguir apresentam certas informações operacionais relativas à nossa capacidade de transmissão nas datas indicadas:

| | **Extensão da Rede de Transmissão em Milhas** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Em31 de março de** | | **Em 31 de dezembro de** | | |
| **Capacidade da Rede de Transmissão** | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| 500 kV | 1.354 | 1.354 | 1.354 | 1.354 | 1.354 |
| 345 kV | 1.173 | 1.173 | 1.173 | 1.173 | 1.173 |
| 230 kV | 557 | 557 | 557 | 557 | 557 |
| Total | 3.084 | 3.084 | 3.084 | 3.084 | 3.084 |

| | **Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações** | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **Em 31 de março de** | | **Em 31 de dezembro de** | | |
| | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Número de subestações abaixadoras | 29 | 29 | 29 | 29 | 29 |
| MVA | 13.917 | 13.892 | 13.917 | 13.892 | 13.892 |

*Ampliação de Capacidade de Transmissão*

Em conformidade com a nova estrutura regulatória do Setor Elétrico Brasileiro, as concessões para ampliação da infra-estrutura de transmissão de eletricidade no Brasil são concedidas de acordo com um regime de licitação.

No início de 2000, concorremos à concessão para construção e operação de Itajubá 3, uma subestação abaixadora de transmissão de 600 MVA de Minas Gerais, no primeiro processo licitatório tendo por objeto uma subestação de transmissão realizado pela ANEEL. A ANEEL outorgou-nos essa concessão em junho de 2000. A construção teve início em outubro de 2000, estando sua conclusão programada para fevereiro de 2002. A subestação terá dois transformadores de 300 MVA, cada qual com capacidade abaixadora de 500 - 138 kV, e será ligada à Rede Básica por meio de duas redes de transmissão de 500 kV. Esperamos investir até R$75 milhões nesse projeto.

Itajubá 3 está estrategicamente localizada para reduzir a demanda sobre o sistema de transmissão da região sul de Minas Gerais. Itajubá 3 suprirá a rede de distribuição regional, dobrando a capacidade de transformação abaixadora instalada da região. A capacidade de transformação abaixadora diz respeito à capacidade do transformador de receber eletricidade a certa voltagem e liberala a uma voltagem reduzida

para posterior distribuição. Esperamos que Itajubá 3 aumente consideravelmente a eficiência e confiabilidade de nosso sistema de transmissão e sua capacidade de atender novos clientes.

Acreditamos que nosso sistema de transmissão precisará ser reforçado e ampliado por meio da construção de novas sub-estações e redes de transmissão dentro dos próximos cinco anos. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital."

Distribuição

Nossas operações de distribuição consistem da transferência de eletricidade a partir do sistema de transmissão a subestações de distribuição e a seguir a consumidores finais. Nossa rede de distribuição é composta de ampla rede de distribuição aérea e subterrânea e subestações com voltagens menores de 230 kV. Fornecemos eletricidade a pequenos clientes industriais aos valores mais elevados da escala de voltagem e a clientes residenciais e comerciais aos valores mais baixos da escala.

De 1º de janeiro de 1997 a 31 de março de 2001, investimos aproximadamente R$1.318 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

Em 31 de março de 2001, fornecíamos eletricidade a uma área geográfica que compreende 97% de Minas Gerais, atendendo mais de 5 milhões de clientes, ou seja, aproximadamente 99,4% e 77,6% das populações urbanas e rurais de Minas Gerais, respectivamente. No período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, efetuamos a ligação de 44.254 e 224.201 clientes novos, respectivamente, à nossa rede de distribuição, inclusive clientes ligados como parte de nossos programas de eletrificação rural e urbana. Em 31 de março de 2001, nossa rede de distribuição consistia de 488.503 transformadores de distribuição e 293 subestações de distribuição medindo a rede de distribuição, no todo, aproximadamente 205.662 milhas, em comparação com 197.908 milhas em 31 de março de 2000. Em 31 de março de 2001, éramos a segunda maior concessionária de distribuição de eletricidade no Brasil em termos de GWh vendido a usuários finais.

As tabelas a seguir fornecem certas informações operacionais relativas a nosso sistema de distribuição, nas datas indicadas:

| | Extensão da Rede de Distribuição em Milhas (de sistema de transmissão a subestações de distribuição) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Em 31 de março de | | Em 31 de dezembro de | | |
| **Capacidade da rede de distribuição** | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| 161 kV | 30,3 | 30,3 | 30,3 | 30,3 | 30,3 |
| 138 kV | 6.456,0 | 6.319,2 | 6.456,0 | 6.319,2 | 6.007,0 |
| 69 kV | 2.611,7 | 2.714,4 | 2.611,7 | 2.714,4 | 2.762,2 |
| 34.5 kV + Outras | 866,9 | 880,6 | 886,9 | 880,6 | 907,1 |
| Total | 9.964,9 | 9.944,5 | 9.964,9 | 9.944,5 | 9.706,6 |

| | Extensão da Rede de Distribuição em Milhas (de subestações de distribuição a consumidores finais) | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Em 31 de março de | | Em 31 de dezembro de | | |
| **Tipo de redes de distribuição** | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Redes de distribuição urbanas aéreas | 33.208,6 | 32.767,9 | 32.984,9 | 31.521,2 | 31.237,0 |
| Redes de distribuição urbanas subterrâneas | 192,4 | 189,5 | 190,8 | 189,5 | 186,9 |
| Redes de distribuição rurais aéreas | 162.296.0 | 155.005,7 | 160.969,5 | 153.935,9 | 146.672,6 |
| Total | 195.697,0 | 187.963,1 | 194.145,2 | 185.646,6 | 178.096,5 |

| | Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | Em 31 de março de | | Em 31 de dezembro de | | |
| | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Número de subestações | 293 | 291 | 293 | 291 | 289 |
| MVA | 7.893,0 | 7.880,7 | 7. 983,0 | 7.880,7 | 7.699,6 |

*Expansão de Capacidade de Distribuição*

Nosso plano de expansão de distribuição para os próximos cinco anos baseia-se em projeções de crescimento de mercado. Segundo nossas previsões, esse crescimento será incrementado por ligações de novos clientes, aumentos da utilização de eletricidade entre nossos clientes existentes e necessidades adicionais de distribuição de eletricidade decorrentes dos novos projetos de produtores independentes de energia (PIEs). De acordo com a legislação aplicável, os PIEs têm direito de utilizar nossa rede de distribuição mediante pagamento de certas taxas. Nos próximos cinco anos, segundo nossas previsões, ligaremos 745.000 novos clientes urbanos e 185.000 clientes rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 360.000 postes de rede de distribuição de média voltagem, 1.056 milhas de redes de transmissão e 30 subestações abaixadoras à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 1.860 MVA. Nos próximos cinco anos, esperamos investir aproximadamente R$1,3 bilhão na ampliação de nosso sistema de distribuição. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Liquidez e Recursos de Capital.”

Adotamos um programa de desenvolvimento de eletricidade rural patrocinado pelo Governo Federal chamado Lumiar. Nosso plano é nos valer do Lumiar para atingir nossa meta de fornecimento de eletricidade a 100% dos consumidores rurais de Minas Gerais até 2003. Isto requererá recursos da ordem de

R$454 milhões, parcialmente providos pelos municípios e consumidores rurais que se beneficiarão do programa. Estamos participando, ademais, do projeto Luz Solar, que utiliza energia solar na iluminação de escolas, centros comunitários e residências rurais em locais remotos ainda não alcançados por nossas redes de distribuição. Nossos programas de desenvolvimento rural serão financiados, em parte, de programas de crédito criados pelo Governo Federal e pelo Governo Estadual.

*Perdas de Energia*

As perdas de energia afetam nossos resultados financeiros tendo em vista que essa energia poderia de outra forma ter sido distribuída a consumidores finais ou outras concessionárias em retorno por pagamento. As perdas de energia estão divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas comerciais.

As perdas técnicas representam 97% de nossas perdas de energia. Essas perdas são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação e transporte da energia elétrica através de 3.084 milhas de linhas de transmissão e 205.662 milhas de linhas de distribuição que operamos.

Nossas perdas técnicas aumentaram tanto em 1999 como em 2000. O registro desses aumentos resultou parte em decorrência de alterações na metodologia do cálculo de perda da ANEEL que eram realizados em julho de 1999. Essas alterações substituíram o registro de perdas de energia que ocorreram na Rede Básica desde o nível de empresa de geração até os níveis de sociedade de transmissão e distribuição. Conseqüentemente, as perdas de energia relativas ao transporte de energia gerada por Itaipu e energia transferida entre concessionárias para atender às exigências de curto prazo são agora distribuídas proporcionalmente entre empresas de distribuição de eletricidade, inclusive nós.

A fim de ajudar a minimizar essas perdas de energia, realizamos avaliações rigorosas e regulares sobre a qualidade de nosso fornecimento de energia. Nossos sistemas de transmissão e distribuição são atualizados rotineiramente para manter os padrões de qualidade e credibilidade, e, conseqüentemente, reduzir as perdas técnicas. Ademais, operamos nossos sistemas de transmissão e distribuição a certos níveis específicos de voltagem a fim de minimizar perdas.

As perdas comerciais representam 3% de nossas perdas de energia remanescentes, que resultam de fraude, conexões ilegais, erros de medição e defeitos do medidor. As perdas representaram 0,3% da eletricidade vendida durante 2000. A fim de minimizar as perdas comerciais, tomamos medidas preventivas, regularmente, incluindo:

- inspeção de medidores e conexões dos clientes;
- modernização do sistema de medição;
- treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores;
- padronização dos procedimentos de instalação do medidor;
- instalação de medidores com garantia de controle de qualidade;
- atualização da base de dados do cliente; e
- desenvolvimento de uma rede de distribuição protegida contra roubo.

Além disso, estamos desenvolvendo um novo programa voltado para auxiliar a detectar e medir perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição, a partir da subestação de transmissão até o consumidor final. Esperamos que esse programa seja implementado até 2003.

Clientes e Comercialização

*Base de Clientes*

Nossos clientes do negócio de distribuição, que estão todos localizados dentro de nossa área de concessão em Minas Gerais, são classificados em cinco categorias principais: industriais (que incluem atividades de mineração, manufatura e transformação); residenciais; comerciais (que incluem empresas de prestação de serviços, universidades e hospitais); rurais; e outros (que incluem instituições governamentais e públicas). Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, vendemos 9.616 GWh de energia, representando receita de R$1.194 milhão, e 37.570 GWh de energia, representando receita de R$4.478 milhões, respectivamente. Essas cifras não incluem vendas ao Sistema Interligado e outras concessionárias.

Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, comparado ao período de três meses encerrado em 31 de março de 2000, o volume de energia elétrica vendido por nós a clientes residenciais, comerciais, rurais e outros no mesmo período cresceram em 9,8%, 1,3%, 7,3%, 17,4% e 3,3%, respectivamente. No período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2000, em comparação com o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 1999, o volume de energia elétrica vendido por nós a clientes industriais, residenciais, comerciais, rurais e outros cresceu em 6,9%, 1,7%, 7,5%, 2,6% e 2,8% , respectivamente.

A tabela a seguir fornece informações relativas ao número de clientes que tínhamos em 31 de março de 2001, bem como ao consumo por categoria de cliente no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998:

| | | Consumo em GWh | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Categoria de Cliente** | **Número de clientes em 31 de março de** | **Período de três meses findo em 31 de março de** | **Exercícios findos em 31 de dezembro de** | | |
| | **2001** | **2001** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Industrial | 64.355 | 5.728 | 22.247 | 20.805 | 21.466 |
| Residencial | 4.284.283 | 1.922 | 7.576 | 7.448 | 7.285 |
| Comercial | 479.483 | 972 | 3.584 | 3.334 | 3.147 |
| Rural | 305.416 | 371 | 1.676 | 1.633 | 1.504 |
| Outros | 52.003 | 623 | 2.487 | 2.419 | 2.338 |
| Total | 5.185.540 | 9.616 | 37.570 | 35.639 | 35.740 |

Em 2000, tivemos acréscimo de 224.201 clientes, representando crescimento de 4,6% em comparação com 1999, e durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, tivemos acréscimo de 44.254 clientes, representando um crescimento de 4,3% em comparação ao mesmo período em 2000, em cada caso, decorrente da expansão adicional de nossos sistemas de transmissão e distribuição.

A maior parte da eletricidade por nós vendida é comprada por grandes clientes industriais. Em 31 de março de 2001, 114 de nossos clientes industriais era fornecida por ligações diretas a nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 47% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, e aproximadamente 25% de nossa receita. No mesmo período, nossos dez maiores clientes industriais responderam por praticamente 24% da eletricidade consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes são de propriedade do Governo Estadual ou Federal.

Em 31 de março de 2001, celebramos contratos de compra e venda de eletricidade padrão com 1.888 de nossos clientes industriais, dos quais 526 apresentavam demanda superior a 500 kW. Nosso contrato de compra e venda de eletricidade padrão celebrado com clientes industriais tem prazo de duração de três ou cinco anos, contendo uma cláusula de demanda mínima que exige que o cliente pague pela demanda contratada, que representa a capacidade de sistema reservada àquele cliente, bem como o consumo

efetivo do cliente. Acreditamos que este método de faturamento nos proporciona uma fonte relativamente estável de receita.

A tabela a seguir apresenta nossos volumes de vendas de eletricidade industrial por tipo de cliente industrial em 31 de março de 2001:

| **Clientes Industriais** | **Volume de Vendas de Energia em GWh** | **Consumo como porcentagem do volume de vendas de energia industrial total** |
|---|---|---|
| Indústria automotiva | 127 | 2,22 |
| Indústria de cimento | 275 | 4,80 |
| Indústria mineradora | 542 | 9,46 |
| Indústria de ferroligas | 1.033 | 18,03 |
| Indústria de metais não-ferrosos | 750 | 13,09 |
| Siderurgia | 1,215 | 21,21 |
| Outros | 1.786 | 31,19 |
| Total de clientes industriais | 5.728 | 100,00% |

A tabela a seguir fornece informações adicionais relati-vas a nossos dez maiores clientes no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001:

| **Dez Maiores Clientes:** | **Indústria** |
|---|---|
| Alcoa Alumínio S.A.– ALCOA | Alumínio |
| Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.– USIMINAS | Siderurgia |
| White Martins Gases Industriais | Química |
| Companhia Paulista de Ferroligas | Ferroligas |
| Alcan Alumínio do Brasil S.A.– ALCAN | Alumínio |
| Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio– CBCC | Ferroligas |
| Companhia Ferro Ligas de Minas Gerais– MINASLIGAS | Ferroligas |
| Belgo Mineira Participações Ind. Com. S.A. | Siderurgia |
| Rima Eletrometalurgia S.A. | Ferroligas |
| Ligas de Alumínio S.A.– LIASA | Ferroligas |

*Faturamento*

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos a fornecimento de eletricidade variam segundo a categoria de cliente. Nossos clientes de grande porte, que dispõem de ligações diretas com nossa rede de transmissão, são faturados no mesmo dia da leitura de seus medidores. O pagamento deve ser efetuado dentro de cinco dias a contar da entrega da fatura. Outros clientes que recebem eletricidade de alta e média voltagem (aproximadamente 8.000 clientes recebem eletricidade a nível de voltagem igual ou maior a 2,3 kV ou são ligados por meio de redes de distribuição subterrâneas, com exceção de instituições do setor público) são faturados dentro de dois dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de cinco dias da entrega da fatura. Nossos clientes restantes são faturados dentro de sete dias a partir da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de 10 dias da entrega da fatura ou de 15 dias, no caso de instituições do setor público. As faturas são elaboradas a partir da leitura do medidor ou com base na estimativa de consumo.

Em março de 2001, eram-nos devidos aproximadamente R$172 milhões em faturas vencidas, originadas de cerca de 1,8 milhão de contas. Esse valor representou 27,79% de nossas vendas de março de 2001. Deste valor, R$83 milhões correspondiam a faturas vencidas por período menor ou igual a 30 dias. Com base em nossa experiência anterior, a grande maioria dos clientes inadimplentes paga sua fatura vencida antes do corte de fornecimento de eletricidade. Não existem restrições legais quanto à nossa capacidade de efetuar o corte de clientes inadimplentes.

*Sazonalidade*

Nossas vendas são afetadas pela sazonalidade do mercado. Normalmente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial na época de festas. Ademais, em geral há aumento de uso em todas as categorias de clientes durante o verão em razão das temperaturas elevadas. Certas cifras representativas do consumo trimestral de consumidores finais de 1997 até o primeiro trimestre de 2001, em GWh, são apresentadas abaixo:

| Ano | Primeiro Trimestre | Segundo Trimestre | Terceiro Trimestre | Quarto Trimestre |
|---|---|---|---|---|
| 1998 | 8.786 | 8.996 | 9.202 | 8.750 |
| 1999 | 8.321 | 9.050 | 9.232 | 9.036 |
| 2000 | 8.939 | 9.380 | 9.586 | 9.637 |
| 2001 | 9.417 | - | - | - |

Concorrência e Maiores Clientes

Em conseqüência de legislação recente, há possibilidade de que outros distribuidores ofereçam eletricidade a alguns de nossos clientes existentes a preços menores do que aqueles que a Companhia é capaz de cobrar. Ademais, a Lei de Concessões recentemente aprovada exige que as empresas de distribuição e transmissão permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações auxiliares para transmissão de eletricidade mediante pagamento de taxa (cuja metodologia disciplinadora deverá ainda ser definida pelo Governo Federal) e possibilita a certos clientes de eletricidade de grande porte firmar contratos com outros fornecedores para fornecimento de eletricidade. Em conseqüência, os grandes consumidores de eletricidade dispõem atualmente de várias alternativas de distribuição, tais como:

- conectar suas próprias redes diretas a uma empresa de geração;
- pagamento de taxa a uma empresa de distribuição e transmissão, negociando, ao mesmo tempo, contrato de fornecimento com empresa de geração;
- negociação de contrato com empresa de distribuição; e
- auto-produção.

Não temos conhecimento de planos, por parte de qualquer cliente de grande porte, de firmar contrato diretamente com geradoras que não a Companhia ou de passar para a autogeração de eletricidade. Acreditamos ser muito cedo para se determinar o possível efeito desse aumento em potencial de concorrência sobre nossos resultados das operações. Contudo, o aumento da concorrência, inclusive a perda de vários de nossos clientes de grande porte, poderia prejudicar de forma relevante nossa situação financeira e resultados das operações. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias -Concorrência" contido no Anexo A.

O ambiente cada vez mais competitivo poderá nos ser favorável em razão de nossa experiência com clientes industriais de grande porte. Durante mais de 40 anos, tivemos um departamento exclusivamente dedicado à prestação de serviços a clientes desse tipo. De acordo com nossa política de marketing, designamos gerentes a clientes específicos, o que nos permite prestar serviços de atendimento ao cliente sob medida. Por exemplo, desenvolvemos um site na Internet que os clientes de grande porte podem utilizar em relação a serviços, informações e vendas. O nosso site na Internet é o primeiro do Brasil a efetivamente vender energia elétrica a consumidores finais.

Também desenvolvemos importantes relações com vários clientes industriais de grande porte com os quais esperamos iniciar atividades de co-geração e planejamos dar continuidade a esses relacionamentos no futuro. Vide "-Geração e Compra de Energia Elétrica - Empreendimentos Conjuntos de Co-geração com Clientes."

*Concessões*

Ademais, a legislação brasileira exige que cada concessão atualmente por nós detida seja objeto de processo de processo licitatório por ocasião de sua expiração. Em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser renovadas sem necessidade de processo de licitação realizado pelo Governo Federal por prazos adicionais de 20 anos mediante requerimento da concessionária, contanto que a concessionária tenha atendido padrões mínimos de desempenho e a proposta seja de resto aceitável ao Governo Federal. Com relação à implementação da Lei de Concessões, o Governo Federal revogou uma concessão por nós detida anteriormente para uma instalação de geração cuja construção não fora ainda iniciada. Em conformidade com a legislação aplicável, solicitamos, tendo-nos sido recentemente concedida, a prorrogação de certas concessões vencidas. No futuro, pretendemos requerer, dentro do prazo legal de seis meses anteriormente à data de expiração, a prorrogação de qualquer concessão que estiver prestes a expirar. Vide "Item 3. Informações Chave - Fatores de Risco - Riscos Atinentes à CEMIG - Não temos certeza quanto à renovação de nossas concessões." É possível também que vários de nossos clientes industriais de grande porte se tornem APEs de acordo com a Lei de Concessões com a finalidade de obter o direito de gerar eletricidade para uso próprio. A outorga de certas concessões a nossos clientes industriais de grande porte poderia prejudicar nossos resultados das operações.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos em campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas. Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, despendemos R$2,1 milhões e R$4,6 milhões, respectivamente, em pesquisa e desenvolvimento, sem contar as compras de tecnologia como hardware e software de computador. Esperamos despender um total de aproximadamente R$18 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2001. Realizamos esses esforços de acordo com a Lei Federal no. 9.991 que exige que as empresas elétricas brasileiras despendam pelo menos 0,5% de seu lucro líquido em projetos de pesquisa e desenvolvimento

Dedicamos parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento a fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e térmica. Por exemplo, nossa usina eólica experimental de Morro do Camelinho, com capacidade instalada de um MW, iniciou operações em 1994. Vide "-Geração e Compra de Energia Elétrica - Usina Eólica." Dedicamo-nos atualmente à pesquisa e desenvolvimento de energia alternativa por meio de projetos que implicam:

- emprego de tecnologias de baixo custo relativas à geração de eletricidade, tais como motores Elsbeth e Stirling, motores de combustão interna, painéis fotovoltaicos, gaseificação de carvão e biogás extraído de biomassa vegetal e animal; e

- criação de laboratório experimental para produção de hidrogênio como fonte de energia.

Entre nossos projetos de pesquisa e desenvolvimento em áreas não relacionadas a fontes de energia alternativas incluem-se:

- programa de pesquisa que utiliza o primeiro sistema de rastreamento e localização de tempestades do Brasil, importante causa de interrupções de energia elétrica;

- programa de pesquisa relacionado a geologia em parceria com a Universidade Federal de Ouro Preto;

- projeto de reposição de vegetação ciliar em parceria com a Universidade Federal de Lavras;

- projeto de previsão do tempo e meteorologia em parceria com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais;

- projeto de estruturas hidráulicas e ambientais e de proteção aos peixes em parceria com a Universidade Federal de Minas Gerais; e

- programa de pesquisa que busca desenvolver condutores de redes elétricas novos e de desempenho superior.

Colaboramos também no desenvolvimento de programas relativos à geração de eletricidade em áreas remotas e para consumidores de baixa renda, tais como nossos programas Lumiar e Luz Solar. Vide "- Distribuição - Expansão de Capacidade de Distribuição."

Matérias-primas

Nossa principal despesa com matérias-primas constitui a compra de óleo combustível. Detemos e operamos três usinas termelétricas que consomem óleo combustível. O consumo de óleo combustível para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000 representou despesa de R$16 milhões e R$55 milhões, respectivamente. Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, foram-nos reembolsados R$16 milhões e R$54 milhões, respectivamente, referentes a nossos custos com combustível pela Conta CCC, criada pelo Governo Federal para compensar os custos operacionais marginais mais elevados das usinas termelétricas. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e "O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias - Encargos Regulatórios" contido no Anexo A. Acreditamos que o suprimento de óleo combustível seja disponível de imediato. Embora o preço de óleo combustível possa ser variável, nós, em geral, temos sido capazes de compensar, total ou parcialmente, os custos decorrentes do aumento do óleo combustível mediante o reajuste de nossas tarifas.

Outras Atividades

*Distribuição de Gás Natural*

Nossa subsidiária Gasmig foi constituída em 1986 com a finalidade de desenvolver e implementar a distribuição de gás natural em Minas Gerais. Detemos aproximadamente 95% da Gasmig. As ações restantes são detidas pela Minas Gerais Participações Ltda., ou MGI, o órgão de investimentos do Governo Estadual, e pela cidade de Belo Horizonte.

Em janeiro de 1993, o Governo Estadual outorgou à Gasmig concessão de distribuição exclusiva de 30 anos cobrindo todo o estado de Minas Gerais e todos os tipos de consumidores. Os esforços de marketing da Gasmig concentram-se em sua capacidade de fornecer uma alternativa mais eficiente em termos econômicos e não agressora do meio ambiente ao petróleo, propano, madeira e carvão. A Gasmig fornece atualmente cerca de um milhão de metros cúbicos de gás por dia, ou mcd, a 60 clientes industriais. A Gasmig também fornece gás natural a onze postos de gás natural automotivo e esperamos que passe a fornecer gás natural a usinas de geração de eletricidade até o final de 2001. Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, a Gasmig distribuiu aproximadamente 5% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

Minas Gerais responde por aproximadamente 17% do consumo de eletricidade total do Brasil. Muitas indústrias intensivas em termos de energia, como as de cimento, siderurgia, ferroligas e metalurgia operam no estado. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a quase 13 milhões de mcd até 2009, o que supera o abastecimento disponível projetado. Esperamos, além disso, o crescimento da demanda fora do estado. Ademais, a recente conclusão de um duto de gás natural entre o Brasil e a Bolívia, que fornece uma fonte significativa de gás natural, possibilita à Gasmig o melhor atendimento da demanda. A estratégia chave da Gasmig é ampliar sua rede de distribuição de forma a dar conta da parcela não atendida da demanda. A Gasmig dedica-se ao desenvolvimento de novos projetos de ampliação de seus sistemas de distribuição para chegar a clientes de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas.

Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, a Gasmig apresentou receita total de R$24,9 milhões e R$79,2 milhões, respectivamente, e lucro líquido depois de impostos de R$2,8 milhões e R$3,9 milhões, respectivamente.

*Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo*

Em 13 de janeiro de 1999, constituímos a Infovias, um empreendimento conjunto com a AES Força e Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. A Infovias foi criada com a finalidade de fornecer uma rede de cabos de fibras ópticas e coaxiais instalada ao longo de nossas redes de transmissão e distribuição de eletricidade por meio da qual podem ser prestados serviços de telecomunicações, Internet e de televisão a cabo. Locamos à Infovias essas redes de transmissão e distribuição de acordo com um contrato de locação de 15 anos por nós celebrado em 31 de março de 2000. A legislação de telecomunicações brasileira exige também que coloquemos nossa infra-estrutura de rede à disposição de outros fornecedores de serviços de telecomunicações interessados em loca-la.

A Infovias iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Desde então, a Infovias presta serviço de rede de televisão a cabo e Internet nas 12 maiores cidades de Minas Gerais de acordo com contrato de prestação de serviço de 15 anos celebrado com a Way Brasil, uma das detentoras da concessão para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet a consumidores finais no estado. Nos termos desse contrato, a Way Brasil deverá pagar à Infovias uma porcentagem de suas receitas em troca do serviço. A Infovias atualmente presta serviços a cerca de 5.000 de clientes de acordo com o mencionado contrato.

A Infovias também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa. Utilizamos esse serviço para comunicações internas e também para certas comunicações com nossos clientes. Ademais, a Infovias planeja passar a prestar serviços de telefonia de longa distância em 2002.

Durante os primeiros três meses de 2001, a Infovias apresentou a receita de R$0,3 milhão.

Detemos aproximadamente 49% da Infovias e a AES Força e Empreendimentos Ltda. detém um pouco mais do que 50%. O clube de investimentos de nossos empregados e outros acionistas detêm a participação remanescente na Infovias.

*Serviços de Consultoria e Outros Serviços*

Prestamos serviços de consultoria a governos e prestadoras de serviços públicos do setor de eletricidade com a finalidade de auferir receitas adicionais da tecnologia e expertise por nós desenvolvidas por meio de nossas operações. No decorrer dos últimos oito anos, prestamos esse tipo de serviço a órgãos e empresas governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, e El Salvador e para o governo do Panamá.

Matérias Ambientais

Nossas atividades de distribuição, transmissão e geração estão sujeitas a legislação federal e estadual de cobertura ampla referente à preservação do meio ambiente. A Constituição Brasileira confere poderes aos Governos Federal e Estadual para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e a editar regulamentação ao amparo dessas leis. Os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa do que as promulgadas a nível federal e a maior parte da legislação ambiental no Brasil foi promulgada na esfera estadual. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e restrições a atividades que, de resto, poderia exercer. Os órgãos estaduais responsáveis pela expedição de licenças ambientais em Minas Gerais são a Fundação Estadual do Meio Ambiente - FEAM e o Conselho Estadual de Política Ambiental - COPAM. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Jurídicas e Normativas - Regulamentos Ambientais” contido no Anexo A.

Acreditamos que estamos dando cumprimento nos aspectos relevantes a todas as leis e regulamentos ambientais pertinentes. Em 1999 e d Durante o período de os primeiros nove três meses de 2000encerrado em 31 de março de 2001 e no ano encerrado em 31 de dezembro de 2000, investimos aproximada-mente R$10R$4 milhões e R$11R$15 milhões, respectivamente, no cumprimento da legislação ambiental.

*Licenças*

A legislação brasileira aplicável exige que licenças ambientais sejam obtidas no que respeita à construção, instalação, expansão e operação de qualquer empresa que utilize recursos naturais, cause degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição do meio ambiente.

Novos projetos de geração, transmissão e distribuição ou atividades de expansão exigem o atendimento de uma série de procedimentos ambientais. Estudos de impacto ambiental deverão ser preparados por peritos independentes que façam recomendações quanto ao modo de minimizar o impacto desses projetos sobre o meio ambiente. Os estudos de impacto ambiental deverão posteriormente ser submetidos às autoridades federais ou estaduais para exame, como parte do processo de requerimento de uma série de licenças ambientais. O processo total de licenças inclui o requerimento ao Governo Estadual (caso a instalação deva ser construída somente em um estado) ou ao Governo Federal (caso a instalação deva ser construída em mais de um estado) de:

- licença prévia, que indique a viabilidade ambiental do projeto;
- alvará de construção, necessário ao início da construção; e
- licença de funcionamento, necessária ao início da operação da nova usina, linha de transmissão ou subestação.

Para projetos de menor monta compostos de linhas de transmissão abaixo de 230 kV, subestações abaixo de 230 kV e área inferior a 2 hectares, a legislação estadual somente exige as duas últimas licenças.

Ademais, somos obrigados por lei a alocar 0,5% de custo total de qualquer investimento em novas usinas hidroelétricas com mais de 10 MW para a criação de áreas de preservação ambiental.

*Licença de Operação Ambiental Corretiva*

Nos termos da Resolução nº 6/87 do Conselho Nacional do Meio Ambiente - CONAMA, os estudos de impacto ambiental deverão ser desenvolvidos e o respectivo relatório deverá ser e-laborado para todas as instalações de geração de energia elé-trica de grande porte construídas no Brasil após 1º de feve-reiro de 1986, ao passo que não são necessários estudos para projetos concluídos antes dessa data. Entretanto, os projetos concluídos antes de 1º de fevereiro de 1986 deverão obter licença de operação ambiental corretiva, que poderá ser obtida mediante apresentação de formulário contendo certas informações referentes à instalação em questão. Após o recebimento do formulário, a autoridade ambiental competente poderá determinar que sejam desenvolvidos estudos pela operadora do projeto relacionados ao pedido de licença corretiva.

A Lei Federal nº 9.605 que entrou em vigor em 2 de fevereiro de 1998 estabeleceu multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 2000, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 1.949, que estabeleceu a possibilidade de celebração de termos de compromisso entre operadoras de projeto e os órgãos normativos ambientais competentes para o fim de dar cumprimento à Lei Federal nº 9.605. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA e a FEAM a fim de obter a licença de operação ambiental corretiva para todas as nossas usinas que tenham iniciado operação antes de fevereiro de 1986. Nossas hidrelétricas de Emborcação, São Simão, Jaguara e Volta Grande enquadram-se todas nessa categoria. O IBAMA está atualmente analisando o requerimento de licença corretiva que apresentamos em nome da Emborcação. Também apresentamos requerimentos em nome de nossas usinas de São Simão, Jaguara e Volta Grande. Estamos atualmente aguardando as recomendações do IBAMA referentes à licença corretiva dessas instalações. As instalações de geração localizadas em Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Avençamos com a FEAM promover o enquadramento gradual de nossas instalações localizadas em Minas Gerais na legislação aplicável.

*Escadas para Peixes*

As barragens de cada uma de nossas instalações de geração hidrelétrica podem apresentar perigo aos peixes que habitam os reservatórios vizinhos. A fim de reduzir o impacto dessas instalações nos peixes vizinhos, em 1997 o Governo Estadual promulgou a Lei Estadual nº 12.488, que impôs medidas para assegurar que os peixes de piracema que passam pelas barragens sejam redirecionados a uma escada por meio da qual eles poderão passar de maneira segura. Em 31 de março de 2001, tínhamos projetos de escadas para peixes implantados em nossas instalações de Igarapé, Salto dos Moraes e Igarapava.

*Bifenis Policlorizados*

Os regulamentos federais brasileiros exigem que os equipamentos de sistema elétrico que necessitam de bifenis policlorizados ou PCBs sejam substituídos, à época em que devam ser substituídos, por equipamentos alternativos que não necessitem de PCBs. Demos início a programa de substituição de equipamentos que vai além das exigências da aludida legislação. Até o final de 2000, tínhamos substituído 64% dos equipamentos que necessitavam de PCBs e estimamos que até o final de 2002 teremos substituído o restante.

Atualmente, os PCBs encontram-se presentes em menos de 0,5% dos equipamentos localizados em nossas instalações de geração elétrica. Contratamos a incineração da maioria desse material que teve início no ano 2000. Estimamos que a maioria dos PCBs remanescente em nossas instalações de geração de energia elétrica será eliminada até 2002. Esperamos dispender um total de R$5,5 milhões na eliminação de PCBs

*Aquisição de Terreno*

Embora recebamos concessões do Governo Federal para construir projetos hidrelétricos, não recebemos a propriedade do terreno em que esses projetos encontram-se localizados como parte dessas concessões. Geralmente negociamos com os proprietários do terreno para obter o terreno necessitado. Entretanto, na hipótese de não conseguirmos obter o terreno necessitado por meio dos canais normais, o terreno exigido para implementação de nossos projetos pode ser desapropriado para uso de nossa empresa por força da legislação federal específica. Nos casos de desapropriação, negociamos com comunidades e proprietários de modo a reassentar essas comunidades em outras áreas e indenizar os proprietários. Nossa política de reassentamento tem acarretado a composição de ações de desapropriação.

Tecnologias Operacionais

Continuamos investindo em equipamentos de monitoramento e controle automatizados tendo em vista nossa estratégia de aumento de eficiência, modernização e automatização adicionais de nossos sistemas de geração, distribuição e transmissão.

*Centro de Operação de Sistema*

O Centro de Operação de Sistema, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. O COS é uma câmara de compensação de dados e central de controle que utiliza cabos coaxiais e de fibra óptica, microondas e outras tecnologias de comunicação para monitorar e coordenar nossos sistemas de geração e transmissão em tempo real, ajudando a garantir a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de eletricidade. Com a reestruturação do setor de serviços públicos brasileiros, o COS passou a operar por intermédio do ONS, controlando e supervisionando 30 subestações, 14 usinas de grande porte e 3.125 milhas de redes de transmissão.

*Centros de Operações Regionais de Distribuição*

Nossa rede de distribuição é administrada por meio de sete Centros de Operações Regionais de Distribuição ou CORDs. Os CORDs monitoram e coordenam nossas operações de rede de distribuição em tempo real. Os CORDs são responsáveis pela supervisão e controle de 350 subestações de distribuição, 186.411 milhas de redes de distribuição de média voltagem, 10.563 milhas de redes de transmissão e 5,1 milhões de clientes em nossa área de concessão.

Os CORDs utilizam várias tecnologias operacionais, tais como:

- CONCOD, programa de computador que gerencia as necessidades dos clientes, como restauração fornecimento de eletricidade, comutação, desconexão e pedidos de inspeção;

- Gemini, sistema de gerenciamento de eletricidade geo-referenciado que propicia uma visão geográfica de toda a rede de distribuição e subestações, possibilitando-nos averiguar informações importantes sobre a rede, tais como o número de clientes afetados por interrupções de serviço; e

- Omnisat, sistema de transmissão de dados via satélite que propicia comunicações rápidas e seguras entre os CORDs, nosso departamento de atendimento ao cliente e nossos veículos de serviço em campo, permitindo enviar instantaneamente ordens de serviço a monitores especiais existentes em veículos que estiverem próximo ao local onde se necessitar do serviço, otimizando a eficiência de nossa frota e pessoal de serviço.

*GISPLAN*

GISPLAN é um sistema de computadores que nos auxilia no planejamento das expansões de nossas operações. Tem capacidade de determinar a localização geográfica de postes, transformadores e outras instalações, ajudando-nos, por exemplo, na tomada de decisões acerca de onde nossa capacidade de rede precisa ser ampliada e da extensão da ampliação.

*Rede de Telecomunicações Interna*

Nossa rede de telecomunicações interna é uma das maiores do Brasil, incluindo um sistema de microondas de alta performance com alcance de 1.400 milhas, um sistema de telefonia com 135 centrais telefônicas, uma rede corporativa que integra 5.750 microcomputadores e um sistema de comunicação móvel com 3.500 aparelhos de rádio. Estamos ademais desenvolvendo vários projetos em associação com a Infovias baseados em redes de fibra óptica que se valem de nossa infra-estrutura de distribuição de postes e torres de transmissão, tendo por objetivo integrar nossas redes internas de voz, dados e imagens visando reduzir custos operacionais e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

*Tecnologia PLC*

A tecnologia de comunicação através de redes de eletricidade, ou tecnologia PLC, possibilita a transmissão de dados por meio de nossas redes de distribuição de eletricidade, permitindo-nos colher informações acerca de uso de eletricidade relativas a clientes individuais. Essas in-formações podem ser usadas numa variedade de aplicações comerciais, tais como:

- Criação de atendimento customizado para clientes, tais como esquemas de pagamento antecipado e opções de fixação de preços;

- Leitura automatizada de medidores e gerenciamento de carga;

- administração de contas, inclusive cobranças, corte e religação;

- avaliação de taxa de tempo de uso; e

- controle e gerenciamento de iluminação pública.

Temos atualmente 25.000 pontos de comunicação através da rede de eletricidade em banda estreita em operação. Esperamos poder utilizar a tecnologia PLC para reduzir consideravelmente a demanda de horários de pico em pontos de consumo ligados a essa tecnologia.

*Centrais de Chamada*

Temos duas centrais de chamada, uma em Belo Horizonte e uma na cidade de Uberlândia. Nossos consumidores finais podem usar um número para chamar gratuitamente a central de chamadas para obter informações sobre suas contas e informar problemas de serviço. Nossas centrais de chamada são integradas com as tecnologias disponíveis nos CORDs, possibilitando-nos fornecer aos clientes informações plenamente atualizadas sobre questões de serviço.

*Sistemas de Manutenção e Reparos*

Usamos vários sistemas de manutenção e reparos para minimizar interrupções não programadas do serviço elétrico prestado a nossos clientes. Mais de 90% de nossas interrupções de serviço são conseqüência de fatores como descargas atmosféricas, incêndios, vento e corrosão de nossas redes de transmissão e distribuição, compostas em grande parte de redes aéreas não isoladas.

Ferramentas de Administração

*Software de Gerenciamento*

Implementamos oito módulos SAP R/3, o último sistema de gerenciamento da SAP, empresa alemã de softwares de administração. Esse sistema fornece suporte nas áreas de contabilidade, custos, orçamento, investimentos, projetos, estoques, manutenção, ativos fixos e recursos humanos. A implementação desse sistema, em conjunto com a instalação, em abril de 1999, de uma nova rede de computadores corporativos destinada a dar suporte a esse sistema, aumentou nossa eficiência ao possibilitar-nos reformular, automatizar ou eliminar procedimentos de trabalho anteriormente existentes.

*Qualidade Total*

Em 1991, instituímos em toda a companhia um programa de controle de qualidade denominado "Qualidade Total." Em 1999, adotamos o Projeto de Organização para Padronização Internacional, por meio do qual certificamos que partes diferentes de nossas operações e administração apresentam qualidade superior de acordo com padrões internacionais chamados ISO 9000 e ISO 14000. Várias áreas de nosso negócio, tais como certos escritórios de atendimento ao consumidor, centrais de chamada, laboratórios, oficinas e equipes de engenharia receberam o certificado ISO 9000. A usina hidrelétrica de Nova Ponte recebeu o certificado ISO 14000 em relação às suas operações, represa e reserva natural circundante. Nossa meta é certificar a totalidade de nossos processos operacionais e de gerenciamento.

Como parte do programa de Qualidade Total, instituímos também um programa com ênfase na educação dos empregados. A participação nesse programa, denominado Círculos de Controle de Qualidade, ou CCQ, é voluntária e aberta a todos os nossos empregados. Em 31 de março de 2001, foram registrados 470 CCQs envolvendo 3.400 empregados, ou 29% de toda nossa força de trabalho. Os CCQs realizam reuniões semanais para tratar de problemas operacionais e técnicos, assim como suas soluções.

Ativo Imobilizado

Nossos principais bens consistem das usinas de geração de eletricidade e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido de nosso ativo imobilizado total foi de R$10.313 milhões em 31 de março de 2001 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 46% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 51% e outros ativos imobilizados diversos representaram 3%. A vida útil estimada de nossas usinas hidrelétricas é aproximadamente 50 anos e de nossas usinas termelétricas é aproximadamente 25 anos. Nossas instalações são em geral adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às suas finalidades a que se destinam.

**Item 5 - Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras**

*V.Sa. deverá ler as informações contidas nesta seção em conjunto com nossas demonstrações financeiras contidas em outras partes do presente Termo de Registro. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com os GAAP Norte-americanos e apresentadas em reais.*

Introdução

Somos uma empresa elétrica de economia mista e totalmente integrada dedicada sobretudo à geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais. Em 31 de março de 2001, éramos a quinta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil segundo medição pela capacidade total instalada e somos a segunda maior empresa de geração de energia elétrica do Brasil, segundo medição em GWh de eletricidade vendida a consumidores finais. Fornecemos aproximadamente 84% da eletricidade consumida em Minas Gerais no período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia-Clientes e Faturamento." Em 31 de março de 2001, geramos eletricidade em 38 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, com capacidade instalada total de geração de 5.633 MW, respondendo as usinas hidrelétricas por 5.461 MW desse total. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Geração e Compra de Eletricidade." O Governo Estadual é nosso acionista controlador e estabelece nossa estratégia operacional e de longo prazo.

Detemos participação nas seguintes companhias:

- Sá Carvalho S.A. (participação de 100%). Sá Carvalho S.A. dedica-se à produção e venda de energia elétrica e detém a concessão para operar a usina hidrelétrica de Sá Carvalho.

- Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100%). A Usina Térmica Ipatinga S.A. é uma PPE dedicada à produção e venda de energia elétrica na usina termelétrica e a vapor de Ipatinga.

- Gasmig (participação de 95,12%). Gasmig, empresa dedicada à produção, aquisição, armazenamento, transporte e distribuição de gás natural e produtos correlatos.

- Infovias (participação de 49,42%). Infovias fornece rede para a prestação de serviços de transmissão de telecomunicações de banda larga e serviços correlatos.

Nos períodos cobertos pela presente análise operacional, as empresas mencionadas acima não contribuíram de forma relevante para os nossos resultados das operações.

Desverticalização

*Introdução*

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG, que centraliza sua administração. No entanto, nos úl-timos anos, o Setor Elétrico Brasileiro tem passado por modi-ficações fundamentais e desregulamentação. Vide "O Setor E-létrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias – Metas de Reforma" contido no Anexo A. Em conseqüência, de acordo com nossas concessões e compromissos contratuais celebrados com a ANEEL, estamos obrigados a alterar nossa estrutura co-mercial e societária e "desverticalizar" nossas operações de geração, transmissão e distribuição. Esse processo de des-verticalização, ou reestruturação, resultará em uma nova es-trutura organizacional na qual cada um de nossos negócios de geração, transmissão e distribuição desenvolverá suas opera-ções como empresa separada, para fins administrativos, le-gais, regulatórios e fiscais. Cada uma dessas empresas sepa-radas será uma subsidiária integral da CEMIG e será consoli-dada com a CEMIG para fins de reporte financeiro. Submetemos nosso plano de reestruturação à ANEEL. Segundo nossas esti-mativas, a desverticalização será concluída até o final de 2001, sujeito à adoção da legislação específica pelo poder legislativo de Minas Gerais e aprovação do acionista. Vide "Item 3.

Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Ati-nentes à Cemig" e Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização."

*Reporte Financeiro e Considerações Fiscais*

Segundo prevemos, a desverticalização não acarretará diferenças relevantes na apresentação de nossas demonstrações financeiras pela CEMIG em conformidade com os GAAP Norte-americanos ou os GAAP Brasileiros, visto que os resultados das novas subsidiárias de geração, transmissão e distribuição serão consolidados com os da Companhia. Tampouco prevemos a alteração de nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, como conseqüência da desverticalização. Segundo nossas previsões, nossos resultados das operações não serão prejudicados em conseqüência da incidência de impostos brasileiros sobre receitas, descritos na análise operacional abaixo na categoria "outros impostos." Atualmente incidem impostos sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de 3,65%. Subseqüentemente à desverticalização, prevemos que os impostos sobre receita serão cobrados das subsidiárias com relação às receitas da subsidiária de geração e, separadamente, com relação às receitas da subsidiária de distribuição.

Tarifas

No passado, nossos resultados das operações foram significativamente afetados por flutuações dos níveis de tarifas que estamos autorizados a cobrar pela geração e distribuição de eletricidade. O processo de fixação de tarifas no Brasil tem sido historicamente influenciado por tentativas do governo de controle da inflação. Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro iniciada em 1995 e nos termos da renovação do contrato de concessão por nós assinado com a ANEEL em 1997, houve alterações significativas no processo de fixação de tarifas. Com base no novo regime regulatório, aplicam-se três estruturas de tarifas diferentes. Primeiro, a eletricidade que distribuímos a clientes "cativos" (aqueles que não dispõem de meios alternativos de fornecimento de eletricidade, incluindo clientes residenciais, comerciais e a maioria dos industriais) é fornecida a tarifas ajustadas anualmente, sendo o aumento percentual determinado por referência a uma fórmula que leva em conta aumentos de custo incorridos pela Companhia no exercício anterior. Segundo, a eletricidade que atualmente compramos de outros fornecedores e que vendemos a outros fornecedores está sujeita a tarifas fixadas pela ANEEL, contudo, no período de quatro anos a partir de 2003, 25% da eletricidade vendida ao ano no mercado atacadista serão em grande parte não regulamentados, deixando de ser controlados pelo regime de fixação de tarifas da ANEEL. Em terceiro lugar, podemos atualmente celebrar contratos de fornecimento de eletricidade a tarifas livremente negociadas com nossos clientes, principalmente grandes empreendimentos industriais que optarem por não se sujeitar ao regime de fixação de tarifas da ANEEL. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias -Tarifas" contido no Anexo A.

Análise de Vendas de Eletricidade e Custo de Eletricidade Comprada

Cobramos dos clientes "cativos" seu consumo efetivo de eletricidade em cada período de faturamento de 30 dias a tarifas especificadas. Certos clientes industriais de grande porte, classificados como Grupo "A", são cobrados de acordo com a capacidade de eletricidade que lhes é disponibilizada de acordo com disposições contratuais por nós, sendo as tarifas ajustadas de acordo com o consumo durante períodos de pico de demanda, bem como com as necessidades de capacidade que ultrapassarem o volume contratado.

Em geral, as tarifas da eletricidade por nós comprada são determinadas por referência à capacidade contratada, bem como aos volumes efetivamente usados. No caso de Itaipu, temos o compromisso de comprar 17% do montante de sua capa-cidade que o Brasil está obrigado a comprar a um preço fixo denominado em dólares pago três vezes por mês a taxas de câmbio determinadas por ocasião de cada pagamento.

A tabela a seguir apresenta a tarifa média (em reais por MWh) e volume (por GWh) componentes da compra e venda de eletricidade nos períodos indicados. Essas tarifas médias representam receitas segundo a classe de consumidor divididas pelos MWh utilizados por essa classe. Por conseguinte, essas tarifas médias não refletem necessariamente tarifas e uso efetivos por parte de uma classe específica de usuário final durante qualquer período em particular.

| | Período de três meses findo em31 de março de | | Exercício findo em 31 de dezembro de | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | **2001** | **2000** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Vendas de Eletricidade: | | | | | |
| Tarifa média a consumidores finais (R$/MWh) | | | | | |
| Tarifa Industrial | 74,44 | 68,36 | 74,82 | 66,56 | 57,80 |
| Tarifa Residencial | 233,71 | 202,94 | 215,19 | 179,95 | 157,35 |
| Tarifa Comercial | 183,97 | 164,70 | 176,93 | 155,77 | 136,21 |
| Tarifa Rural | 123,15 | 114,95 | 113,73 | 99,81 | 87,98 |
| Serviços públicos e outros | 123,47 | 111,03 | 120,01 | 105,56 | 92,25 |
| Total de vendas a consumidores finais (GWh) | | | | | |
| Consumidores Industriais | 5.728 | 5.216 | 22.247 | 20.805 | 21.466 |
| Consumidores Residenciais | 1.922 | 1.898 | 7.576 | 7.448 | 7.285 |
| Consumidores Comerciais | 972 | 906 | 3.584 | 3.334 | 3.147 |
| Consumidores Rurais | 371 | 316 | 1.676 | 1.633 | 1.504 |
| Serviços públicos e outros consumidores | 609 | 587 | 2.425 | 2.358 | 2.266 |
| Tarifa média | 122,40 | 111,22 | 117,59 | 102,77 | 88,51 |
| Receita total (milhões de R$) | 1.194 | 989 | 4.478 | 3.678 | 3.159 |
| Vendas a distribuidores e outros: | | | | | |
| Volume (GWh) | 153 | 1.520 | 4.937 | 3.708 | 4.184 |
| Tarifa média (R$/MWh) | 54,54 | 32,26 | 29,43 | 17,08 | 31,50 |
| Receita total (milhões de R$) | 8 | 49 | 145 | 63 | 132 |
| Compras de Eletricidade de Itaipu: | | | | | |
| Volume (GWh) | 3.439 | 3.430 | 13.967 | 13.909 | 14.074 |
| Custo médio (R$/MWh) | 62,22 | 49,85 | 50,90 | 51,53 | 31,97 |
| Custo total (milhões de R$) | 214 | 171 | 711 | 717 | 450 |

Impacto da Conta CRC

Nossa liquidez, bem como o item “outras receitas” constantes em nossas demonstrações do resultado, são afetados por pagamentos efetuados em relação à Conta CRC, as contas que temos a receber do Governo Estadual. O saldo da conta CRC em 31 de março de 2001 era de R$994 milhões, incluindo R$234 que rendem juros à taxa de 6% ao ano, sujeitos a correção monetária. Estamos em negociação com o Governo Estadual quanto aos prazos de pagamento do saldo dessas dívidas. Vide Nota Explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras intercalares e Notas Explicativas 2(k) e 3 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício e o “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à Cemig.”

Taxas de Câmbio

Praticamente a totalidade de nossas receitas e a maior parte de nossas despesas operacionais são denominadas em reais. Temos níveis significativos de dívida e outras responsabilidades em moeda estrangeira. Em conseqüência, em períodos de reporte nos quais há desvalorização do real frente o dólar ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados das operações são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de variação monetária decorrentes de variação poderão ter impacto significativo sobre nossos resultados das operações em períodos de ampla oscilação do

valor do real em relação ao dólar ou de inflação alta. Temos vários contratos financeiros e de outra natureza em decorrência dos quais devemos, ou temos direito a, valores referentes a variação monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Vide a Nota Explicativa 13 de nossas demonstrações financeiras intercalares e as Notas Explicativas 2(d) e 20 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício. Embora tenhamos de quando em quando avaliado impor limites à nossa exposição a endividamento em moeda estrangeira por meio de hedge de transações e outros derivativos, até o momento não recorremos a essas técnicas em grau significativo. Vide as Notas Explicativas 8 e 14 de nossas demonstrações financeiras intercalares e Notas 12 e 23 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

Período de Três Meses Encerrado em 31 de março de 2001 ("Período Intercalar 2001") em Comparação com o Período de Três Meses Encerrado em 31 de março de 2000 ("Período Intercalar 2000")

*Receita Operacional*

A receita operacional, líquida de imposto de valor agregado (ICMS), aumentou 15,2% passando de R$881 milhões no Período Intercalar 2000, para R$1.015 milhão, no Período Intercalar 2001, em razão do aumento de 20,7% nas vendas a consumidores finais parcialmente compensado por uma diminuição de 83,7% nas vendas de eletricidade ao Sistema Interligado.

O aumento de 20,7% das vendas a consumidores finais, passando de R$989 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$1.194 milhões, no Período Intercalar 2001, deveu-se a uma combinação de tarifas médias mais elevadas e volumes de eletricidade maiores vendidos no Período Intercalar 2001 em comparação ao Período Intercalar 2000. A tarifa média aumentou 10,1%, passando de R$111,22 por KWh, no Período Intercalar 2000, a R$122,40 por KWh, no Período Intercalar 2001, em conseqüência de aumento de tarifas de 12,2%, vigente a partir de 15 de maio de 2000. O volume de vendas de eletricidade a consumidores finais aumentou 7,4%, em razão, principalmente, do aumento de uso nos mercados industriais e comerciais, refletindo em parte o acréscimo de 214.000 novos clientes entre 31 de março de 2000 e 31 de março de 2001.

As vendas de eletricidade ao Sistema Interligado diminuíram 83,7%, passando de R$49 milhões, no Período Intercalar 2000, a R$8 milhões no Período Intercalar 2001, em razão do menor volume de energia disponível e a conseqüente redução de 89,93% no volume de eletricidade vendida no Período Intercalar de 2001, parcialmente compensado por um aumento de 68,7% na tarifa média, passando de R$32,3 no Período Intercalar de 2000 para R$54,5 no Período Intercalar de 2001. O aumento da tarifa média reflete dois fatores: vendas de volumes maiores ao Sistema Interligado a tarifas do mercado à vista, consideravelmente mais altas que as tarifas normais, refletindo vendas a outras concessionárias com a finalidade de atender suas exigências de curto prazo enquanto pendente de conclusão nova capacidade de usina; e o aumento verificado no Período Intercalar 2001 de tarifas médias programadas, que são as mesmas para vendas ao Sistema Interligado e para vendas a consumidores finais, que são resumidas acima.

As receitas provenientes do uso da Rede Básica por outras concessionárias aumentaram 15,6%, passando de R$32 milhões, no Período Intercalar 2000, para R37 milhões, no Período Intercalar 2001, substancialmente em razão do aumento de 13,2% da tarifa que passou a vigorar em junho de 2000. Esse aumento ocorreu em virtude de uma resolução da ANEEL de julho de 1999 que prevê que, concessionárias de transmissão, como nós, deveriam começar a receber pagamentos do ONS proveniente de taxas pagas por outras concessionárias para seu uso da Rede Básica. De maneira similar, o uso da Rede Básica, sob o item custos e despesas operacionais, diz respeito ao pagamento efetuado por nós de encargos referentes a nosso uso da Rede Básica valendo-se da infra-estrutura de transmissão de propriedade de outras concessionárias. Vide Item 4. Informações sobre a Companhia – Transmissão".

*Outras receitas*

Outras receitas operacionais aumentaram 22,2%, passando de R$27 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$33 milhões, no Período Intercalar 2001, em razão de aumento de R$8 milhões em receitas da Gasmig, parcialmente compensado pela redução em R$2 milhões nas receitas de serviços relativos a nossa atividade de distribuição, incluindo inspeção, ligação, leitura de medidor e outros serviços. Vide Nota

Explicativa 11 de nossas demonstrações financeiras intercalares e "O Setor Elétrico Brasileiro" contido no Anexo A.

*Custos e despesas operacionais*

Os custos e despesas operacionais aumentaram 20,6%, passando de R$814 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$982 milhões, no Período Intercalar 2001, em conseqüência, principalmente, de aumentos em eletricidade comprada para revenda, custos com pessoal e pensão. Vide as Notas Explicativas 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

A eletricidade comprada para revenda consiste principal-mente de compras efetuadas a Itaipu, da qual somos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17% da capa-cidade a preços expressos em dólares dos Estados Unidos, e em menor grau, de outras concessionárias do mercado atacadista a tarifas à vista. A eletricidade comprada para revenda aumentou 23,4%, perfazendo R232 milhões, no Período Intercalar 2001, contra R$188 milhões no Período Intercalar 2000, em conseqüência, principalmente, de um aumento de 8,0% nas tarifas denominadas em dólares dos Estados Unidos para compras de Itaipu e a desvalorização de 10,6% do real contra o dólar dos Estados Unidos durante o Período Intercalar 2001. Vide a Nota Explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

Depreciação e amortização aumentaram 8,2%, passando de R$146 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$158 milhões, no Período Intercalar 2001, em conseqüência, principalmente, do início de operação de novas linhas e redes de distribuição e transmissão. Vide a Nota Explicativa 7 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

A despesa com pessoal aumentou 48,1%, passando a R$160 milhões, no Período Intercalar 2001, em comparação com R$108 milhões, no Período Intercalar 2000, em conseqüência, principalmente, a aumentos de salário de 5,4% e 6,2%, implementados em julho de 2000 e novembro de 2000, respectivamente, e a provisão de R$30 milhões relacionado ao programa de demissão voluntária, registrado em março de 2001. Vide Nota Explicativa 9 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

Os encargos regulatórios aumentaram 6,7%, passando de R$105 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$112 milhões, no Período Intercalar 2001, refletindo aumentos, em menor grau, de componentes importantes deste item: encargos CCC, Reserva Global de Reversão, ou RGR, encargos e compensação para uso da terra. A CCC é uma cota de uso de combustível cobrada de companhias elétricas destinada a financiar reembolsos efetuados a operadoras de usinas de geração termelétricas, pelo uso, por essas usinas, e correspondente custo, de combustíveis fósseis, e nós efetuamos o nosso quinhão proporcional. Ademais, como operadora de uma usina termelétrica, recebemos reembolso de nossos custos com combustível usado na usina. Vide "-Outras receitas," acima. O aumento dos encargos da CCC deveu-se ao aumento de quotas A RGR administrada pela Eletrobrás e cujos recursos são providos por tributos incidentes sobre empresas elétricas - 2,5% dos ativos em serviço até um limite de 3% da receita operacional total – tem por finalidade reembolsar às companhias elétricas seus investimentos quando da expiração de suas concessões. Vide a Nota Explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares e "O Setor Elétrico Brasileiro Matérias Legais e Regulatórias – Encargos Regulatórios" contido no Anexo A.

Os encargos pelo uso da Rede Básica aumentaram 17,9%, perfazendo R$66 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com R$56 milhões no Período Intercalar 2000, em razão, principalmente do aumento da tarifa em 14,68% em junho de 2000. Para nós, esses encargos relacionam-se, em sua maioria, ao custo com transporte da eletricidade comprada de Itaipu.

Os custos com pensão aumentaram 27,1%, perfazendo R$75 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com R$59 milhões no Período Intercalar 2000 em razão do aumento do custo de juros sobre a obrigação do benefício estimada no período.

Outras despesas aumentaram 20,9%, passando de R$43 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$52 milhões, no Período Intercalar 2001, principalmente em conseqüência do reconhecimento de R$123 milhões (comparado a R$11 milhões no Período Intercalar 2000 relacionados à alienação do ativo fixo. Ademais, registramos uma provisão para litígio civil no valor de R$13 milhões, parcialmente compensado

por uma reversão de provisões para reivindicações trabalhistas no valor de R$12 milhões no Período Intercalar 2001. Vide Notas Explicativas 12 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 11,9%, perfazendo R$47 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com R$42 milhões, no Período Intercalar 2000, em razão da subcontratação de serviços adicionais junto a fornecedores externos e aumentos significativos de índice de preço referentes a contratos de prestação de serviços existentes durante o Período Intercalar 2001. Os serviços significativos prestados por terceiros incluem cobrança de contas por bancos comerciais e manutenção e reparo de sistema.

Outros impostos aumentaram 15,4%, passando de R$39 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$45 milhões, no Período Intercalar 2001, em conseqüência, principalmente, do aumento de nossa receita operacional no Período Intercalar 2001. Outros impostos consistem da COFINS, cobrado à alíquota de 3% , e a contribuição social para o PIS-PASEP, cobrada à alíquota de 0,65%.

*Lucro operacional*

Em conseqüência dos fatos expostos acima, o lucro operacional diminuiu 50,7%, passando de R$67 milhões, no Período Intercalar 2000, para R$33 milhões no Período Intercalar 2001.

*Receita Financeira (despesas)*

Receita financeira (despesas) consistem de (i) receita financeira que inclui receita de investimento, encargos mora-tórios cobrados de clientes, reversões de multas e juros regulatórios, receita de juros sobre a Conta CRC, ganhos com variação monetária e ganhos cambiais e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida, juros e multas sobre impostos, perdas com a variação no índice de preço, perda cambial e outras despesas. A receita financeira (despesa) apresentaram despesas de R$92 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com a receita de R$44 milhões, no Período Intercalar 2000, em razão, principalmente, da perda cambial de R$140 milhões da depreciação de 10,6% do real contra o dólar dos Estados Unidos durante o Período Intercalar de 2001. Em comparação, houve uma apreciação de 2,3% do real contra o dólar dos Estados Unidos no Período Intercalar de 2000. Vide Notas Explicativas 8 e 13 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

*Impostos de Renda*

Os impostos de renda constituíram um crédito de R$47 milhões sobre a perda antes do imposto de R$59 milhões no Período Intercalar 2001 em comparação com uma despesa de R$35 milhões sobre o lucro antes do imposto de R$111 milhões no Período Intercalar de 2000. Vide Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras intercalares.

*Lucro líquido*

Em conseqüência dos fatos expostos acima, apresentamos um prejuízo líquido de R$12 milhões no Período Intercalar 2001 em comparação ao lucro líquido de R$76 milhões no Período Intercalar 2000.

*Outro lucro (prejuízo) consolidado*

Outro lucro (prejuízo) consolidado constituiu lucro de R$9 milhões no Período Intercalar 2001, em comparação com o lucro de R$2 milhões no Período Intercalar 2000. Esse aumento é conseqüência de lucros não realizados sobre valores mobiliários disponíveis para venda reconhecidos no patrimônio líquido.

*Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado*

Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado apresentou um prejuízo de R$3 milhões no Período Intercalar de 2001, em comparação com o lucro de R$78 milhões no Período Intercalar 2000.

Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 2000 Em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 1999

*Receita Operacional*

A receita operacional, líquida de ICMS, aumentou 26,4%, perfazendo R$3.930 milhões em 2000, em comparação com R$3.109 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento de 21,8% em vendas a consumidores finais e aumentos de menor monta em vendas Sistema Interligado e taxas para uso da Rede Básica.

O aumento de 21,8% em vendas a consumidores finais, perfazendo R$4.478 milhões em 2000 contra R$3.678 milhões em 1999, deveu-se a uma combinação da tarifa média e volumes de eletricidade vendida mais altos em 2000 em comparação a 1999. A tarifa média aumentou 14,4%, perfazendo R$117,59 por KWh em 2000, em comparação com R$102,77 por KWh em 1999, em razão de um aumento na tarifa de 12,2% que se tornou efetivo em 15 de maio de 2000 e dois aumentos de tarifas em 1999; 16,3% e 3,9% em abril e junho de 1999, respectivamente, que refletiram nas tarifas médias para todo o ano de 2000, porém, parcialmente em 1999. O volume de vendas de eletricidade a consumidores finais aumentou 5,4%, em razão, principalmente, ao maior uso dos mercados industriais e comerciais, refletindo, em parte, o aumento de aproximadamente 224.000 novos clientes em todos os segmentos durante o ano de 2000.. .

As vendas de eletricidade ao Sistema Interligado aumentaram 130,2%, perfazendo R$145 milhões em 2000, em comparação com R$63 milhões em 1999, em razão de um aumento de 72,3% na tarifa média, para R$29,43 em 2000, comparado a R$17,08 em 1999, e de um aumento de 33,1% no volume de energia elétrica vendida. O aumento da tarifa média reflete dois fatores: volumes mais altos de vendas ao Sistema Interligado nas tarifas do mercado à vista, que são consideravelmente mais altas do que tarifas normais, refletindo vendas para o cumprimento de exigências de curto prazo de concessionárias pendente sua complementação da capacidade da nova usina; e o aumento realizado em 2000 das tarifas médias programadas, que são as mesmas para vendas no Sistema Interligado para vendas a usuários finais, que estão resumidas acima.

As receitas de uso da Rede Básica por parte de outras concessionárias aumentaram 95,8%, passando de R$71 milhões em 1999, para R$139 milhões em 2000. Esse aumento é conseqüência do efeito da instituição pela ANEEL, em julho de 1999, da resolução que prevê que as concessionárias de transmissão, como nós, começariam a receber pagamentos de ONS derivados de taxas pagas por outras concessionárias para seu uso da Rede Básica. De maneira similar, o uso da Rede Básica, sob o item custos e despesas operacionais, diz respeito ao pagamento efetuado por nós de encargos referentes a nosso uso da Rede Básica valendo-se da infra-estrutura de transmissão de propriedade de outras concessionárias. Vide “Item 4. Informações Sobre a Companhia - Transmissão”. .

*Outras Receitas*

Outras receitas operacionais aumentaram 33,3%, passando de R$93 milhões em 1999, para R$124 milhões em 2000, em razão de aumento de R$30 milhões em receitas da Gasmig, nossa subsidiária, refletindo 58% de crescimento período a período e um aumento de R$6 milhões em serviços relacionados à nossa atividade de distribuição, incluindo inspeção, ligação, lei-tura de medidor e outros serviços. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro” contido no Anexo A.

*Custos e despesas operacionais*

Os custos e despesas operacionais aumentaram 18,3%, passando de R$2.950 milhões em 1999, para R$3.490 milhões em 2000, em conseqüência, principalmente, dos aumentos dos encargos regulatórios, encargos para uso da Rede Básica e de eletricidade comprada para revenda. Vide as Notas Explicativas 19 de nossas demonstrações do encerramento do exercício.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas a Itaipu, da qual somos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17% da capa-cidade a preços expressos

em dólares dos Estados Unidos, e em menor grau, de outras concessionárias do mercado atacadista a tarifas à vista. A eletricidade comprada para revenda aumentou 12,7%, perfazendo R$819 milhões em 2000, contra R$727 milhões em 1999, em conseqüência, principalmente, do volume de compras mais elevado a tarifas à vista no mercado atacadista, enquanto as compras de Itaipu eram essencialmente estáveis em termos de volume e preços em 2000 em comparação com 1999. Vide a Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

O item depreciação e amortização aumentou em 5%, passando de R$555 milhões em 1999, para R$583 milhões em 2000, em razão, principalmente, da entrada no serviço de redes e linhas de distribuição e transmissão adicional . Vide Nota Explicativa 8 de nossas demonstrações financeiras do encerra-mento do exercício.

As despesas com pessoal aumentaram 19,2%, de R$391 milhões em 1999, comparado com R$466 milhões em 2000, em razão, principalmente, dos aumentos de salários de 2,2%, 5,4% e 6,2% implementados em janeiro de 2000, julho de 2000 e novembro de 2000, respectivamente, e, em menor grau, a uma redução de R$ 20 milhões no valor da despesa trabalhista capitalizada em virtude da redução da construção em andamento em 2000 em comparação com 1999. Esses fatores mais do que compensaram uma redução de 1,8% na redução de pessoal para 11.603 empregados em 2000 em comparação com 11.810 empregados em 1999.

Os encargos regulatórios aumentaram 67,8%, passando de R$258 milhões em 1999, em comparação com R$433 milhões em 2000, em conseqüência, principalmente, de um aumento de 110,5% nos encargos da CCC em 2000 que representou R$282 milhões, em comparação com R$134 milhões em 1999, e, em menor grau, a um aumento de R$22 milhões nos encargos RGR, passando de R$82 milhões em 1999, para R$104 milhões em 2000. O aumento nos encargos da CCC decorre do aumento de quotas atribuíveis a custos de combustível fóssil durante 2000 e uso da capacidade aumentado da termoelétrica em 2000.

Os encargos para uso da Rede Básica aumentaram 60,9%, perfazendo R$243 milhões em 2000, em comparação com R$151 milhões em 1999. Como demonstrado acima em "- Lucros Operacionais", este encargo de uso foi instituído em julho de 1999, conforme a resolução da ANEEL. Para nós, esses encargos relacionam-se à maior parte do custo de transporte de eletricidade comprada de Itaipu.

Os custos de pensão aumentaram 23,3%, perfazendo R$238 milhões em 2000, em comparação a R$193 milhões em 1999, como conseqüência da variação do custo de juros no período. Vide Nota Explicativa 15 das nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

Outras despesas diminuíram 28,3%, perfazendo R$208 milhões em 2000, em comparação com R$290 milhões em 1999, principalmente em razão de contingências legais e regulatórias; disputas significativas de tarifas; reclamações trabalhistas e reservas para contas duvidosas, diminuíram para R$15 milhões em 2000, em comparação com R$120 milhões em 1999. Essa diminuição foi parcialmente compensada em despesas com publicidade e seguro. Vide "Item 8. Informações Financeiras – Processos" e Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 27,5%, perfazendo R$195 milhões em 2000, em comparação com R$153 milhões em 1999, em razão de serviços adicionais subcontratados de fornecedores externos e aumentos do índice de preço relacionados a contratos de serviço existentes, refletindo aumentos significativos sobre os índices de 1999. Serviços significativos de terceiros incluem cobrança de faturas por bancos comerciais e sistema de reparo e manutenção.

Outros impostos aumentaram 27,0%, passando de R$137 milhões em 1999, para R$174 milhões em 2000, em razão, principalmente, do aumento em nosso lucro operacional em 2000. O item outros impostos consiste do imposto sobre a receita do COFINS, cobrado à taxa de 3% (que aumentou de 2% em 1999), e o imposto da contribuição social PIS-PASEP sobre a receita, cobrada à taxa de 0,65%.

*Lucro Operacional*

Em razão do acima exposto, o lucro operacional aumentou 176,7%, passando de R$159 milhões em 1999, para R$440 milhões em 2000.

*Receita (despesa) Financeira*

Receita (despesa) financeira inclui (i) receita financeira, que inclui receita de investimento; encargos sobre contas de usuários atrasadas, reversão de multas e juros regulatórios, receita de juros sobre a conta CRC, lucros de variação monetária e lucros cambial e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida, juros e multas sobre impostos, perdas de variação monetária líquido de lucros, perda cambial e outras despesas. A receita (despesa) financeira aumentou para R$42 milhões em despesa em 2000 comparado com a despesa de R$295 milhões em 1999, em razão, principal-mente, da diminuição de R$260 milhões da despesa financeira relacionada, principalmente, à perda cambial e perda da variação monetária em virtude dos seguintes fatores: (i) depreciação do real em 9,3% contra o dólar durante 2000, em comparação com 48% em 1999; e (ii) o índice do IGP-M, que mede as variações da inflação e é utilizado para reajustar a maior parte de nossa dívida denominada em real, aumentou 9,8% em 2000 comparado a 20,0% em 1999. Vide Nota Explicativa 20 das nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

*Impostos de Renda*

Os impostos de renda apresentaram despesa de R$32 milhões em receita antes do imposto de R$398 milhões em 2000 comparado ao crédito de R$114 milhões em perda antes do imposto de R$136 milhões em 1999. Uma dedução de R$62 milhões relacionado a juros pagos sobre o capital ajudou a reduzir a provisão dos impostos de renda em 2000. Vide “Item 8 – Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos” e Nota Explicativa 4 das nossas demonstrações financeiras do encerramento do exercício.

*Lucro Líquido*

Em razão do acima exposto, tivemos um lucro líquido de R$366 milhões em 2000, comparado ao prejuízo líquido de R$22 milhões em 1999.

*Outro lucro (prejuízo) consolidado*

Outro lucro (prejuízo) consolidado apresentou a receita de R$19 milhões em 2000 comparado ao prejuízo de R$168 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento significativo em nossas obrigações de benefício projetadas em 1999 de acordo com FAS-87 relacionadas ao nosso plano de pensão e redução na variação do índice IGP-DI sobre tais obrigações, que representaram 10% em 2000 comparado a 20,1% em 1999.

*Lucro (prejuízo) líquido após outra receita consolidada*

O lucro líquido após outra receita consolidada representou R$385 milhões em 2000 em comparação com uma perda de R$ 190 milhões em 1999.

Exercício Encerrado em 31 de Dezembro de 1999 Em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 1998

*Receita Operacional*

A receita operacional, líquida de ICMS, aumentou 16,2%, perfazendo R$3.109 milhões em 1999, em comparação com R$2.675 milhões em 1998, em razão do aumento de 16,4% em vendas a consumidores finais, parcialmente compensado pela diminuição de 52,3% em vendas ao Sistema Interligado.

O aumento de 16,4% em vendas a consumidores finais, perfazendo R$3.678 milhões em 1999 contra R$3.159 milhões em 1998, deveu-se a aumento de 16,1% na tarifa média em 1999, perfazendo R$102,77, em comparação com R$88,51 em 1998. As tarifas aumentaram 3,9% em junho de 1999, 16,3% em abril de 1999 e 4,5% em abril de 1998, tendo apenas o último aumento impacto sobre 1998. O efeito positivo dos aumentos de tarifas foi parcialmente compensado pela diminuição de 0,3% no volume de compra de eletricidade, devido principalmente à diminuição de 3,1% no consumo de clientes industriais em conseqüência da ampla fragilidade econômica existente no Brasil em 1999 em função da desvalorização do real no início desse ano. Apesar da economia frágil, em 1999 acrescentamos 237.000 novos clientes à nossa rede. Vide a Nota Explicativa 18 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

As vendas de eletricidade ao Sistema Interligado diminuíram 52,3%, perfazendo R$63 milhões em 1999, em comparação com R$132 milhões em 1998, em razão de marcante diminuição das vendas a FURNAS, que totalizaram 899 GWh em 1999, em comparação com 3.213 GWh em 1998, em conseqüência das reduções determinadas pela ANEEL do uso do sistema por participantes atacadistas, diminuição parcialmente compensada pelo aumento das tarifas médias em 1999, em comparação com 1998, conforme descrito no parágrafo anterior.

As receitas de uso da Rede Básica por parte de outras concessionárias aumentaram de forma marcante, passando de R$2 milhões em 1998, para R$71 milhões em 1999, em conseqüência da instituição, pela ANEEL, em julho de 1999, da política de cobrança de taxas de uso da Rede Básica e de outro lado, dos pagamentos a concessionárias de transmissão.

Outras receitas operacionais aumentaram 52,5%, passando de R$61 milhões em 1998, para R$93 milhões em 1999, em conseqüência de aumento de R$21 milhões nas receitas da Gasmig, representando crescimento período a período de 65,1%, e aumento de R$6 milhões nas receitas provenientes de serviços prestados a consumidores referentes a inspeção, ligação, leitura de medidor e outros serviços relacionados a nosso negócio de distribuição.

*Custos e despesas operacionais*

Os custos e despesas operacionais aumentaram 18,3%, perfazendo R$2.950 milhões em 1999, em comparação com R$2.494 milhões em 1998, em razão, principalmente, de aumentos de custos de eletricidade comprada para revenda, outras despesas, depreciação e amortização e encargo de uso da Rede Básica, parcialmente compensados por diminuição significativa do custo com pensão.

A eletricidade comprada para revenda aumentou 51,1%, perfazendo R$727 milhões em 1999, em comparação com R$481 milhões em 1998. Substancialmente a totalidade do aumento reflete o aumento de nossos custos com compra de eletricidade de Itaipu, denominados em dólares dos Estados Unidos, e a desvalorização de 48,0% do real frente ao dólar em 1999. As compras de volume foram relativamente constantes em 1999 em comparação com 1998 e, em 1999, conseguimos reduzir o custo de compras à vista de eletricidade, mais caro que o das compras contratadas, em R$21 milhões.

Depreciação e amortização aumentaram 25,9%, passando de R$441 milhões em 1998, para R$555 milhões em 1999, em conseqüência de aumento das taxas de depreciação programadas determinadas pela ANEEL e o início de operação de ativos fixos adicionais, inclusive da usina elétrica de Miranda de R$1.268 milhão, que entrou em funcionamento em setembro de 1998.

A despesa com empregados diminuiu 4,2%, passando de R$408 milhões em 1998, para R$391 milhões em 1999, em razão de redução de 2,9% do número médio de funcionários, que passou de 12.165 em 1998 para 11.810 em 1999, parcialmente compensada por aumentos totais de salários de 2% em maio e novembro de 1998 em conformidade com dissídios coletivos.

Os encargos regulatórios aumentaram 25,2%, passando de R$206 milhões em 1998, para R$258 milhões em 1999, em razão, principalmente, do aumento de vendas de eletricidade termelétrica verificado no sistema brasileiro em 1999, tendo como conseqüência o aumento de 39,6% dos encargos da CCC sobre a Companhia em 1999, totalizando R$134 milhões, em comparação com R$96 milhões em 1998. Ademais, os pagamentos de RGR aumentaram 18,8%, passando de R$69 milhões em 1998 para R$82 milhões em 1999,

em razão do aumento de ativos em operação, principalmente a usina de Miranda que entrou em funcionamento em setembro de 1998. Vide a Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício e o "Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias contido no Anexo A.

Outras despesas aumentaram 118,0%, passando de R$133 milhões em 1998 para R$290 milhões em 1999, em conseqüência, principalmente, de provisões de R$86 milhões (em comparação com crédito líquido de R$1 milhão em 1998) que utilizamos em relação a certas contingências (descritas no "Item 8. Informações Financeiras - Processos" e Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício) e de um aumento da reserva para contas duvidosas. São as seguintes as provisões de 1999: R$36 milhões (em comparação com R$2 milhões em 1998) referentes a reclamações de clientes industriais segundo as quais excedemos limites regulatórios de aumentos de tarifa em 1986; R$31 milhões (R$8 milhões em 1998) referentes a reclamações trabalhistas pleiteando remuneração por horas extras e adicional de periculosidade; R$15 milhões referentes à nossa reivindicação de inconstitucionalidade do FINSOCIAL (sem provisão em 1998); e R$4 milhão referentes a várias reclamações civis (R$11 milhões em 1998). Aumentamos a reserva para contas duvidosas em R$34 milhões (em comparação com R$3 milhões em 1998) em razão, principalmente, de uma alteração de critérios acerca de provisão para pagamentos vencidos. Ademais, reconhecemos R$75 milhões (em comparação com R$20 milhões em 1998) em razão da alienação do ativo fixo.

Os encargos de uso da Rede Básica aumentaram 112,7%, passando de R$71 milhões em 1998 para R$151 milhões em 1999, em conseqüência da modificação, por parte da ANEEL, em julho de 1999, das condições de uso. Anteriormente a essa data, os encargos devidos relacionavam-se principalmente ao transporte da eletricidade que somos obrigados a comprar de Itaipu.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 21,4%, passando de R$126 milhões em 1998 para R$153 milhões em 1999, em conseqüência, em grande parte, de aumentos de preços contratados sujeitos a correção monetária, inclusive serviço de cobrança de faturas, serviços temporários e manutenção e reparo de instalações, perfazendo R$9 milhões, R$7 milhões e R$5 milhões, respectivamente.

Outros impostos aumentaram 55,7%, perfazendo R$137 milhões em 1999, em comparação com R$88 milhões em 1998, em conseqüência do aumento de 2% para 3% da alíquota da COFINS em fevereiro de 1999 e, em menor grau, do aumento de 16,9% da receita operacional em 1999.

Os custos com pensão diminuíram 59,4%, passando de R$475 milhões em 1998 para R$193 milhões em 1999, em conseqüência, principalmente, do impacto verificado em 1998 de um encargo de R$203 milhões em função da interrupção de nosso plano de pensão, que passou a ser plano de contribuição definido. Vide a Nota Explicativa 15 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

*Lucro operacional*

Em conseqüência dos fatos expostos acima, o lucro operacional diminuiu 12,2%, perfazendo R$159 milhões em 1999, em comparação com R$181 milhões em 1998.

*Receita (despesa) Financeira*

A despesa financeira aumentou para R$295 milhões em 1999, em comparação com R$40 milhões em 1998, em conseqüência, principalmente, de aumento de R$355 milhões em perdas cambiais e com variação monetária decorrentes da desvalorização de 48% do real frente ao dólar em 1999 e do aumento de 20,1% do IGP-M em 1999, em comparação com 1,8% em 1998. Ademais, os juros sobre dívida aumentaram 103,4%, perfazendo R$120 milhões em 1999, em comparação com R$59 milhões, devido, em grande parte, ao fato de nosso custo com juros sobre o endividamento denominado em dólares, em termos reais, ser à época mais caro em razão da desvalorização da moeda brasileira. Estes fatores superaram em muito um aumento de R$61 milhões da receita de juros e variação monetária atribuível à Conta CRC em conseqüência do aumento da UFIR em 1999

*Impostos de Renda*

O crédito de imposto de renda foi R$114 milhões em 1999, em comparação com R$148 milhões em 1998, em conseqüência do prejuízo antes de impostos de R$136 milhões verificado em 1999, em comparação com lucro antes de impostos de R$141 milhões em 1998. As distribuições dedutíveis de juros sobre o capital próprio foram de R$69 milhões em 1999, em comparação com R$129 milhões em 1998. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

*Lucro líquido*

Em conseqüência dos fatos expostos acima, apresentamos prejuízo líquido de R$22 milhões em 1999, em comparação com lucro líquido de R$289 milhões em 1998.

*Outro lucro (prejuízo) consolidado*

Outro lucro (prejuízo) consolidado montou a R$168 milhões em 1999, em comparação com receita de R$1 milhão em 1998, em conseqüência do aumento de nossas obrigações de benefício projetadas nos termos do FAS 87 com relação ao plano de pensão e em conseqüência do impacto sobre essas obrigações da variação de 20% do IGP-DI.

*Lucro (prejuízo) líquido depois de outro lucro consolidado*

Em conseqüência dos fatos expostos acima, o prejuízo líquido foi de R$190 milhões em 1999, em comparação com lucro líquido de R$290 milhões em 1998.

Liquidez e Recursos de Capital

Nosso negócio é intensivo de capital. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Vide “Item 8. Informações Financeiras - Política e Pagamentos de Dividendos.” Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento.

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de março de 2001 totalizaram R$516 milhões, em comparação com R$303 milhões em 31 de dezembro de 2000. O caixa líquido gerado por atividades operacionais no Período Intercalar 2001 totalizou R$263 milhões. Em 31 de março de 2001, nem o nosso caixa, nem nosso equivalentes a caixa foram mantidos em outra moeda que não o real.

O caixa líquido provisionado por atividades financeiras no Período Intercalar 2001 totalizou R$45 milhões em conseqüência de recursos de R$89 milhões de empréstimos de longo prazo denominados em reais parcialmente compensados pela amortização de R$43 milhões em financiamento de longo prazo denominado em dólares e pagamento de R$1 milhão em dividendos e juros sobre o capital.

O caixa líquido empregado em atividades de investimento no Período Intercalar 2001 totalizou R$95 milhões, em conseqüência, principalmente, da compra de ativos imobilizados no valor de R$85 milhões, destinados, sobretudo, à construção de novas instalações de geração e à expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes.

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2000 totalizaram R$303 milhões, em comparação com R$86 milhões em 31 de dezembro de 1999. O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2000 foi de R$831 milhões. Os recursos de caixa consistiram principalmente da receita líquida de R$366 milhões para 2000. Em 31 de dezembro de 2000, nem nosso caixa, nem nosso equivalente de caixa foram mantidos em outra moeda que não reais.

O caixa líquido destinado a atividades financeiras em 2000 totalizou R$158 milhões, em conseqüência da amortização de R282 milhões de empréstimos denominados em real e pagamento de R$196

milhões de dividendos e juros sobre capital parcialmente compensados por recursos de empréstimos de longo prazo denominados em reais de R$271 milhões e R$49 milhões do resultado de empréstimos de longo prazo denominados em reais.

O caixa líquido utilizado em atividades de investimento em 2000 totalizou R$456 milhões, consistindo, principalmente, em conseqüência da compra de ativos imobilizados no valor de R$445 milhões, destinados, sobretudo, à construção de novas instalações de geração e a expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes.

Nosso endividamento em 31 de março de 2001 totalizou R$1.866 milhão, sendo composta de R$1.206 milhão em dívida de longo prazo, R$568 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo e R$92 milhões em empréstimos bancários a curto prazo. Em contrapartida, o endividamento em 31 de dezembro de 2000 de R$1.672 milhão compunha-se de R$1.088 milhão em dívida de longo prazo, R$502 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo e R$82 milhões em empréstimos bancários a curto prazo. De nossa dívida de longo prazo (inclusive a parcela corrente) em 31 de março de 2001, R$1.269 milhão era denominado em moeda estrangeira (sendo R$1.193 milhão denominado em dólares dos Estados Unidos) e R$505 milhões eram denominados em moeda brasileira. Vide a Nota Explicativa 8 de nossas demonstrações financeiras intercalares e a Nota Explicativa 12 de nossas demonstrações financeiras de encerramento de exercício.

Na qualidade de empresa de economia mista, estamos sujeitos a restrições nos termos da leis e regulamentos sobre financiamentos no Brasil relativos à nossa capacidade de obter financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes da realização de certas transações financeiras internacionais, e existem restrições sobre nossa capacidade de refinanciar a dívida existente obtida de instituições financeiras. Ademais, instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nós. As restrições mencionadas neste parágrafo não têm impedido a obtenção de financiamento embora não possamos afirmar que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco - Riscos Atinentes ao Brasil – Como uma empresa de economia mista, nós atualmente enfrentamos limitações sobre nossa capacidade de obter financiamento”.

Os dispêndios de capital para aquisição de imobilizado totalizaram R$85, R$445 milhões, R$427 milhões e R$481 milhões para Período Intercalar 2001 e nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998, respectivamente. A tabela a seguir apresenta nossos dispêndios de capital históricos para os períodos indicados em milhões de reais:

| | **Período de Três Meses encerrado em 31 de março de** | **Exercício Encerrado em 31 de dezembro de** | | |
|---|---|---|---|---|
| | **2001** | **2000** | **1999** | **1998** |
| Projetos de energia | 23 | 146 | 31 | 105 |
| Expansão da rede de transmissão | 4 | 10 | 4 | 72 |
| Expansão da rede de distribuição | 53 | 260 | 382 | 257 |
| Outros | 5 | 29 | 10 | 47 |
| Total | 85 | 445 | 427 | 481 |

Atualmente planejamos efetuar dispêndios de capital totalizando aproximadamente R$630 milhões em 2001. Espera-se que as principais destinações desses dispêndios sejam a expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Esperamos prover recursos a nossos dispêndios de capital para aquisição de imobilizado propostos e atender nossas demais exigências de liquidez

durante os próximos 12 meses por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. No decorrer do período, prevemos que será necessário realizar dispêndios significativos de capital relacionados à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar uma variedade de recursos de liquidez, tais como fluxo de caixa de operações e financiamentos, relacionados a tais exigências. Vide "Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco" para a análise de certas matérias que podem prejudicar nossa posição de liquidez.

**Item 6 - Conselheiros, Diretores e Empregados**

Conselheiros e Diretores

Somos administrados por nosso Conselho de Administração, que consiste de 11 conselheiros, e por nossa Diretoria, que consiste de seis diretores executivos. Em razão de sua participação acionária majoritária, o Governo Estadual tem direito de eleger a maior parte de nosso Conselho de Administração, podendo, por conseguinte, controlar a orientação e operações futuras da Companhia. Cada detentor de uma Ação Ordinária tem o direito de votar para eleger os membros do Conselho de Administração. Mediante o sistema de votação cumulativa estabelecido na Lei das Sociedades Anônimas brasileira e regulamentos da CVM, qualquer acionista detentor de, pelo menos, 5% das Ações Ordinárias em circulação podem cumular votos para um ou mais de um nomeado como membro de Conselho de Administração.

Conselho de Administração

Nosso Conselho de Administração em geral se reúne uma vez a cada dois meses. Suas responsabilidades incluem a fixação da estratégia societária, orientação geral de nossos negócios e eleição e fiscalização de nossos diretores.

Cada membro efetivo do Conselho de Administração possui um suplente, que é eleito nas assembléias gerais de acionistas da mesma forma que o membro efetivo. Conselheiros suplentes atuam como substitutos de seus respectivos conselheiros, de quando em quando, quando os conselheiros não estão disponíveis para desempenhar suas funções de conselheiros ou, no caso de vacância no Conselho de Administração, até que o novo conselheiro seja nomeado para preencher tal vacância. Nenhum membro efetivo ou membro suplente de nosso Conselho de Administração possui um contrato de serviço celebrado conosco ou qualquer subsidiária que prevê benefícios após rescisão do vínculo empregatício.

Os membros de nosso Conselho de Administração são eleitos para mandatos de três anos, podendo ser reeleitos. O quadro completo de conselheiros é eleito a cada três anos. Dos atuais 11 integrantes de nosso Conselho de Administração, sete foram eleitos pelo Governo Estadual e quatro pela Southern. Os mandatos dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram em abril de 2003. Os nomes, cargos e datas da nomeação original de nossos conselheiros e respectivos suplentes são os seguintes:

| Nome | Cargo | Data da Nomeação Original |
|---|---|---|
| Djalma Bastos de Morais[(1)] ..... | Conselheiro | 14 de janeiro de 1999 |
| Geraldo de Oliveira Faria ..... | Conselheiro | 14 de abril de 2000 |
| Alexandre de Paula Dupeyrat Martins..... | Conselheiro | 14 de janeiro de 1999 |
| Antônio Adriano Silva..... | Conselheiro | 14 de janeiro de 1999 |
| Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas ..... | Conselheiro | 14 de janeiro de 1999 |
| Cláudio José Dias Sales[(2)] ..... | Conselheiro | 17 de julho de 1997 |
| Oderval Esteves Duarte Filho[(2)] ..... | Conselheiro | 14 de abril 2000 |
| Nelcy Pereira Pena..... | Conselheiro | 2 de junho de 2000 |
| Sérgio Lustosa Botelho Martins[(2)] ..... | Conselheiro | 14 de abril de 2000 |
| David Travesso Neto[(2)] ..... | Conselheiro | 30 de abril de 2001 |

| Nome | Cargo | Data da Nomeação Original |
|---|---|---|
| Ataíde Vilela..... | Conselheiro | 4 de dezembro de 2000 |
| Marcello Lignani Siqueira..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Luiz Cláudio de Almeida Magalhães ..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Cláudio Gontijo ..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| José Luiz Ladeira Bueno | Suplente | 30 de abril de 2001 |
| Octacílio Machado Júnior..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Marc Leal Claassen(2)..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Geraldo Dannemann(2) ..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Guy Maria Villela Paschoal..... | Suplente | 30 de abril de 2001 |
| João Bosco Braga Garcia(2) ..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Marcelo Pedreira de Oliveira(2)..... | Suplente | 14 de abril de 2000 |
| Cristiano Corrêa de Barros | Suplente | 30 de abril de 2001 |

(1) Presidente do Conselho de Administração.
(2) Eleitos pela Southern..

Seguem-se breves informações biográficas sobre cada membro do Conselho de Administração:

Djalma Bastos de Morais - Sr. Morais é formado em engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. De 1995 a 1998, foi Vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A., a empresa de petróleo brasileira. De 1993 a 1994, Sr. Morais atuou como Ministro das Comunicações do Brasil. Sr. Morais ocupou também vários outros cargos, como diretor presidente da Telecomunicações de Minas Gerais S.A. -Telemig; gerente da Telecomunicações Brasileiras S.A. -Telebrás; diretor de operações da Telecomunicações de Mato Grosso-Telemat; diretor de operações da Telecomunicações do Amazonas-Telemazon; e gerente da Telefônica Municipal S.A. - Telemusa.

Geraldo de Oliveira Faria - Sr. Faria é técnico em contabilidade. Trabalhou no Banco do Brasil S.A. e atuou como secretário do ex-vice-presidente do Brasil. Sr. Faria também atuou como diretor de recursos humanos do Banco do Brasil S.A.; consultor especial do ex-Presidente do Brasil, Sr. Itamar Franco; e consultor especial do presidente da Companhia de Saneamento Básico de Minas Gerais-Copasa.

Alexandre de Paula Dupeyrat Martins - Sr. Martins é bacharel e doutor em direito pela Universidade de Estrasburgo. Foi juiz trabalhista, bem como assistente jurídico do Senado brasileiro. Sr. Martins atuou como consultor jurídico do Senado e Consultor Geral da União e do Senado. Sr. Martins também trabalhou como Ministro da Justiça, Advogado Geral da União e Secretário do Tesouro de Minas Gerais.

Antônio Adriano Silva - Sr. Silva é formado em administração de empresas com especialização em marketing. Trabalhou para várias empresas privadas, entre elas Mesbla S.A., Empresa Brasileira de Varejo S.A. -Embrava, Agência Jornalística Imagem, Associação Comercial de Minas, Asa Criação de Publicidade e Coteminas.

Ayres Augusto Álvares da Silva Mascarenhas - Sr. Mascarenhas é formado em engenharia mecânica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo concluído estudos de pós-graduação em engenharia econômica e de produção. Atualmente, é gerente de planejamento e desenvolvimento para gás da Gasmig. De 1994 a 1997, Sr. Mascarenhas foi membro da comissão de energia da Associação de Engenheiros de Minas Gerais e participou de associações ligadas à CEMIG, tais como Associação Interdepartamental da Cemig e do programa de seguro médico Prosaúde. No Instituto de Desenvolvimento Industrial de Minas Gerais -INDI, ele atuou, entre outras coisas, como superintendente e assistente do Diretor Presidente e como conselheiro.

Cláudio José Dias Sales - Sr. Sales é formado em engenharia mecânica e industrial pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Também é formado em marketing gerencial pelo Instituto de Gerência e Negócios da mesma universidade. Sr. Sales estudou o desenvolvimento e organização de

sistemas postais na Alemanha. Foi membro da Organização dos Jovens Presidentes, tendo trabalhado para várias empresas de públicas, inclusive o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social-BNDES, onde era encarregado da análise e controle de projetos de investimento e financiamento. De 1972 a 1975, Sr. Sales trabalhou na Empresa Brasileira de Correios e Telégrafos-ECT. Em 1975, tornou-se sócio da Sistemas, Planejamento e Análise S.A. - SPA. De 1980 a 1988, atuou como diretor superintendente de "Daily Post" e "Brazil Herald," dois jornais diários escritos no idioma inglês, e como sócio-diretor da Termoconsult S.C. Ltda.

Oderval Esteves Duarte Filho - Sr. Duarte formou-se em economia e contabilidade pela Universidade Federal de Minas Gerais em 1991. De 1992 a 1993, trabalhou como analista de custos na Usiminas. De 1993 a 1998, foi auditor sênior da Price Waterhouse. Desde 1998, Sr. Duarte é diretor financeiro da Southern Energy, Inc. no Brasil.

Nelcy Pereira Pena - Sr. Pena formou-se na Faculdade de Direito do Oeste de Minas Gerais em 1975. Também recebeu certificado de especialização da Fundação Dom Cabral. Atuou como advogado interno da Construtora Apia Ltda. e Cimetal Siderurgia S.A. Atualmente é procurador do estado de Minas Gerais.

Sérgio Lustosa Botelho Martins - Sr. Martins formou-se em economia na Universidade Federal de Minas Gerais em 1962. Atuou como: economista e executivo financeiro da Magnesita S.A., empresa siderúrgica; diretor do Grupo Financeiro Multplic do Rio de Janeiro; sócio-gerente da Jequitibá Empreendimentos e Construções Ltda., uma construtora; diretor da Tecnicorp, sociedade corretora que subseqüentemente se tornou o Banco Tecnicorp; subsecretário de Comércio e Indústria do Estado de Rio de Janeiro; sócio-gerente da Mineração Mira Serra Ltda., empresa de mineração; e diretor comercial da Datamec S.A., empresa de sistemas e processamento de dados do Rio de Janeiro. Desde 1995, Sr. Martins é sócio da Plus Santé, empresa de assistência médica.

David Travesso Neto - Sr. Travesso Neto é formado em engenharia de produção pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo-Brasil, em Administração de Empresas pela Fundação Getúlio Vargas, sendo mestre em administração de empresas pelo IMD/Universidade de Genebra, Suíça. É atualmente Diretor Presidente de Comercialização da Eletropaulo Metropolitana de Eletricidade de São Paulo S.A. e membro do conselho da Light Serviços de Eletricidade S.A., Eletronet S.A., Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê e Infovias. O Sr. Travesso Neto iniciou sua carreira na Alcan Alumínio do Brasil S.A., nas áreas de engenharia industrial, planejamento, negócios e tecnologia da informação. Tem atuado também como consultor na área de administração de empreendimentos e marketing internacional. De 1992 a 1997, trabalhou para a Sebrae-MG como diretor superintendente. Em 1997, atuou como vice-presidente executivo da CEMIG e diretor executivo da Gasmig. De 1979 a 1980 lecionou na faculdade de engenharia da Universidade Federal de Ouro Preto .

Ataíde Vilela - Sr. Vilela é formado em engenharia pela Faculdade de Engenharia Civil da Universidade Estadual de Minas Gerais, tendo concluído estudos de pós-graduação em engenharia de produção. Atualmente ocupa o cargo de diretor da Federação dos Trabalhadores das Indústrias Urbanas de Minas Gerais no período 1999 - 2002. Também atua como representante da Confederação Nacional dos Trabalhadores Industriais.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e por nossa administração cotidiana. Nossos diretores têm responsabilidades individuais estabelecidas por nosso Conselho de Administração e estatuto social, ocupando seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais diretores expiram em abril de 2003. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor Presidente.

Os nomes, cargos e datas da nomeação original de nossos diretores são os seguintes:

| Nome | Cargo Atual | Data da Nomeação Original |
|---|---|---|
| Djalma Bastos de Morais ..... | Diretor Presidente; | 14 de janeiro de 1999 |
| Guy Maria Villela Paschoal ..... | Diretor Presidente de Planejamento, Diretor de Projeto e Construção, Vice Presidente Executivo; e Diretor de Geração e Transmissão de Energia | 14 de janeiro de 1999 |
| Aloísio Marcos Vasconcelos Novais .... | Diretor Distribuição e Comercialização de Energia | 14 de janeiro de 1999 |
| Stalin Amorim Duarte..... | Diretor de Gestão Empresarial | 14 de janeiro de 1999 |
| Cristiano Corrêa de Barros..... | Diretor de Finanças e de Investimentos e Diretor de Relações com Investidores em exercício | 14 de abril de 2000 |

Seguem-se breves informações biográficas sobre cada membro da Diretoria.

Djalma Bastos de Morais – Para obter informações biográficas sobre o Sr. Morais, vide "- Conselho de Administração."

Guy Maria Villela Paschoal - Sr. Paschoal é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. De 1969 a 1971, foi presidente do Comitê de Operação do Sistema Interligado Centro-Sul. De 1949 a 1987, trabalhou na CEMIG como engenheiro, gerente, diretor, diretor executivo, vice-presidente executivo e diretor presidente. Em 1986, Sr. Paschoal atuou como diretor presidente da Gasmig. Em 1987, foi consultor da Eletrobrás. De 1987 a 1989, Sr. Paschoal foi Secretário Geral da MME e, de 1989 a 1998, foi consultor técnico da Construtora Andrade Gutierrez S.A., uma construtora.

Aloísio Marcos Vasconcelos Novais - Sr. Novais é formado em engenharia mecânica e elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, tendo pós-graduação por instituições dos Estados Unidos e Itália. Trabalhou na CEMIG e INDI e foi gerente regional da Asea Brown Boveri S.A. Sr. Novais também atuou como presidente da Associação de Engenharia do Estado de Minas Gerais, Deputado Federal, Secretário de Minas Gerais, diretor regional da Siemens S.A., e diretor da Câmara de Comércio Internacional.

Stalin Amorim Duarte - Sr. Duarte é formado em engenharia mecânica pela Universidade Federal de Minas Gerais, com especialização em Engenharia Econômica pelo Instituto de Estudos Econômicos Aplicados. Desde 1969, trabalhou na CEMIG como engenheiro, gerente de todos os níveis e superintendente de materiais e suprimentos. Sr. Duarte passou por treinamento em vários países, inclusive Estados Unidos, Coréia, França, Espanha, Inglaterra, Canadá, Itália e Japão.

Cristiano Corrêa de Barros - Sr. Barros é formado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e em engenharia econômica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Também estudou análise de sistemas de processamento de dados na mesma universidade, tendo passado por treinamento em desenvolvimento de gerentes na Universidade de São Paulo. Sr. Barros detém certificado em Análise de Projetos pelo Programa Internacional de Investimentos do Departamento de Agricultura dos Estados Unidos, tendo estudado matemática comercial e financeira no Instituto de Estudos Econômicos e Administrativos de Minas Gerais. Ademais, Sr. Barros fez cursos de Economia e Finanças na Eletrobrás em associação com a Electricité de France. Na CEMIG, atuou como engenheiro, gerente de todos os níveis e Diretor Financeiro. Sr. Barros é Diretor Financeiro, Administrativo e Comercial da Gasmig, Usina Hidrelétrica de Sá Carvalho e Térmica Usiminas.

Remuneração dos Conselheiros e Diretores

Para o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, o valor total da remuneração que pagamos aos conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R$0,5 e R41,4 milhão, respectivamente.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal, que em geral se reúne uma vez a cada três meses, é composto de cinco membros e cinco suplentes eleitos pelos nossos acionistas na assembléia geral ordinária para mandato de um ano. Um dos membros é eleito pelos detentores das Ações Preferenciais. A principal responsabilidade do Conselho Fiscal, que é independente da administração e dos auditores independentes nomeados pelo Conselho de Administração, é analisar nossas demonstrações financeiras, reportando-as aos nossos acionistas. O Conselho Fiscal também é encarregado da elaboração de relatórios especiais acerca de propostas de alterações no capital social, orçamentos sociais e distribuições de dividendos e reorganizações societárias apresentados para análise. O Conselho Fiscal também examina as atividades de administração, informando-as aos acionistas. Os atuais membros do Conselho Fiscal e seus suplentes, cujos mandatos expiram em 30 de abril de 2002, são os seguintes:

| Nome | Cargo Atual | Data da Nomeação Original |
|---|---|---|
| João Pedrosa Castello | Membro | 27 de abril de 1999 |
| Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond | Membro | 27 de abril de 1999 |
| Luiz Otávio Nunes West | Membro | 27 de abril de 1999 |
| Jorge Michel Lepeltier | Membro | 30 de abril de 2001 |
| Ronald Gastão Andrade Reis | Membro | 30 de abril de 1998 |
| Pedro Autran da Matta e Albuquerque | Suplente | 27 de abril de 1999 |
| Francisco Vicente Santana Silva Teles | Suplente | 30 de abril de 2001 |
| Flávio Stamm | Suplente | 30 de abril de 2001 |
| Luiz Carlos Sizenando Silva | Suplente | 14 de abril de 2000 |

Atualmente, um de nossos cargos de membro suplente do Conselho Fiscal está vago. Esperamos que o cargo seja preenchido em nossa próxima assembléia geral ordinária.

Conselho de Consumidores

Criamos o Conselho de Consumidores nos termos da lei brasileira, composto de representantes de grupos de consumi-dores e organizações de defesa. O Conselho de Consumidores aconselha-nos sobre serviços e outros assuntos relacionados a nossos consumidores.

Empregados

Em 31 de março de 2001, tínhamos 11.594 empregados, dos quais 387 eram de nível gerencial e durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001, tínhamos uma média de 576 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2000, tínhamos 11.532 empregados, dos quais 390 eram de nível gerencial e durante o exercício então encerrado, tínhamos uma média de 327 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 1999, tínhamos 11.609 empregados, dos quais 381 eram de nível gerencial e durante o exercício então encerrado tínhamos uma média de 285 empregados temporários. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados por categorias nas datas indicadas:

| | Número de empregados | | |
|---|---|---|---|
| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 | 31 de dezembro de 1999 |
| Gerentes | 387 | 390 | 381 |
| Profissionais | 1.184 | 1.189 | 1.196 |
| Técnicos operacionais | 8.101 | 8.020 | 8.002 |
| Funcionários de escritório | 1.922 | 1.933 | 2.030 |
| Total | 11.594 | 11.532 | 11.609 |

Praticamente a totalidade de nossos empregados estão co-bertos por legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com 14 sindicatos diferentes em relação à maioria de nossos empregados. A partir de 1994, deixamos de empregar a prática de longa data de aumento automático de salários como ajuste aos efeitos da inflação. Em vez disso, são realizadas anual-mente sessões de dissídio coletivo livremente negociado, vi-gorando o contrato resultante pelo período subseqüente de 12 meses a contar de 1O de novembro. Em abril de 2001, finalizamos dissídio coletivo para o período de um ano inici-ado em 1O de novembro de 2000, após uma negociação com os sindicatos que representam nossos empregados. Esse novo con-trato prevê aumento de salário de 6,15% em comparação com o exercício anterior e a participação nos lucros em conformidade com a legislação trabalhista brasileira.

Embora tenhamos experimentado breves períodos de paralisações trabalhistas nos últimos quatro anos, nenhuma delas foi significativa. Não podemos prever que efeito, se é que haverá, terão litígios trabalhistas futuros sobre nossos resultados das operações ou situação financeira. Da mesma maneira, não podemos prever que efeito, se é que haverá, terão alterações da regulamentação trabalhista brasileira sobre a Companhia.

Em 1995, estabelecemos um programa de participação nos lucros dos empregados em conformidade com a legislação trabalhista brasileira aplicável. Segundo a lei brasileira, em qualquer exercício não podemos contribuir a nosso plano de participação nos lucros valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão.

Participação Acionária

Cada um de nossos conselheiros e diretores detém menos de 1% de nossas Ações Preferenciais.

**Item 7 - Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas**

Principais Acionistas

Em 31 de março de 2001, o Governo Estadual era titular de 35.413.734.262 Ações Ordinárias ou 50,96% de nossas ações com direito de voto em circulação. O Governo Estadual também é titular de 1.850.550.863 Ações Preferenciais ou, aproximadamente, 2,07% dessas ações em circulação. Ademais, a MGI é titular de 1.117.681.168 Ações Preferenciais ou, aproximadamente, 1,25% dessas ações em circulação. A Southern Eletric Brasil Participações Ltda. ou Southern, nosso segundo maior acionista, é titular de 22.908.484.893 Ações Ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações em circulação. A Southern é empreendimento conjunto constituído em 1994. Acreditamos que a principal participante na Southern é uma subsidiária da AES Corporation, uma companhia de energia global com sede em Arlington, Virginia que se dedica às atividades de geração de energia, distribuição e fornecimento de varejo. A outra sócia importante da Southern é Mirant Corporation (anteriormente denominada Southern Energy Inc.), uma grande empresa de energia com sede nos Estados Unidos. O Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais em 31 de março de 2001.

| Acionista | Ações Ordinárias | % da Classe | Ações Preferenciais | % da Classe |
|---|---|---|---|---|
| Governo Estadual ..... | 35.413.734.262 | 50,96 | 1.850.550.863 | 2,07 |
| MGI ..... | – | – | 1.117.681.168 | 1,25 |
| Southern..... | 22.908.484.893 | 32,96 | – | – |
| Todos os conselheiros e diretores em grupo..... | 137.811 | – | 8.236.623 | 0,01 |
| Outros ..... | 11.173.120.965 | 16,08 | 86.527.551.847 | 96,67 |
| Total..... | 69.495.477.931 | 100,00% | 89.504.020.501 | 100,00% |

Desde a constituição de nossa empresa, nossas operações foram influenciadas pelo fato de sermos controlados pelo Governo Estadual. Nossas operações tiveram e continuarão tendo importante impacto no desenvolvimento do comércio e indústria de Minas Gerais e nas condições sociais do estado. O Governo Estadual ao longo do tempo no passado orientou nossa empresa a dedicar-se a certas atividades e efetuar certos dispêndios destinados, precipuamente, a promover os objetivos sociais, políticos ou econômicos do Governo Estadual e não necessariamente destinados a geração de lucros de nossa empresa, podendo ele assim orientar nossa empresa no futuro. Vide "Item 3. Informações Chave ¾ Fatores de Risco - Riscos atinentes à CEMIG - Somos controlados pelo Governo Estadual."

As alterações dos percentuais de participação do Governo Estadual no capital social de nossa empresa nas datas indicadas são as seguintes:

| Data | Ações Ordinárias | % | Ações Preferenciais | % | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 1º de janeiro de 1997.. | 28.938.227.169 | 50,96 | 3.948.482.470 | 5,40 | 32.886.709.639 | 25,31 |
| 19 de março de 1997 (1) ..... | 28.938.227.169 | 50,96 | 4.017.152.110 | 5,49 | 32.955.379.279 | 25,36 |
| 26 de março de 1997 (2) ..... | 28.938.227.169 | 50,96 | 2.397.152.110 | 3,28 | 31.335.379.279 | 24,12 |
| 10 de fevereiro de 1998 (3)..... | 28.938.227.169 | 50,96 | 1.512.172.110 | 2,07 | 30.450.399.279 | 23,44 |
| 30 de abril de 1998 (4) ..... | 35.413.734.262 | 50,96 | 1.850.550.863 | 2,07 | 37.264.285.125 | 23,44 |

(1) Em 19 de março de 1997, um total de 68.669.640 Ações Preferenciais foram devolvidas ao Governo Estadual pela Bolsa de Valores de São Paulo. Essas ações representavam o número total de Ações Preferenciais não vendidas remanescentes em nosso Programa de ADRs instituído em 23 de setembro de 1994.

(2) Em 26 de março de 1997, 1.620.000.000 Ações Preferenciais foram transferidas para custódia da Bolsa de Valores de Minas-Espírito Santo-Brasília para serem vendidas em leilão público, nos termos da Lei Estadual nº 11.986 de 1º de novembro de 1996 que estabelece recursos para a dívida pública e programas sociais.

(3) Em 10 de fevereiro de 1998, 884.980.000 Ações Preferenciais foram transferidas à MGI em conformidade com garantia prestada pelo Governo Estadual à Mercedes Benz do Brasil S.A., no que respeita à construção de uma fábrica em Minas Gerais.

(4) Em 30 de abril de 1998, o Estado recebeu 6.813.885.846 ações a título de bonificação, que perfez 22,377% da totalidade das ações em circulação de nossa empresa detidas pelo Governo Estadual nessa data.

Em 19 de agosto de 1976, o Governo Estadual constituiu a MGI como uma companhia de investimento de propriedade do Governo Estadual por meio do qual o Governo Estadual detém diversos investimentos. As alterações dos percentuais de participação acionária na MGI encontram-se descritos abaixo:

| Data | Ações Ordinárias | % | Ações Preferenciais | % | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 6 de dezembro de 1995 [1] | 13.587.000.000 | 25,11 | – | – | 13.587.000.000 | 10,98 |
| 1º de março de 1996 [2] | 5.132.600.000 | 9,05 | – | – | 18.719.600.000 | 14,42 |
| 7 de outubro de 1996 [3] | 18.719.600.000 | 32,99 | 2.608.329.828 | 3,57 | 21.327.929.828 | 16,43 |
| 26 de março de 1997 [4] | 18.719.600.000 | 32,96 | 28.329.828 | 0,04 | 18.747.929.828 | 14,43 |
| 27 de maio de 1997 [5] | – | – | 28.329.828 | 0,04 | 28.329.828 | 0,02 |
| 10 de fevereiro de 1998 [6] | – | – | 913.309.828 | 1,25 | 913.309.828 | 0,70 |
| 30 de abril de 1998 [7] | – | – | 1.117.681.168 | 1,25 | 1.117.681.168 | 0,70 |

(1) Em 6 de dezembro de 1995, a MGI recebeu 13.587.000.000 Ações Ordinárias do Governo Estadual de acordo com a Lei nº 11.968.
(2) Em 1º de março de 1996, a MGI recebeu 5.132.600.000 Ações Ordinárias do Governo Estadual de acordo com a Lei nº 11.968.
(3) Em 7 de outubro de 1996, a MGI recebeu 2.608.329.828 Ações Preferenciais do Governo Estadual de acordo com contrato de venda celebrado entre o Governo Estadual e a MGI.
(4) Em 26 de março de 1997, a MGI vendeu 2.580.000.000 Ações Preferenciais em leilão público realizado na Bolsa de Valores de Minas–Espírito Santo–Brasília.
(5) Em 27 de maio de 1997, 18.719.600.000 Ações Ordinárias foram transferidas para a Bolsa de Valores do Rio de Janeiro para subseqüente transferência à Southern, de acordo com venda pública de debêntures emitidas pela MGI que foram permutadas por nossas ações pelos detentores de debêntures.
(6) Em 10 de fevereiro de 1998, a MGI recebeu 884.980.000 Ações Preferenciais do Governo Estadual de acordo com garantia prestada pelo Governo Estadual tendo por objeto fábrica construída pela Mercedes Benz do Brasil S.A.
(7) Em 30 de abril de 1998, a MGI recebeu 204.371.340 ações a título de bonificação, que perfez 22,377% da totalidade das ações em circulação detidas pela MGI nessa data.

Em 28 de maio de 1997, em leilão público, a Southern adquiriu 32,98% de nossas Ações Ordinárias. Essas ações foram transferidas à Southern em 18 de junho de 1997.

Constam abaixo informações referentes a alterações da participação acionária da Southern:

| Data | Ações Ordinárias | % | Ações Preferenciais | % | Total | % |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 18 de junho de 1997 [1] | 18.719.600.000 | 32,96 | – | – | 18.719.600.000 | 14,41 |
| 30 de abril de 1998 [2] | 22.908.484.892 | 32,96 | – | – | 22.908.484.892 | 14,41 |
| 9 de setembro de 1998 [3] | 22.908.484.893 | 32,96 | – | – | 22.908.484.893 | 14,41 |

(1) Em 18 de junho de 1997, 18.719.600.000 Ações Ordinárias foram transferidas à Southern, de acordo com venda pública de debêntures emitidas pela MGI que foram permutadas pelos detentores de debêntures por ações da CEMIG.
(2) Em 30 de abril de 1998, a Southern recebeu 4.188.884.892 Ações Ordinárias a título de bonificação, representativas de 22,377% da totalidade das ações em circulação de titularidade da Southern.
(3) Em 9 de setembro de 1998, foi recebida uma ação de ex-conselheiro nomeado pela Southern.

Em 31 de março de 2001 tínhamos 17 acionistas ordinários nos Estados Unidos que detinham um total de 480.554.191 Ações Ordinárias. Também tínhamos 218 acionistas preferenciais nos Estados Unidos, que detinham um total de 10.669.395.405 Ações Preferenciais. Dos 17 acionistas ordinários localizados nos Estados Unidos, um acionista detinha nossas ações conforme evidenciado no livro de registro de ações nominativas de nossa empresa, ao passo que os demais 16 detinham ações de nossa empresa por meio da câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo. Dos 218 acionistas preferenciais localizados nos Estados Unidos nessa data, 16 detinham nossas ações conforme evidenciado no livro de registro de ações nominativas de nossa empresa, ao passo que 202 detinham por meio da câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo.

Embora nosso Estatuto Social não preveja quaisquer restrições atinentes a mudança de controle de nossa empresa, para a implementação de mudança de controle seria necessária lei estadual que a autorizasse. Em virtude de sermos uma sociedade de economia mista, a venda de mais do que 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual exige a promulgação de uma lei específica pelo poder legislativo de Minas Gerais.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa empresa é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente a recebíveis e receita financeira correlata e pagamentos adiantados de ICMS; e

- Nosso contrato com a Fundação Forluminas de Seguridade Social - Forluz, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa empresa atinente ao fundo e saldos correlatos.

Para explanação mais pormenorizada dessas transações, vide Nota 22 demonstrações financeiras de final de exercício de nossa empresa.

**Item 8 - Informações Financeiras**

Demonstrações Financeiras Consolidadas e Demais Informações Financeiras

Favor consultar nossas demonstrações financeiras que constam do início da página F-1 deste documento bem como o “Item 3. Informações Chave “ Dados Financeiros Consolidados Selecionados.”

Processos Judiciais

Nossa empresa está sendo afetada por litígio em curso entre nossos acionistas. Também estamos defendendo vários processos judiciais envolvendo aumentos de tarifas, impostos e demais contribuições, obrigações trabalhistas e de fundos de pensão bem como responsabilidades civis, e ainda vários processos administrativos referentes a obrigações fiscais, multas ambientais e demais encargos impostos por agências governamentais, inclusive a ANEEL. Esses processos encontram-se resumidos abaixo.

*Acordo de Acionistas*

No que respeita à venda ocorrida em 1997 de aproximadamente 33% de nossas ações à Southern conforme descrito no “Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas ¾ Principais Acionistas”, a Southern e o Governo Estadual celebraram acordo de acionistas que continha disposições sobre quórum qualificado e veto conferindo à Southern controle mais amplo sobre certas deliberações. Em 1999, após tomar posse, o Governo Estadual ajuizou ação visando anular o acordo de acionistas sob o fundamento de que essas disposições especiais constituíam transferência ilícita do controle de nossa empresa à Southern à luz dos princípios da Constituição Federal do Brasil bem como pleiteando que o Governo Estadual somente poderia ceder controle de nossa empresa de acordo com legislação estadual específica que assim dispusesse.

Em março de 2000, juízo de primeira instância proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo, encontrando-se a matéria atualmente em grau de apelação perante o Tribunal de Justiça de Minas Gerais. Atualmente, o Governo Estadual retomou sua posição de acionista controlador e nenhuma das disposições sobre quorum qualificado ou veto encontra-se em vigor. Entretanto, na pendência de desfecho do recurso, o controle da CEMIG não foi definitivamente decidido, permanecendo sujeito a disputa judicial.

*Aumentos de Tarifas*

Nossa empresa é ré em diversos processos movidos por consumidores industriais que alegam que os aumentos nas tarifas de eletricidade durante congelamento de preços imposto pelo Governo Federal de

março a novembro de 1986, denominado Plano Cruzado, foram ilegais. Os autores alegam ainda que todas as nossas tarifas posteriores ao período do Cruzado foram ilegais, em parte, por que incluíram os aumentos do período do Cruzado nos valores que serviram de base de cálculo aos aumentos subseqüentes.

Estamos contestando de maneira ativa todos os pleitos referentes a aumento de tarifas. Alguns desses pleitos foram decididos em primeira instância em nosso favor, ao passo que alguns foram decididos em favor de nossos consumidores. Todos os processos que foram decididos em primeira instância foram objeto de recurso. Até a presente data, não foi prolatada sentença nesses recursos. Entretanto, há uma sentença em recurso que envolve processo similar com duas outras concessionárias. Nesse processo, o Superior Tribunal de Justiça decidiu que os autores tinham direito somente ao reembolso de aumentos de tarifas introduzidos durante o Plano Cruzado. Em termos globais, os pleitos referentes a aumento de tarifas opostos contra nossa empresa perfaziam aproximadamente R$68,9 milhões em 31 de março de 2001 e nessa data tínhamos passivo provisionado nesse valor.

*Impostos e Demais Contribuições*

Nossa empresa é parte de uma série de processos envolvendo o Governo Federal bem como de outros processos surgidos no curso normal dos negócios. Vide Nota 8 de nossas demonstrações financeiras intercalares. Esses processos e pleitos incluíam, em 31 de março de 2001, R$109 milhões referentes a litígio fiscal em potencial envolvendo contribuição social.

*Obrigações Trabalhistas e de Fundos de Pensão*

Nossa empresa está procedendo à defesa de uma série de reclamações trabalhistas movidas por nossos empregados. Essas reclamações referem-se, de modo geral, a horas extras e adicional de periculosidade. Os empregados devem ajuizar reclamações visando esses pagamentos no prazo de dois anos contados da prestação dos serviços. Em 31 de março de 2001, esses empregados estavam buscando, em termos globais, aproximada-mente R$53 milhões de indenização e nessa data tínhamos passivo provisionado no valor de R$42,5 milhões no que respeita a essas reclamações.

Nossa empresa também está procedendo à defesa, com a Forluz, de reclamação ajuizada pelo Sindieletro, sindicato de nossos empregados, que afirma que deixamos de realizar certos aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios a nossos fundos de pensão do empregado. Em 31 de março de 2001, o autor desta ação pleiteava R$491 milhões. . Não provisionamos passivo para essa reclamação.

O Sindieletro também processou a Forluz a fim de contestar alterações que a Forluz efetuou nos índices de ajuste das contribuições do fundo de pensão. O valor envolvido nessa reclamação estava estimado em R$208 milhões em 31 de março de 2001. Se o Sindieletro vencer a ação, esperamos que a Forluz ingresse com ação contra nossa empresa para pleitear re-embolso do valor devido a empregados aposentados. Não provisionamos passivo para essa reclamação, uma vez que acreditamos na defesa exitosa da mesma.

*Processos no Curso Normal dos Negócios*

Nossa empresa é parte de diversos processos cíveis envolvendo valores de pequena monta movidos por pessoas que sofreram perdas e danos decorrentes, sobretudo, de acidentes que ocorreram durante o curso normal dos negócios de nossa empresa. Em 31 de março de 2001 provisionamos passivo no valor de R$21,6 milhões para esses processos.

*Processos Administrativos*

A ANEEL instaurou processo administrativo contra nossa empresa, contestando restituição de aproximadamente R$154 milhões a nós concedida em 1995 pelo Tesouro Nacional. A ANEEL alega que essa restituição originou-se de erro de cálculo dos créditos correspondentes a diferenças de tarifas anteriormente calculadas para reduzir os valores devidos ao Governo Federal. Respondemos à reclamação da ANEEL e esperamos pelo julgamento final da questão. Não sabemos quando a questão será resolvida. Não provisionamos nenhum valor contestado pela ANEEL porque acreditamos que temos uma defesa meritória contra a reclamação da ANEEL.

Política e Pagamentos de Dividendos

*Pagamento de Dividendos*

Nossa empresa está obrigada pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira a realizar assembléia geral ordinária até o dia 30 de abril de cada ano, na qual, entre outras coisas, poderá ser declarado dividendo anual por deliberação dos acionistas mediante recomendação de nossos diretores, conforme aprovado pelo Conselho de Administração de nossa empresa. O pagamento de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social findo em 31 de dezembro. Nos termos da legislação brasileira, os dividendos devem ser pagos no prazo de 60 dias de sua declaração ao detentor registrado na data da declaração, a menos que deliberação de acionistas estabeleça outra data de pagamento, que deverá ocorrer antes do encerramento do exercício social em que o dividendo tenha sido declarado.

*Distribuições de Dividendo Obrigatório; Prioridade e Valor de Dividendos*

De acordo com nosso Estatuto Social, nossa empresa está obrigada a distribuir, a título de dividendos em relação a cada exercício social findo em 31 de dezembro, valor total igual a, no mínimo, 25% do lucro líquido do exercício social. Denominamos esse valor dividendo obrigatório.

Cada Ação Preferencial tem direito a dividendo anual igual a 10% do respectivo valor nominal. Esse dividendo preferencial tem prioridade na destinação do dividendo obrigatório do período em questão em relação ao pagamento de dividendos às Ações Ordinárias.

Após o pagamento do dividendo preferencial, o eventual valor remanescente do dividendo obrigatório é destinado, primeiramente, ao pagamento de dividendo anual aos detentores de Ações Ordinárias em valor de até 10% do respectivo valor nominal. Se após o pagamento do dividendo ordinário sobejar parcela do valor do dividendo obrigatório, o saldo remanescente deverá ser distribuído em bases iguais e proporcionais à totalidade das Ações Preferenciais e das Ações Ordinárias. Ademais, se os acionistas aprovarem dividendos em valor superior a 10% do valor nominal, o valor que exceder de 10% deverá ser distribuído igualmente entre todas as ações.

Nossa empresa também poderá pagar dividendos intercalares a detentores de Ações Preferenciais e Ações Ordinárias. Quaisquer dividendos intercalares pagos serão computados no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido declarado. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, é facultado ao Conselho de Administração de nossa empresa recomendar o não pagamento do dividendo obrigatório em qualquer exercício.

O Governo Estadual garante que o valor de dividendos recebido por certos detentores de Ações Preferenciais e Ações Ordinárias com relação a qualquer exercício social equivalerá, no mínimo, a 6% do valor nominal das Ações Preferenciais e das Ações Ordinárias. Por conseguinte, mesmo se o lucro líquido de nossa empresa for negativo em qualquer exercício social, alguns de nossos acionistas receberão dividendo de 6%. Essa garantia do Estado vale somente para detentores particular de ações e não para detentores públicos ou governamentais.

*Valores Disponíveis para Distribuição*

O valor disponível para distribuição é determinado com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e os procedimentos descritos abaixo.

Antes da assembléia geral ordinária, nosso Conselho de Administração deve sugerir destinação apropriada do lucro líquido auferido durante o exercício social anterior. Para fins da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, lucro líquido é definido como lucro líquido após impostos de renda e contribuição social referentes ao pertinente exercício social, menos quaisquer prejuízos acumulados de exercícios sociais anteriores e quaisquer valores destinados à participação da administração nos lucros da companhia. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, o valor disponível para distribuição equivale ao lucro líquido da companhia, menos quaisquer valores desse lucro líquido destinados às seguintes reservas:

- reserva legal;
- reserva para contingências em razão de perdas previstas; e
- reserva de lucros a realizar.

Nossa empresa está obrigada a manter reserva legal, à qual devemos destinar 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor da reserva seja igual a 20% do capital integralizado de nossa empresa. Entretanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que a reserva legal, quando acrescida às outras reservas de capital constituídas, exceder 30% do capital social integralizado de nossa empresa. Eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados à debito da reserva legal. Em 31 de março de 2001, a reserva legal era de R$94 milhões, o que equivalia a 6,7% do capital integralizado de nossa empresa nessa data. Um percentual do lucro líquido também poderá ser destinado a reserva para contingências para compensação em exercício futuro de perda julgada provável.

Se o valor dos lucros a realizar ultrapassar a somatória:

- da reserva legal;
- da reserva especial, conforme definição abaixo;
- da retenção de lucros; e
- da reserva para contingências em razão de perdas previstas,

o excesso poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, lucros a realizar constituem a soma do aumento do valor contábil do investimento em coligadas e controladas e do lucro em vendas a prazo realizável após o término do exercício seguinte.

No mínimo, 0,5% do nosso capital social integralizado será destinado do nosso lucro líquido a reserva especial que será utilizada para cobrir os custos de pesquisa e projetos de desenvolvimento de nossa empresa. O saldo acumulado dessa reserva não poderá ultrapassar 5% do capital social integralizado.

Podemos também conceder participação no lucro líquido de nossa empresa à administração. Entretanto, a destinação à reserva especial e a participação de nossa administração não poderão reduzir o dividendo obrigatório. O saldo da reserva especial mais o saldo de demais reservas de lucro (com exceção da reserva para contingências em razão de perdas previstas e a reserva de lucros a realizar) não poderão ser superiores ao capital social de nossa empresa. O valor excedente do capital social de nossa empresa poderá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

O valor disponível para distribuição poderá ser ainda aumentado mediante reversão da reserva para contingências em razão de perdas previstas constituída em exercícios anteriores porém não realizadas ou ulteriormente aumentadas ou reduzidas em decorrência das destinações de lucro à reserva de lucros a realizar ou com utilização da mesma.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e o Estatuto Social de nossa empresa, os dividendos não reclamados no prazo de três anos contados da data em que tenham sido distribuídos revertem à nossa empresa.

*Juros sobre o Capital Próprio*

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros ao capital próprio no lugar de dividendos como alternativa a realização de distribuições a acionistas. As distribuições realizadas como representam as exigências de dividendo mínimo estabelecido em nosso estatuto. Essas distribuições poderão ser pagas em dinheiro. Podemos tratar esses pagamentos como uma despesa para fins de imposto de renda e contribuição

social. Esses juros são limitados à variação a taxa pro-rata diária dos juros de longo prazo do Governo Federal apurada pelo Banco Central de quando em quando e não podem exceder o maior entre:

- 50% do lucro líquido (antes dos impostos para contribuição social sobre o lucro líquido, imposto de renda e dedução dos juros atribuíveis ao patrimônio líquido) para o período com relação ao qual o pagamento é efetuado; ou

- 50% dos lucros acumulados na data de início do período com relação ao qual o pagamento é efetuado.

Os acionistas que não sejam residentes no Brasil deverão registrar-se junto ao Banco Central para que dividendos, produto da venda ou demais valores no que respeita às suas ações possam ser remetidos em moeda estrangeira para o exterior. As Ações Preferenciais subjacentes às ADSs são detidas no Brasil pelo custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações de nossa empresa.

*Moeda Cambial*

Os eventuais pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiante em favor do banco depositário, o qual posteriormente converterá esses recursos em dólares dos Estados Unidos e fará com que esses dólares dos Estados Unidos sejam entregues ao banco depositário para distribuição a detentores de ADRs. Na hipótese de o custodiante ser incapaz de converter imediatamente os reais recebidos a título de dividendos em dólares dos Estados Unidos, o montante em dólares dos Estados Unidos a ser pago a detentores de ADRs poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. Os dividendos atinentes às Ações Preferenciais pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive, detentores de ADRs, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora pagamentos de juros sobre o capital próprio possam, em algumas circunstâncias, ficar sujeitos a imposto de retenção na fonte. Vide "Item 10. Informações Adicionais ¾ Tributação ¾ Considerações Fiscais Brasileiras ¾ Tributação de Dividendos" e " ¾ Considerações Fiscais Norte-Americanas ¾ Tributação de Distribuições". Não existe qualquer data de registro específica na qual o banco depositário determinará a taxa de câmbio a ser utilizada quando da conversão dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Nos termos do Contrato de Depósito, o banco depositário provisionará os recursos a serem convertidos em dólares dos Estados Unidos quando do recebimento do aviso dos dividendos em dinheiro ou outras distribuições em dinheiro. Vide "Item 12. Descrição dos American Depositary Shares – Dividendos e Distribuições – Distribuições em Dinheiro".

*Histórico de Pagamentos de Dividendos*

Consta do quadro abaixo o histórico no passado recente dos pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio às Ações Ordinárias e Ações Preferenciais de nossa empresa. Nos períodos indicados, os dividendos pagos por 1.000 Ações Ordinárias e por 1.000 Ações Preferenciais foram os mesmos. Vide "Item 3. Informações Chave " Dados Financeiros Consolidados Selecionados."

**Histórico de Pagamento de Dividendos** (1)

| **Ano declarado** | **Ações Ordinárias** | | **Ações Preferenciais** | |
|---|---|---|---|---|
| | **(R$)** | **(US$)** | **(R$)** | **(US$)** |
| 1996 | 56.788.022 | 53.382.236 | 73.082.554 | 68.699.524 |
| 1997 | 119.281.390 | 105.042.934 | 153.507.523 | 135.183.540 |
| 1998 | 243.991.371 | 186.572.167 | 314.001.295 | 240.106.451 |
| 1999 | 81.759.386 | 45.301.078 | 105.219.102 | 58.299.591 |
| 2000 | 81.768.792 | 45.408.815 | 105.231.208 | 58.438.242 |

(1) *Os valores são expressos em reais nominais. Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expresso em reais nominais, pela taxa do Mercado Comercial nas respectivas datas de pagamentos dos dividendos indicados.*

Declaramos juros sobre o capital próprio no valor de R$90 milhões em 14 de abril de 2000 e R$97 milhões em 29 de junho de 2000. Vide "- Juros sobre Capital Próprio".

Alterações Significativas

Não houve nenhuma alteração significativa em nossa situação financeira desde a data das demonstrações financeiras de que estão incluídas em nosso Termo de Registro, exceto que a desvalorização do real contra o dólar desde 1º de janeiro de 2001 teve um efeito negativo sobre nosso lucro líquido durante os primeiros cinco meses de 2001. Vide "Item 3. Informações Chave – Riscos Atinentes ao Brasil – Instabilidade da taxa de câmbio e taxa de juros podem prejudicar nossa condição financeira e os resultados das operações" e "Item 11. Revelações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado – Risco da Taxa de Câmbio".

**Item 9 - A Oferta e a Listagem**

Mercado de Negociação de Ações Preferenciais

O mercado de negociação de nossas Ações Preferenciais é a Bolsa de Valores de São Paulo. Em 31 de março de 2001 tínhamos aproximadamente 105.000 acionistas detentores de Ações Preferenciais. Nossas Ações Ordinárias também são listadas e negociadas na citada bolsa de valores. Nossas Ações Preferenciais também são negociadas como ADSs no mercado de balcão dos Estados Unidos, entretanto, acreditamos que o mercado de ADSs nos Estados Unidos tem sido limitado.

Constam do quadro abaixo os preços de venda de fechamento máximo e mínimo divulgados para as Ações Preferenciais na Bolsa de Valores de São Paulo nos períodos indicados.

| Período | Reais nominais por 1.000 Ações Preferenciais | | Volume Médio de Negociação Diária |
|---|---|---|---|
| | Máximo | Mínimo | |
| 1995 | 89,00 | 16,90 | 3.484.407,93 |
| 1996 | 38,00 | 21,40 | 5.243.914,24 |
| 1997 | 64,50 | 34,01 | 14.655.967,44 |
| 1998 | 58,99 | 13,20 | 11.791.787,63 |
| 1999 | 44,70 | 14,50 | 10.281.599,57 |
| 2000 | 40,50 | 22,80 | 14.626.319,56 |
| | | | |
| 1999 | | | |
| Primeiro Trimestre | 39,00 | 14,50 | 8.659.124,07 |
| Segundo Trimestre | 44,70 | 33,50 | 10.514.905,59 |
| Terceiro Trimestre | 39,00 | 28,00 | 8.506.085,67 |
| Quarto Trimestre | 40,50 | 27,10 | 13.507.005,34 |
| | | | |
| 2000 | | | |
| Primeiro Trimestre | 40,50 | 27,65 | 23.430.114,42 |
| Segundo Trimestre | 33,71 | 22,80 | 13.063.451,35 |
| Terceiro Trimestre | 36,10 | 30,00 | 12.892.829,55 |
| Quatro Trimestre | 32,70 | 24,40 | 8.993.084,70 |
| | | | |
| 2000 | | | |
| Novembro | 30,10 | 25,00 | 9.504.082,30 |
| Dezembro | 30,55 | 24,40 | 8.152.863,21 |
| | | | |
| 2001 | | | |
| Primeiro Trimestre | 36,70 | 25,90 | 12.946.348,93 |
| Segundo Trimestre | 27,95 | 21,00 | 11.893.643,53 |
| | | | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 2001 | | | |
| Janeiro | 36,70 | 27,00 | 16.139.119,76 |
| Fevereiro | 35,62 | 30,02 | 11.579.113,50 |
| Março | 32,72 | 25,90 | 11.017.351,23 |
| Abril | 27,95 | 24,75 | 12.398.885,95 |
| Maio | 26,20 | 21,00 | 13.029.973,36 |
| Junho | 27,85 | 22,05 | 10.138.440,75 |
| Julho | 28,20 | 23,80 | 9.919.173,86 |
| Agosto (até 7 de agosto de 2001) | 27,90 | 25,61 | 5.281.100,00 |

Em 1º de fevereiro de 2001, o preço de fechamento por 1.000 Ações Preferenciais era de R$34,00 na Bolsa de Valores de São Paulo. Em 7 de agosto de 2001, o preço por 1.000 Ações Preferenciais era de R$27,25 na Bolsa de Valores de São Paulo.

O banco depositário é o Citibank, N.A. Cada ADS representa 1.000 Ações Preferenciais. Pretendemos apresentar requerimento para listar as ADSs na NYSE.

Negociação na Bolsa de Valores de São Paulo

As Ações Preferenciais são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, única bolsa de valores brasileira que negocia ações. A negociação na Bolsa de Valores de São Paulo está restrita a sociedades corretoras a ela associadas e a um número limitado de autônomos autorizados. A CVM e a Bolsa de Valores de São Paulo possuem poderes discricionários para suspender a negociação de ações de um emissor em particular em certas circunstâncias.

Se V.Sa. fosse negociar as Ações Preferenciais na Bolsa de Valores de São Paulo, sua negociação seria liquidada em três dias úteis a contar da data da negociação. A entrega e o pagamento de ações é efetuado por meio das câmaras de compensação de cada bolsa que mantêm contas em nome das sociedades corretoras associadas. O vendedor deve usualmente entregar as ações à bolsa no segundo dia útil após a data de negociação. A câmara de compensação da Bolsa de Valores de São Paulo é a Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia.

A fim de melhor controlar volatilidade, a Bolsa de Valores de São Paulo adotou o mecanismo de "circuit breaker" em conformidade com o qual os pregões podem ser interrompidos pelo prazo de 30 minutos ou uma hora sempre que o índice dessa bolsa de valores apresentar queda de mais de 10% em relação ao índice registrado no pregão anterior.

A Bolsa de Valores de São Paulo é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de março de 2001, a capitalização de mercado global das 450 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente US$205 bilhões e as 10 maiores companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo representaram aproximadamente 44% da capitalização de mercado total de todas as companhias listadas. Embora qualquer das ações em circulação de uma companhia listada possa ser negociada em bolsa de valores brasileira, na maioria dos casos, menos da metade das ações listadas encontram-se efetivamente disponíveis para negociação pelo público. O restante dessas ações é detido por pequenos grupos de controladores, entes públicos ou um único acionista principal. Em 31 de marco de 2001, nossa empresa respondeu por aproximadamente 0,96% da capitalização de mercado da totalidade das companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo. Vide "Item 3. Informações Chave ¾Fatores de Risco ¾ Riscos Referentes às Ações Preferenciais e ADSs ¾ A volatilidade e falta de liquidez relativas dos mercados de valores mobiliários brasileiros poderão prejudicar V.Sa."

Nossas Ações Preferenciais e Ordinárias possuem liquidez diária na Bolsa de Valores de São Paulo e nunca sofreram suspensão significativa em sua negociação. Todas as interrupções que ocorreram nos últimos três anos foram causadas pelo processamento de juros sobre o capital próprio, ressalvada a interrupção ocorrida em 28 de abril de 1999 que se deveu ao atraso por parte de nossa empresa na divulgação das deliberações da assembléia geral ordinária assim como uma interrupção ocorrida em 17 de novembro de

2000 que se deveu à divulgação de anúncio acerca do início de estudos de avaliação da venda em potencial de nossas Ações Ordinárias de titularidade do Governo Estadual. Esse anúncio referia-se apenas a ações da companhia de distribuição a ser constituída no processo de desverticalização.

Constam do quadro abaixo as interrupções que ocorreram desde 1997:

| Suspensão | Reabertura | Motivo |
|---|---|---|
| 26 de dezembro de 1997 | 26 de dezembro de 1997 às 12h30 | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 23 de dezembro de 1997 |
| 31 de agosto de 1998 | 1º de setembro de 1998 às 10 horas | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 28 de agosto de 1998 |
| 28 de outubro de 1998 | 28 de outubro de 1998 às 12h30 | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 28 de outubro de 1998 |
| 22 de dezembro de 1998 | 22 de dezembro de 1998 às 11h30 | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 21 de dezembro de 1998 |
| 28 de abril de 1999 | 28 de abril de 1999 às 11h30 | Atraso na divulgação das deliberações da assembléia geral ordinária de 27 de abril de 1999 |
| 21 de dezembro de 1999 | 21 de dezembro de 1999 às 11h15 | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 20 de dezembro de 1999 |
| 17 de abril de 2000 | 17 de abril de 2000 às 10h15 | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 14 de abril de 2000 |
| 30 de junho de 2000 | 30 de junho de 2000 às 10h15 | Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 29 de junho de 2000 |
| 17 de novembro de 2000 | 17 de novembro de 2000 às 12 horas | Anúncio pelo Governo Estadual da possibilidade de venda de ações referentes a companhia de distribuição pós-desverticalização |

A negociação em bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação brasileira sobre investimento estrangeiro. Vide “Item 10 Informações Adicionais ¾ Controles Cambiais.”

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são precipuamente regidos pela Lei nº 6.385 datada de 7 de dezembro de 1976 e pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, cada qual, conforme alterada e complementada, assim como pelos regulamentos editados pela CVM, pelo Conselho Monetário Nacional e pelo Banco Central, que possui, entre outros, poderes para autorizar o exercício de atividades de sociedades corretoras e que regula investimentos estrangeiros e operações de câmbio.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, as companhias são abertas, como a nossa empresa, ou fechadas. Todas as companhias abertas como a nossa encontram-se registradas na CVM e estão sujeitas a exigências de prestação de informações. Nossas ações são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo, podendo, contudo, ser negociadas em operação privada, observadas certas limitações. O mercado de balcão brasileiro é composto de negociações diretas e negociações entre pessoas físicas em que instituição financeira registrada na CVM atua como intermediária.

Temos a opção de pedir a suspensão de negociação de valores mobiliários nas bolsas de valores brasileiras na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser suspensa por iniciativa da bolsa de valores brasileira ou da CVM, entre outros motivos, com base em convicção ou devido a convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela pertinente bolsa de valores.

Essas leis e regulamentos prevêem restrições gerais sobre a prática de negociação desleal e manipulação de mercado, embora, no Brasil, existam poucos exemplos de ações de execução e precedente judicial não é tão bem definido como em outros determinados países.

A negociação nas bolsas de valores brasileiras por não residentes no Brasil está sujeita a limitações nos termos da legislação tributária e de investimentos estrangeiros do Brasil. O custodiante brasileiro das Ações Preferenciais e o banco depositário deverão obter certificado de registro do Banco Central do Brasil a fim de remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior visando pagamentos de dividendos, de quaisquer outros desembolsos em dinheiro ou, quando da alienação das ações, a fim de remeter o produto da venda a ela relacionada. Na hipótese de um detentor de ADSs permutar suas ADSs por Ações Preferenciais, o detentor terá direito de continuar a se fiar no certificado de registro do banco depositário pelo prazo de cinco dias úteis contados da permuta. Subseqüentemente, o detentor talvez não seja capaz de obter e remeter dólares dos Estados Unidos para o exterior quando da alienação das Ações Preferenciais ou distribuições às Ações Preferenciais, a menos que o detentor requeira e obtenha novo certificado de registro. Vide "Item 10. Informações Adicionais" Controles Cambiais."

**Item 10 - Informações Adicionais**

Capital Social

Em 31 de março de 2001, nosso capital social autorizado, totalmente subscrito e integralizado, era do valor nominal global de R$1.590 milhões, dos quais R$695 milhões representados por Ações Ordinárias e os R$895 milhões remanescentes representados por Ações Preferenciais. Todas as nossas Ações Ordinárias e Ações Preferenciais autorizadas foram emitidas e não existem ações autorizadas disponíveis para emissão.

| Espécie de Ações | Número de Ações | Valor Nominal (R$) | R$ |
|---|---|---|---|
| Ações Ordinárias ..... | 69.495.477.931 | 0,01 | 694.954.779.31 |
| Ações Preferenciais ..... | 89.504.020.501 | 0,01 | 895.040.205.01 |
| Total do Capital ..... | 158.999.498.432 | 0,01 | 1.589.994.984.32 |

*Ações em Tesouraria*

Mantemos 67.783.673 Ações Preferenciais em tesouraria no valor de R$678.000,00 com base no valor nominal das ações ou R$1.847 milhão com base na cotação de fechamento de mercado das Ações Preferenciais em 7 de agosto de 2001.

*Alterações do Capital*

Desde 1997, a única alteração na estrutura de capital de nossa empresa ocorreu em 30 de abril de 1998 a fim de distribuir a cada um de nossos acionistas dividendos sob a forma de Ações Ordinárias e Preferenciais equivalentes a 22,4% do número de ações detidas por cada um deles. Essa bonificação foi aprovada na assembléia geral ordinária e na assembléia geral extraordinária realizadas em 30 de abril de 1998. Vide "Item 7. Maiores Acionistas e Transações com Partes Relacionadas – Principais Acionistas".

Estatuto Social

*Registro*

Somos companhia aberta registrada de acordo com as leis do Brasil. O número de registro conferido à nossa empresa pela Junta Comercial do Estado de Minas Gerais é 3130004012. Segue abaixo resumo de nosso Estatuto Social.

*Objeto e Finalidade*

Nossa empresa foi constituída com seis finalidades principais: (i) explorar, construir e operar sistemas de produção, transformação, geração, transmissão, distribuição e comércio de energia elétrica; (ii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior; (iii) promover a perenização de cursos d´água que constituem as bacias hidrográficas de Minas Gerais; (iv) criar sociedades controladas e coligadas; (v) investir em outras empresas; e (vi) desempenhar quaisquer atividades que possam ser conduzidas com utilização de nossos ativos de energia elétrica.

*Ações Preferenciais*

Os detentores de Ações Preferenciais têm direito a pagamento de dividendo mínimo de 10% ao ano por Ação Preferencial, calculado sobre seu valor nominal. Os detentores de nossas Ações Preferenciais também gozarão, em relação a qualquer outra classe de ações, de preferência na hipótese de reembolso de ações. As Ações Preferenciais não conferem direito de voto a seu titular nas assembléias gerais.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, o número de ações sem direito de voto de uma companhia, tal como o de nossas Ações Preferenciais, não poderá exceder dois terços do número total de ações da companhia em questão.

*Subscrição de Ações*

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que manterá a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembléia geral que deliberar a matéria.

Cada acionista possui direito de preferência genérico na subscrição de novas ações ou de valores mobiliários conversíveis em ações emitidos em qualquer aumento de capital, na proporção de seu percentual de participação acionária, exceto na hipótese do exercício de qualquer opção para adquirir ações de nosso capital social. Os acionistas devem exercer seus direitos de preferência no prazo de 30 dias a contar da publicação do aviso de aumento de capital.

Na hipótese de aumento de capital, os detentores de ADSs, que representam Ações Preferenciais, terão direitos de preferência na subscrição somente das novas Ações Preferenciais emitidas na proporção de seus percentuais de participação acionária.

*Assembléias Gerais*

As assembléias gerais ordinárias são realizadas para os fins previstos em lei, conforme consta da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. As assembléias gerais ordinárias são realizadas dentro dos quatro primeiros meses do exercício social. As assembléias gerais extraordinárias poderão ser realizadas, entre outros, pelos seguintes motivos:

- reforma nossos estatutos sociais;
- aumento ou diminuição do capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- emissão de debêntures conversíveis ou de quaisquer outros valores mobiliários;

- renúncia aos direitos de subscrição de ações ou debêntures conversíveis emitidas por qualquer de nossas subsidiárias ou por qualquer de nossas controladas ou coligadas;

- fusão, dissolução, transformação, cisão ou incorporação;

- instituição de oferta de permuta de ações ou demais valores mobiliários emitidos por nossa empresa;

- permissão da participação de nossa empresa em grupo de sociedades;

- venda de debêntures conversíveis de titularidade de nossa empresa e emitidas por nossas subsidiárias;

- quando da venda ou perda de controle de qualquer de nossas subsidiárias;

- destituição de conselheiros do Conselho de Administração de nossa empresa; e

- fixação da remuneração de nossos diretores.

Um dos acionistas escolhido pelos presentes na assembléia geral a presidirá e escolherá um ou mais secretários.

O artigo 123 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira prevê que as assembléias gerais serão convocadas, observado o estatuto social da companhia, pelo Conselho de Administração da Companhia, se houver, ou pela diretoria da companhia. As assembléias gerais também poderão ser convocadas:

- pelo Conselho Fiscal que convocará a assembléia geral ordinária caso o Conselho de Administração e os diretores não o façam por mais de um mês e que convocará a assembléia geral extraordinária sempre ocorrerem motivos graves ou urgentes;

- por qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar a assembléia geral no prazo de 60 dias contados da data em que sejam obrigados a assim proceder por força da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira ou do estatuto social da companhia;

- por acionistas que representem, no mínimo, 5% das ações com direito de voto da companhia, sempre que os diretores da companhia deixarem de convocar a assembléia geral no prazo de oito dias após a apresentação pelos acionistas de pedido razoável de realização da assembléia e indicação das matérias a serem apreciadas na assembléia; e

- por acionistas que representem, no mínimo, 5% das ações da companhia, sempre que os diretores da companhia deixarem de instalar o Conselho Fiscal no prazo de 8 dias contados da assembléia geral.

*Conselheiros*

Nosso Conselho de Administração é composto de 11 conselheiros efetivos e 11 conselheiros suplentes. Nossos conselheiros são eleitos por mandatos de três anos, podendo ser reeleitos ou destituídos nas assembléias gerais. Nossos conselheiros suplentes atuam como substitutos temporários dos conselheiros efetivos quando estes últimos estejam ausentes das reuniões do conselho e, nos casos de vacância, até que conselheiros substitutos sejam eleitos para preencher a vaga pela assembléia geral.

Cabe ao nosso Conselho de Administração: fixar a orientação geral dos negócios de nossa empresa; eleger e destituir diretores; deliberar sobre os contratos entre nossa empresa e qualquer de nossos acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle comum; deliberar sobre a alienação ou constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente de nossa empresa ou a prestação de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R$5.000.000,00; deliberar sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa empresa,

de valor igual ou superior a R$5.000.000,00; convocar a Assembléia Geral; fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, examinando nossos livros e papéis e solicitando informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse; manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria Executiva de nossa empresa; e escolher anualmente e destituir os auditores independentes.

O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada dois meses e, extraordinariamente, por convocação de seu Presidente, de seu Vice-Presidente, de 1/3 de seus membros ou quando solicitado pela Diretoria Executiva. As convocações das reuniões do Conselho de Administração deverão ser feitas mediante aviso escrito enviado com antecedência de cinco dias e deverão conter a pauta das matérias a tratar. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração de nossa empresa poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima mencionado. As reuniões do Conselho de Administração somente se instalarão com a presença da maioria dos conselheiros. As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas por maioria de votos dos conselheiros presentes na reunião. Em caso de empate, caberá ao Presidente do Conselho de Administração o voto de qualidade.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas brasileira, conselheiros de sociedades geralmente têm deveres equivalentes àqueles impostos nos termos da maioria dos estados dos Estados Unidos, incluindo um dever de lealdade para com a companhia, um dever de não negociar em causa própria e o dever de empregar usar de atenção na administração dos assuntos da companhia. Nossos conselheiros e diretores poderão ser considerados responsáveis por quebra do dever para conosco e para com nossos acionistas e poderão estar sujeitos a ações judiciais em procedimentos instaurados por órgãos governamentais ou nossos acionistas.

O Presidente e o Vice-Presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares na primeira reunião do Conselho de Administração que se realizar após a eleição de seus membros, cabendo ao Vice-Presidente substituir o Presidente em suas ausências ou impedimentos.

Nossos acionistas determinarão a remuneração dos conselheiros na assembléia geral em que os conselheiros forem eleitos.

Os acionistas minoritários terão direito de escolher, no mínimo, um membro para integrar o Conselho de Administração.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira.

*Direitos essenciais*

O artigo 109 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira estabelece que as companhias não poderão privar seus acionistas de certos direitos em algumas circunstâncias. Esses direitos de acionistas incluem:

- o direito de participar dos lucros sociais;
- o direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- o direito de fiscalizar, na forma prevista na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, a gestão dos negócios sociais;
- direito de preferência na subscrição de novas ações ou valores mobiliários conversíveis em ações; e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.

*Direitos de Voto*

Via de regra, somente as Ações Ordinárias têm direito de voto, tendo cada Ação Ordinária direito a um voto. Detentores de Ações Preferenciais adquirem o direito de voto se, durante três exercícios sociais consecutivos, deixarmos de pagar um dividendo fixo ou mínimo ao qual as Ações Preferenciais têm direito. Se um portador de Ações Preferenciais adquire direi-tos de voto dessa forma, tais direitos serão iguais aos direitos de voto de um portador de Ação Ordinária e continuará a tê-los até que o dividendo seja pago. Não existe nenhuma restrição sobre o direito de um acionista ou Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais exercer o direito de voto com referên-cia a tais ações em razão de tal acionista ser não residente ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, deten-tores de ADSs deverão votar as Ações Preferenciais por meio do depositário conforme os termos do Contrato de Depósito.

*Direitos de Acionistas Minoritários*

A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira estabelece que aos acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 5% das ações representativas do capital social de uma companhia são conferidos, entre outros, os seguintes direitos:

- direito de exigir que os livros da companhia sejam colocados à disposição para exame, sempre que esses acionistas suspeitarem que a legislação brasileira ou o estatuto social da companhia tenha sido violado ou que irregularidades tenham sido cometidas pela administração da companhia;

- direito de convocar assembléias gerais, em certas circunstâncias, sempre que os conselheiros ou diretores da companhia, conforme o caso, deixarem de assim proceder; e

- direito de ajuizar ação de indenização em face dos conselheiros ou diretores, conforme o caso, por perdas e danos causados ao patrimônio da companhia, sempre que for deliberado na assembléia geral que tal pedido de indenização não será apresentado.

Os acionistas que detêm, no mínimo, 10% das ações com direito de voto de uma companhia poderão requerer a adoção de processo de voto múltiplo para a nomeação de conselheiros (ou seja, a cada ação corresponde um número de votos igual ao número de membros do Conselho de Administração, podendo cada acionista cumular todos os seus votos em um só candidato ou distribuir os votos entre os vários candidatos. Se houver menos de cinco membros do Conselho de Administração, os acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 20% das ações com direito de voto terão direito de nomear um membro do Conselho).

Sempre que o Conselho Fiscal não estiver funcionando de modo permanente ele poderá ser instalado em assembléia geral por solicitação de acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 10% das ações com direito de voto ou 5% das ações sem direito de voto. Os acionistas minoritários têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal.

Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembléias gerais.

*Alterações nos Direitos dos Acionistas*

Deverá ser realizada uma assembléia geral de acionistas sempre que a Companhia pretender alterar os direitos dos portadores de nossas Ações Ordinárias ou Ações Preferenciais. Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas brasileira, as alterações propostas deverão ser aprovadas pela maioria da classe afetada. Certas alterações relacionadas aos direitos de ações sem direito a voto, incluindo Ações Preferenciais, tais como alteração no pagamento ou dos direitos de voto, poderão resultar no exercício de direitos de avaliação pelos detentores de ações afetadas.

Alterações Propostas à Lei das Sociedades Anônimas Brasileira

Em 28 de março de 2001, a Câmara dos Deputados Federais aprovou o Projeto 3.115/1997, ou o Projeto, que altera a Lei das Sociedades Anônimas. Caso o Projeto seja aprovado pelo Senado e pelo Presidente do Brasil na forma em que está redigido, as companhias existentes no Brasil teriam até um ano para alterar seus estatutos para refletir os padrões da nova lei.

Algumas dessas alterações incluiriam o seguinte:

- na hipótese da venda da participação majoritária em uma companhia, os acionistas minoritários terão o direito de ter suas ações compradas por um valor unitário igual a 80% do preço unitário pago pelos detentores da participação majoritária;

- acionistas terão o direito de retirada na hipótese de alteração do objeto social, redução dos dividendos obrigatórios ou a participação em um grupo centralizado de companhias;

- detentores de ações preferenciais representando 10% do capital social da companhia, e acionistas minoritários de ações ordinárias representando, pelo menos, 15% do capital social com direito a voto, terão o direito de eleger um membro do conselho de administração da companhia;

- até um terço do total do número de conselheiros da companhia poderão ser não residentes no Brasil;

- as disposições que prevêem que sociedades de economia mista não estariam sujeitas a falência deverão ser revogadas;

- litígios entre acionistas estarão sujeitas a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade;

Não podemos prever se o Projeto será promulgado conforme atualmente proposto ou em qualquer outra forma.

Contratos Relevantes

*Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica datado de 10 de julho de 1997 celebrado o Governo Federal e a CEMIG.*

A fim de prestar serviços de geração de energia elétrica ao público celebramos contrato com o Governo Federal que disciplina esses serviços. Esse contrato estabelece os termos das concessões de cada uma de nossas usinas de geração e especifica as tarifas que podemos cobrar dos clientes por nossos serviços, bem como a fórmula por meio da qual poderemos reajustar anualmente essas tarifas. Embora as concessões de diferentes usinas de geração tenham diferentes datas de expiração, essas concessões poderão ser prorrogadas pelo Governo Federal pelo prazo de até 20 anos, mediante requerimento de nossa empresa. Esse contrato propicia livre acesso à nossa empresa a terrenos de domínio público, certos direitos de passagem e sistemas de transmissão e distribuição existentes, de sorte que possamos transmitir a energia produzida em nossas estações de geração. Em contrapartida, entre outras coisas, temos que manter nível mínimo de regularidade, continuidade, eficiência e segurança e devemos provisionar recursos para o consumo de combustível, uso de recursos hídricos e contribuições para a RGR.

Esse contrato também prevê que o DNAEE (que desde então passou a ser a ANEEL) ou seu sucessor fiscalizará nossa empresa na prestação dos serviços de geração de energia e que ficaremos sujeitos a multas se deixarmos de cumprir certas disposições contratuais. Como parte desse contrato desempenhamos função de utilidade pública e devemos receber autorização do Governo Federal antes de ingressarmos em quaisquer outras atividades empresariais. O Governo Federal poderá intervir em nossa concessão a qualquer tempo a fim de assegurar que estamos prestando nossos serviços de geração de energia elétrica de maneira apropriada e que estamos atuando em consonância com o citado contrato.

*Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e a CEMIG.*

Em julho de 1997 celebramos contrato com o Governo Federal que autoriza nossa empresa a prestar serviços de transmissão de energia elétrica ao público até 8 de julho de 2015. Esse contrato também prevê as tarifas que podemos cobrar de nossos consumidores referentes a esses serviços. Esse contrato poderá ser prorrogado pelo Governo Federal pelo prazo de 20 anos mediante requerimento de nossa empresa. De acordo com o contrato, nos é dado livre acesso a terrenos de domínio público e certos direitos de passagem a fim de operarmos nosso serviço de transmissão de energia elétrica. Em contrapartida, entre outras coisas, temos que manter tecnologia, equipamentos, instalações e métodos operacionais adequados para assegurar a otimização do uso de recursos de energia elétrica existentes e futuros e atender a demanda do mercado de energia elétrica. Também somos obrigados a celebrar contrato de prestação de serviços de transmissão com o ONS, em conformidade com o qual devemos colocar as instalações de nosso serviço de transmissão à disposição do sistema elétrico interligado.

Esses contratos também prevêem que o DNAEE (que desde então passou a ser a ANEEL) ou seu sucessor fiscalizará nossa empresa na prestação dos serviços de geração de energia e que ficaremos sujeitos a multas caso deixemos de cumprir certas disposições contratuais. O Governo Federal poderá intervir em nossa concessão a qualquer tempo a fim de assegurar que estamos prestando nossos serviços de transmissão de energia elétrica de maneira apropriada e que estamos cumprindo o citado contrato.

*Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e a CEMIG.*

A fim de prestar serviços de distribuição de energia elétrica ao público, celebramos quatro contratos formais com o Governo Federal que disciplinam esses serviços. Esses contratos cobrem cada uma das quatro regiões geográficas principais de nossa área de concessão. Esses contratos nos autorizam a prestar os serviços de distribuição de energia ao público até 18 de fevereiro de 2016 e especificam as tarifas que podemos cobrar dos consumidores pelos serviços, bem como a fórmula por meio da qual podemos reajustar anualmente essas tarifas. Esses contratos poderão ser prorrogados pelo Governo Federal pelo prazo de 20, anos mediante requerimento de nossa empresa. De acordo com esses contrato, nos é dado livre acesso a terrenos de domínio público e a certos direitos de passagem, de sorte que possamos distribuir energia a nossos consumidores. Em contrapartida, entre outras coisas, temos que manter nível mínimo de regularidade, continuidade, eficiência, segurança e cortesia na prestação de nossos serviços e devemos atender a demanda do mercado de energia elétrica.

Esses contratos também prevêem que o DNAEE (que desde então passou a ser a ANEEL) ou seu sucessor fiscalizará nossa empresa na prestação dos serviços de distribuição de energia e que ficaremos sujeitos a multas caso deixemos de cumprir certas disposições contratuais. Como parte desses contratos desempenhamos função de utilidade pública e devemos receber autorização do Governo Federal antes de ingressarmos em quaisquer outras atividades empresariais. O Governo Federal poderá intervir em nossa concessão a qualquer tempo a fim de assegurar que estamos prestando nossos serviços de distribuição de energia elétrica de maneira apropriada e que estamos atuando em consonância com os citados contratos.

*Contrato para Suprimento e Intercâmbio de Energia Elétrica, Repasse e Transporte de Potência de Itaipu, datado de 31 de maio de 1993 celebrado entre FURNAS e CEMIG.*

Em 1993 celebramos contrato em conformidade com o qual FURNAS passou a fornecer à nossa empresa energia elétrica pelo prazo de 10 anos bem como a transferir e transportar potência de Itaipu pelo prazo de 20 anos. O contrato é aditado anualmente, observadas certas condições, a fim de atualizar o volume de energia elétrica a ser fornecido, a duração do prazo de fornecimento e o repasse e transporte de potência. Incorreremos em multa caso na hipótese de atraso dos pagamentos previstos no contrato.

Durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001 e no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2000, pagamos aproximadamente R$223 milhões e R$746 milhões, respectivamente, a FURNAS pelo fornecimento de energia elétrica e pelo repasse e transporte de potência de Itaipu.

Demos início a negociação com FURNAS a fim de celebrar um novo contrato de fornecimento e permuta de energia elétrica que leve em conta as alterações do regime regulatório do setor elétrico brasileiro.

*Acordo de Acionistas datado de 18 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Estadual e a Southern.*

Em 1997, o Governo Estadual, nosso acionista controlador, vendeu aproximadamente 33% de nossas Ações Ordinárias a um grupo de investidores estratégicos liderados pela Southern. Como parte dessa venda, conduzida por meio de processo licitatório, o Governo Estadual e a Southern também celebraram acordo de acionistas que instituiu exigências de quorum qualificado para aprovação de certas matérias, denominadas Disposições sobre Quorum Qualificado.

Nos termos do acordo de acionistas, as respectivas partes votam em bloco, entre outras coisas, no que respeita: a certas alterações do estatuto social de nossa empresa; à emissão de debêntures conversíveis e bônus de subscrição; à criação de partes beneficiárias; ao resgate de ações; a alterações de nossa estrutura societária; e a qualquer distribuição de dividendos que não aquela exigida em nosso estatuto social. O Governo Estadual, a Southern e os acionistas minoritários nomeiam seis, quatro e um membros, respectivamente, para o Conselho de Administração bem como os respectivos suplentes. O Governo Estadual e a Southern também nomeiam três e dois membros, respectivamente, para o Conselho Fiscal. Nos termos desse contrato, a Southern também tem o direito de indicar oito membros da Diretoria e dois membros do Conselho Fiscal.

Em 1999, após o novo governo ter tomado posse, o Governo Estadual ajuizou ação para anular o acordo de acionistas sob o fundamento de que ele violou as constituições estadual e federal uma vez que as Disposições sobre Quorum Qualificado constituiriam transferência ilícita do controle da CEMIG à Southern. De acordo com a ação, seria necessária legislação estadual para que o Governo Estadual abrisse mão do controle da CEMIG em favor da Southern.

Após algumas sentenças desfavoráveis ao Governo Estadual proferidas em primeira instância, em 1999 foi concedida liminar ao Governo Estadual pelo Tribunal de Justiça que suspendeu os efeitos das Disposições sobre Quorum Qualificado na pendência do desfecho do processo.

Em março de 2000, o juízo de primeira instância proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo uma vez que viola as constituições estadual e federal. A matéria encontra-se atualmente em grau de apelação perante o Tribunal de Justiça. Na pendência da decisão do Tribunal de Justiça, o acordo de acionistas ficará desprovido de eficácia. Em virtude dessa decisão, os direitos de voto como estabelecidos em nossos estatutos, não aqueles estabelecidos no Acordo de Acionistas, estão atualmente em vigor. Nossos estatutos prevêem que cada Ação Ordinária dá o direito ao detentor a um voto nas assembléias gerais de acionistas. Os estatutos sociais não prevêem nenhum direito ou privilégio extraordinário à Southern além daqueles direitos que esta possui em razão da propriedade de nossas Ações Ordinárias.

*Contrato de Cessão de Crédito do Saldo Remanescente da Conta de Resultados a Compensar, datado de 31 de maio de 1995 celebrado entre o Governo Estadual e a CEMIG.*

Em maio de 1995, nossa empresa celebrou contrato para transferir o saldo da Conta CRC ao Governo Estadual em troca do pagamento parcelado a ser efetuado pelo Governo Estadual. Como garantia de sua dívida, o Governo Estadual cedeu à nossa empresa parcela dos recursos que a Constituição Federal Brasileira exige que o Governo Federal transfira ao Governo Estadual. Essa dívida tinha saldo de aproximadamente R$994 milhões em 31 de março de 2001. O contrato referente à cessão, denominado Contrato de Cessão da CRC, exige que o Governo Estadual efetue pagamentos mensais à nossa empresa ao longo de vinte anos, com um período de carência inicial de três anos no que toca a pagamentos de juros e principal. Os juros incidentes sobre o valor devido nos termos do Contrato de Cessão da CRC vencem à taxa de 6% ao ano, mais correção monetária. Os juros começaram a incidir em 2 de maio de 1995, sendo capitalizados os juros diferidos durante o período de carência inicial de três anos. Da dívida de R$994 milhões, R$234 milhões referem-se a 22 prestações de juros e correção monetária devidas e não pagas pelo Governo Estadual no que respeita aos períodos de abril a dezembro de 1999 e março de 2000 a março de

2001. Vide Nota 3 de nossas demonstrações financeiras intercalares e nossas demonstrações financeiras de encerramento do exercício.

Além da cessão de recursos devidos pelo Governo Federal, o Governo Estadual poderá obrigar-se a efetuar os pagamentos mensais mediante compensação com os dividendos que tem direito de receber de nossa empresa. A Lei de Responsabilidade Fiscal de 4 de maio de 2000 exige que os governos estaduais do Brasil fiquem em dia com suas dívidas até o final de cada gestão. Se o Governo Estadual cumprir a citada lei, ele deverá pagar à nossa empresa os valores em aberto até 31 de dezembro de 2002. Entretanto, se o Governo Estadual estiver atravessando dificuldades financeiras à época do pagamento exigido, não podemos dar garantias quanto ao valor ou época desse pagamento. Ademais, à luz do fato de que o Governo Estadual controla nossa empresa, não podemos lhe garantir que qualquer renegociação do Contrato de Cessão da CRC seria conduzida em bases estritamente comerciais.

Em 2000, recebemos aproximadamente R$17 milhões em pagamentos do Governo Estadual por força desse contrato, que correspondeu a R$6,8 milhões de principal, R$9,9 milhões de juros e R$0,2 milhões de multa. O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento para nós de acordo com esse contrato durante o período de três meses encerrado em 31 de março de 2001.

Controles Cambiais

Não há nenhuma restrição à titularidade de Ações Preferenciais por parte de V.Sa. ou por parte de pessoas jurídicas domiciliadas fora do Brasil. Entretanto, o direito de V.Sa. de converter pagamentos de dividendos e o produto da venda de Ações Preferenciais em moeda estrangeira e remeter esses valores para fora do Brasil está sujeito a restrições nos termos da legislação de investimentos estrangeiros que exige, de modo geral, entre outras coisas, que V.Sa. registre o pertinente investimento junto ao Banco Central e à CVM.

Investimentos em Ações Preferenciais por meio da propriedade de ADSs deverão ser realizados de acordo com o Anexo V da Resolução Nº 1.289, conforme alterações posteriores, do Conselho Monetário Nacional, também conhecido como Regulamento do Anexo V. Os investimentos diretos em Ações Preferenciais mediante o cancelamento de ADSs subjacentes podem ser detidos por investidores estrangeiros ao amparo da Lei nº 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução nº 2.689 do Conselho Monetário Nacional, que efetivamente permitem que investidores estrangeiros registrados invistam em praticamente todos os instrumentos do mercado de capitais no Brasil e concede tratamento fiscal favorável a todos os investidores estrangeiros registrados e habilitados nos termos da Resolução nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução nº 2.689, os investidores estrangeiros podem investir em quase todos os ativos financeiros e participar de quase todas as transações disponíveis no mercado financeiro e no mercado de capitais brasileiro, contanto que certas exigências sejam atendidas. De acordo com a Resolução nº 2.689, a definição de investidor estrangeiro inclui pessoas físicas, pessoas jurídicas, fundos mútuos e demais entidades de investimento coletivo que sejam domiciliados ou tenham sede no exterior.

Os valores mobiliários e demais ativos financeiros detidos pelos investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 deverão ser registrados ou mantidos em contas de depósito ou sob custódia de entidade devidamente credenciada pelo Banco Central ou pela CVM. Ademais, qualquer transferência de valores mobiliários que sejam mantidos de acordo com a Resolução nº 2.689 deverá ser efetuada por intermédio das bolsas de valores ou mercados de balcão organizados autorizados a operar pela CVM, ressalvada transferência decorrente de reestruturação societária ou que ocorra quando da morte de investidor estrangeiro por força de lei ou testamento.

Os detentores de ADSs que não tenham registrado seu investimento junto ao Banco Central poderiam ser prejudicados por atrasos ou recusas na concessão de qualquer aprovação governamental necessária a conversões de pagamentos efetuados em reais e remessas ao exterior desses valores convertidos.

O Regulamento do Anexo V , prevê a emissão de depositary receipts em mercados estrangeiros no que respeita a ações de emissores brasileiros. A fim de ter as ADSs aprovadas nos termos do Regulamento

do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM deverá ser apresentado requerimento, havendo expectativa de que a aprovação final seja recebida antes da aprovação da listagem na NYSE das ADSs representativas das Ações Preferenciais.

Quando da eficácia do presente Termo de Registro e da aprovação da admissão das ADSs à negociação na NYSE, certificado de registro eletrônico será emitido em nome do banco depositário no que respeita às ADSs e será mantido pelo custodiante brasileiro das Ações Preferenciais por conta do banco depositário. Esse certificado de registro eletrônico é registrado por intermédio do Sistema de Informações do Banco Central. Ao amparo do certificado de registro, o custodiante e o banco depositário serão capazes de converter dividendos e demais distribuições ou o produto da venda das ações no que respeita às Ações Preferenciais representadas pelas ADSs em moeda estrangeira e remeter o respectivo produto para fora do Brasil. Na hipótese de um detentor de ADSs permutar essas ADSs por Ações Preferenciais, o detentor terá direito de continuar a se fiar no certificado de registro do banco depositário por cinco dias úteis contados da permuta. Subseqüentemente, o detentor talvez não seja capaz de converter em moeda estrangeira e remeter para fora do Brasil o produto da alienação das Ações Preferenciais ou as distribuições atinentes às Ações Preferenciais, a menos que o detentor seja investidor devidamente habilitado nos termos da Resolução nº 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e constituição de representante no Brasil. Caso assim não registrado, o detentor ficará sujeito a tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que um detentor de ADSs. Independentemente de habilitação nos termos da Resolução nº 2.689, residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que os demais investidores estrangeiros. Vide “Tributação “ Considerações Fiscais Brasileiras.”

Nos termos da legislação brasileira em vigor, o Governo Federal poderá impor restrições temporárias à remessa de capital estrangeiro para o exterior na hipótese de sério desequilíbrio ou previsão de sério desequilíbrio da balança de pagamentos do Brasil. Por aproximadamente nove meses em 1989 e início de 1990, o Governo Federal congelou todas as remessas de dividendos e repatriamento de capital detidos pelo Banco Central e devidos a investidores estrangeiros a fim de conservar as reservas cambiais do Brasil. Esses valores foram subseqüentemente liberados de acordo com determinações do Governo Federal. Não podemos lhe garantir que o Governo Federal não imporá restrições similares a repatriações estrangeiras no futuro.

Tributação

O resumo abaixo contém descrição das principais conseqüências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil no que respeita à compra, titularidade e alienação de Ações Preferenciais ou ADSs por detentor que seja cidadão ou residente dos Estados Unidos ou companhia dos Estados Unidos ou que, de outro modo, ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos com base no lucro líquido no que toca a Ações Preferenciais ou ADSs, ao qual nos referimos como detentor norte-americano, não pretendo, porém, constituir descrição abrangente de todas as considerações fiscais que possam ser relevantes à decisão de adquirir Ações Preferenciais ou ADSs. Em especial, o presente resumo trata somente dos detentores norte-americanos que deterão Ações Preferenciais ou ADSs como ativo permanente, não cuidando do tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito de voto da Companhia ou que poderão ficar sujeitos a normas fiscais especiais, tais como bancos, companhias de seguro, corretoras de valores mobiliários ou moedas, pessoas que deterão Ações Preferenciais ou ADSs em razão de posição tomada em operação de “straddle” ou de “conversão” para fins fiscais, bem como pessoas que tenham “moeda funcional” que não dólares dos Estados Unidos.

O resumo baseia-se na legislação tributária do Brasil e dos Estados Unidos vigente na presente data, a qual está sujeita a alterações com eventual efeito retroativo. Os adquirentes em potencial de ADSs deverão consultar seus próprios tributaristas no que respeita às conseqüências fiscais brasileiras, norte-americanas ou demais conseqüências fiscais decorrentes da compra, titularidade e alienação de Ações Preferenciais ou ADSs, inclusive, em especial, o efeito de qualquer legislação tributária estrangeira, estadual ou municipal.

Embora não haja no momento nenhum tratado em matéria de imposto de renda entre o Brasil e os Estados Unidos, as autoridades fiscais dos dois países vêm travando entendimentos que poderão culminar em tal tratado. Não se pode garantir, entretanto, se ou quando um tratado passará a vigorar, nem de que maneira afetará os detentores norte-americanos de Ações Preferenciais ou ADSs.

*Considerações Fiscais Brasileiras*

*Introdução*. A explanação a seguir resume as principais conseqüências fiscais brasileiras da aquisição, titularidade e alienação de Ações Preferenciais ou ADSs, conforme o caso, por detentor que não seja domiciliado no Brasil, ao qual nos referimos como detentor não brasileiro para efeito de tributação no Brasil e, no caso de detentor de Ações Preferenciais, que tenha registrado seu investimento em Ações Preferenciais junto ao Banco Central como investimento em dólares dos Estados Unidos. A explanação a seguir não trata especificamente de todas as considerações fiscais brasileiras aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular, devendo cada detentor não brasileiro consultar seu próprio tributarista no que respeita às conseqüências fiscais brasileiras de investimento em nossas Ações Preferenciais ou ADSs.

*Tributação de Dividendos*. Os dividendos pagos por nossa empresa, inclusive, bonificações em ações e demais dividendos pagos em bens ao depositário com relação às Ações Preferenciais, ou a detentor não brasileiro com relação às Ações Preferenciais, não se encontram atualmente sujeitos a imposto de retenção na fonte no Brasil na medida que os dividendos se refiram a lucro de períodos com início a partir de 1º de janeiro de 1996. Os dividendos referentes a lucro gerado antes de 1º de janeiro de 1996 encontram-se sujeitos a imposto de retenção na fonte brasileiro a diversas alíquotas, dependendo do ano em que o lucro tenha sido gerado. Não obstante a sentença anterior, as bonificações em ações não estão sujeitas a imposto de retenção na fonte, a menos que as ações sejam resgatadas por nossa empresa ou vendidas por detentor não brasileiro no prazo de cinco anos contados da distribuição. Tratado em matéria fiscal pode reduzir a alíquota de imposto de retenção na fonte. O Brasil celebrou tratados em matéria de imposto com diversos países. Entretanto, não há atualmente nenhum tratado em matéria de impostos entre os Estados Unidos e o Brasil. O único tratado brasileiro em matéria de imposto atualmente em vigor que reduz a alíquota do imposto de retenção na fonte vigente sobre dividendos é o tratado com o Japão, o qual, caso certas condições sejam atendidas, reduz essa alíquota para 12,5%.

*Pagamentos de Juros sobre o Capital.* A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995 e alterações posteriores permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital ou juros atribuídos ao capital próprio. Essas distribuições podem ser pagas em moeda cor-rente. As companhias poderão tratar esses pagamentos como despesa para fins de imposto de renda e contribuição social. Esses juros ficam limitados a variação pro rata die da taxa de juros de longo prazo do Governo Federal, conforme apurada pelo Banco Central de tempos em tempos, não podendo ultrapas-sar o que for maior entre:

- 50% do lucro líquido (antes de impostos referentes a contribuição social sobre lucro líquido, imposto de renda, e a dedução dos juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou

- 50% dos lucros acumulados na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital aos acionistas (inclusive, detentores de ADSs referentes a Ações Preferenciais) ficará sujeito a imposto de retenção na fonte à alíquota de 15% ou 25%, no caso de acionista domiciliado em paraíso fiscal. Esses pagamentos poderão ser incluídos, por seu valor líquido, como parte de qualquer dividendo obrigatório.

Na medida que pagamentos de juros sobre o capital sejam incluídos como parte de dividendo obrigatório, nossa empresa fica obrigada a distribuir valor adicional para assegurar que o valor líquido recebido pelos acionistas, após o pagamento do imposto de retenção na fonte aplicável, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

Se nossa empresa distribuir juros sobre o capital, as distribuições a não brasileiros de juros sobre o capital próprio atinentes às Ações Preferenciais, inclusive as Ações Preferenciais subjacentes às ADSs, poderão ser convertidas em dólares dos Estados Unidos e remetidas para fora do Brasil, observados os controles cambiais aplicáveis.

Não podemos lhe garantir que nosso Conselho de Administração não decidirá que futuras distribuições sejam feitas sob a forma de juros sobre o capital.

*Tributação de Ganhos*. Os ganhos realizados fora do Brasil por detentor não brasileiro em função da alienação de ADSs a outro detentor não brasileiro não estão sujeitos a imposto brasileiro.

Para fins de tributação brasileira, há três tipos de detentores não brasileiros de ADSs ou de Ações Preferenciais:

- investidores de mercado que representam os não residentes brasileiros registrados junto ao Banco Central e à CVM para investir no Brasil de acordo com a Resolução nº 2.689 do Conselho Monetário Nacional ou os investidores que detenham ADSs; e

- detentores não brasileiros ordinários, que incluem todos e quaisquer não residentes no Brasil que invistam no país por quaisquer outros meios; e

- investidores que residam em paraíso fiscal (ou seja, país que não exige imposto de renda ou onde a alíquota do imposto de renda é inferior a 20%), independentemente de registro nos termos da Resolução nº 2.689.

Os comentários contidos abaixo aplicam-se a todos os detentores não brasileiros, inclusive, detentores não brasileiros que invistam ao amparo da Resolução nº 2.689, ressalvadas as observações em contrário.

A Resolução nº 2.689 efetivamente estende o tratamento fiscal favorável atualmente concedido a detentores de ADSs que não sejam residentes em paraísos fiscais a todos os detentores não brasileiros de Ações Preferenciais que tenham:

- constituído representante no Brasil, com poderes para agir no que respeita a seus investimentos;

- nomeado custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos;

- obtido registro como investidor estrangeiro junto à CVM; e

- registrado seus investimentos no Banco Central.

O depósito de Ações Preferenciais em permuta pelas ADSs poderá ficar sujeito a imposto de renda brasileiro sobre ganhos de capital caso o valor anteriormente registrado junto ao Banco Central como investimento estrangeiro em Ações Preferenciais ou, no caso de outros investidores de mercado nos termos da Resolução nº 2.689, o custo de aquisição das Ações Preferenciais, conforme o caso, seja inferior:

- ao preço médio por ação preferencial na bolsa de valores brasileira em que o maior número dessas ações tenha sido vendido no dia de depósito; ou

- caso nenhuma Ação Preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de Ações Preferenciais tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

A diferença entre o valor anteriormente registrado ou o custo de aquisição, conforme o caso, e o preço médio das Ações Preferenciais, calculado conforme acima estipulado, é considerada ganho de capital sujeito a imposto de renda à alíquota de 15%, exceto no caso de investidores enquadrados na Resolução nº 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal.

A retirada de Ações Preferenciais em permuta pelas ADSs não está sujeita a qualquer imposto brasileiro. Por ocasião do recebimento das Ações Preferenciais subjacentes, o detentor não brasileiro terá direito de registrar o valor das ações em dólares dos Estados Unidos junto ao Banco Central.

Os detentores não brasileiros não estão sujeitos a imposto no Brasil sobre ganhos realizados na venda de Ações Preferenciais e ADSs que ocorra fora do Brasil a pessoas que não sejam residentes no Brasil. Os recursos provenientes de resgate das ADSs ou de distribuição em função de liquidação atinente às ADSs, nas mesmas condições, estão isentos de impostos brasileiros. No que respeita a recursos provenientes de resgate de ações preferenciais ou distribuição em função de liquidação atinente a Ações Preferenciais, a diferença entre o valor efetivamente recebido pelo acionista e o valor da moeda estrangeira registrada junto ao Banco Central convertida em reais à taxa do Mercado Comercial na data do resgate ou distribuição em função de liquidação, será tratada como ganho de capital decorrente da venda ou permuta não realizada em bolsa de valores brasileira e sujeita a imposto de renda à alíquota de 15%.

Os detentores não brasileiros estão sujeitos a imposto de retenção na fonte à alíquota de 15% sobre ganhos realizados em:

- vendas ou permutas das Ações Preferenciais no Brasil; ou

- vendas das Ações Preferenciais a residentes no Brasil realizadas fora de bolsa de valores brasileira.

Os detentores não brasileiros encontram-se atualmente sujeitos a imposto de renda à alíquota de 10% sobre ganhos realizados na venda ou permuta no Brasil de Ações Preferenciais realizada em bolsa de valores brasileira, a menos que a venda seja efetuada por detentor não brasileiro que não seja residente em paraíso fiscal (i) no prazo de cinco dias úteis contados da retirada das Ações Preferenciais em permuta por ADSs, e que o produto seja remetido para o exterior no mesmo prazo de cinco dias; ou (ii) que seja investidor nos termos da Resolução nº 2.689. Nessas duas hipóteses, os ganhos realizados ficarão isentos de imposto de renda.

A Lei nº 9.959 de 27 de janeiro de 2000 também aumentou a alíquota de imposto aplicável a ganhos realizados na venda ou permuta no Brasil de Ações Preferenciais realizada em bolsa de valores brasileira de 10% para 20% no que respeita a operações que ocorram a partir de 1º de janeiro de 2002.

O "ganho realizado" em decorrência de operação em bolsa de valores brasileira constitui a diferença entre o valor em reais realizado na venda ou permuta e o custo de aquisição mensurado em reais, sem qualquer correção monetária. O custo de aquisição de ações registrado como investimento junto ao Banco Central é calculado com base no valor da moeda estran-geira registrado junto ao Banco Central convertido em reais à taxa do Mercado Comercial na data da venda ou permuta. Não podemos lhe garantir que o atual tratamento preferencial dado a detentores das ADSs e a detentores não brasileiros de nossas Ações Preferenciais nos termos da Resolução nº 2.689 perdurará no futuro.

Qualquer exercício de direitos de preferência atinentes às Ações Preferenciais não ficará sujeito a tributação brasileira. Por outro lado, qualquer ganho na venda ou cessão de direitos de preferência atinentes às Ações Preferenciais pelo depositário em nome dos detentores de ADSs ou por detentor não brasileiro de Ações Preferenciais ficará sujeito às mesmas regras de tributação aplicáveis à venda ou cessão de Ações Preferenciais. A alíquota máxima é atualmente de 15%.

*Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Paraísos Fiscais ou Jurisdições com Alíquotas de Imposto Baixas.* A Lei nº 9.779 datada de 19 de janeiro de 1999 estabelece que, ressalvadas circunstâncias limitadas, qualquer renda oriunda de operações efetuadas por beneficiário que resida ou seja domiciliado em país considerado paraíso fiscal está sujeita a imposto de renda a ser retido na fonte à alíquota de 25%. Por conseguinte, se a distribuição de juros sobre o capital próprio for efetuada a beneficiário residente ou domiciliado em paraíso fiscal, o imposto de renda será aplicável à alíquota de 25% em vez de 15%. Atualmente, os ganhos de capital não estão sujeitos à alíquota de 25%, ainda que o beneficiário resida em paraíso fiscal.

De acordo com a Lei nº 9.959, detentores não brasileiros de ADSs ou Ações Preferenciais que sejam residentes em paraísos fiscais também estão excluídos dos incentivos fiscais concedidos a detentores de ADSs e investidores nos termos da Resolução nº 2.689 de 1º de janeiro de 2000 e ficarão sujeitos ao mesmo tratamento fiscal aplicável a detentores que sejam residentes ou domiciliados no Brasil.

*Tributação de Operações de Câmbio.* Há incidência de imposto sobre operação financeira na conversão de reais em moeda estrangeira e na conversão de moeda estrangeira em reais. Embora a atual alíquota aplicável para quase todas as operações de câmbio seja zero, o Ministério da Fazenda poderá aumentar essa alíquota a qualquer tempo, para até 25%, entretanto, poderá ele somente assim proceder com relação às operações futuras.

*Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários*. A Lei nº 8.894 datada de 21 de junho de 1994 instituiu o Imposto sobre Operações Financeiras ou IOF que poderá ser exigido em qualquer operação que envolva títulos e valores mobiliários, ainda que a operação seja realizada em bolsas brasileiras de valores, futuros ou mercadorias. A alíquota do IOF/Títulos com relação às operações de Ações Preferenciais e ADSs é atualmente zero, embora o Poder Executivo possa aumentar a alíquota para até 1,5% ao dia sobre o valor da operação, mas somente com relação a operações futuras de Ações Preferenciais e ADSs.

*Outros Impostos Brasileiros.* Não há nenhum imposto sobre sucessão, herança e doação aplicável à titularidade, transferência ou alienação de Ações Preferenciais ou ADSs, ressalvados os impostos sobre doação e herança exigidos por alguns estados brasileiros sobre doações ou legados de pessoas físicas ou jurídicas não domiciliadas ou residentes no Brasil a pessoas físicas ou jurídicas domiciliadas ou residentes nesses estados. Não há nenhum imposto de selo, emissão, registro tampouco impostos ou tarifas similares brasileiros a serem pagos por detentores de Ações Preferenciais ou ADSs.

As operações efetuadas pelo depositário ou por detentores de Ações Preferenciais que envolvam a retirada de moeda brasileira de conta mantida junto a quaisquer instituições financeiras brasileiras ficarão sujeitas à CPMF. Em 17 de junho de 1999, a CPMF vêm, de modo geral, incidindo sobre débitos em conta bancária, inicialmente, à alíquota de 0,38% em 1999 e, atualmente, à alíquota de 0,30% no período compreendido entre 17 de junho de 2000 e 16 de junho de 2002. Embora a CPMF esteja atualmente em vigor somente até junho de 2002, o Congresso Nacional já discutiu a possibilidade de sua conversão em imposto permanente.

A responsabilidade pela cobrança da CPMF caberá à instituição financeira que realizar a pertinente operação financeira. Ademais, quando o detentor não brasileiro transfere o produto da venda ou cessão de Ações Preferenciais por meio de operação de câmbio, a CPMF incide sobre o valor a ser remetido ao exterior em reais. Se efetuarmos qualquer operação de câmbio com relação a ADSs ou Ações Preferenciais, nossa empresa arcará com a CPMF.

*Considerações Fiscais Norte-Americanas*

Via de regra, para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, detentores de ADRs que evidenciem ADSs serão tratados como titulares das Ações Preferenciais representadas pelas ADSs em questão.

*Tributação de Distribuições*. As distribuições às Ações Preferenciais ou às ADSs (que não as distribuições quando de resgate das Ações Preferenciais, observado o Artigo 302(b) do Internal Revenue Code de 1986 (o "Código") ou quando de liquidação da Companhia), na medida que efetuadas a partir de ganhos e lucros correntes ou acumulados da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios de imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Se os ganhos e lucros correntes ou acumulados serão ou não suficientes para todas essas distribuições às Ações Preferenciais ou ADSs para se qualificarem como dividendos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos dependerá da lucratividade futura da Companhia e de outros fatores, muitos deles fora do controle da Companhia. Na medida que tal distribuição exceda o valor dos ganhos e lucros da Companhia, ela será tratada como retorno de capital não tributável na extensão do custo de aquisição corrigido das Ações Preferenciais ou ADSs do detentor norte-americano e subseqüentemente como ganho de capital (contanto que as Ações Preferenciais ou ADSs sejam detidas no ativo permanente). Conforme empregado abaixo, o termo "dividendo" significa distribuição que constitui dividendo para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Os dividendos em dinheiro (inclusive, valores retidos com relação a impostos brasileiros) pagos (i) às Ações Preferenciais poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem

recebidos pelo detentor norte-americano; ou (ii) às Ações Preferenciais representadas por ADSs poderão, de modo geral, ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano como receita ordinária no dia em que os dividendos forem recebidos pelo banco depositário e, em qualquer das hipóteses, não se qualificarão à dedução por dividendos recebidos facultada a companhias. Os dividendos pagos em reais poderão ser incluídos na receita de detentor norte-americano em valor em dólares dos Estados Unidos calculado por referência à taxa de câmbio vigente no dia em que sejam recebidos pelo detentor norte-americano, no caso de Ações Preferenciais, ou pelo banco depositário, no caso de Ações Preferenciais representadas por ADSs.

Se os dividendos pagos em reais forem convertidos em dólares dos Estados Unidos no dia em que forem recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário, conforme o caso, os detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão obrigados a reconhecer ganho ou perda cambial no que respeita à receita de dividendos. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas no que respeita ao tratamento de qualquer ganho ou perda cambial caso quaisquer reais recebidos pelo detentor norte-americano ou pelo banco depositário não sejam convertidos em dólares dos Estados Unidos na data de recebimento, bem como no que respeita às conseqüências decorrentes do recebimento de quaisquer reais adicionais do Custodiante em função da inflação brasileira.

Os dividendos constituirão, de modo geral, "receita passiva" de fonte estrangeira ou receita de serviços financeiros para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos. Observadas as limitações geralmente aplicáveis nos termos da legislação de imposto de renda federal dos Estados Unidos, o imposto de retenção na fonte brasileiro será tratado como imposto de renda estrangeiro com possibilidade de ser creditado em face da responsabilidade de imposto de renda federal dos Estados Unidos de detentor norte-americano (ou à opção de detentor norte-americano, poderá ser deduzido no cálculo do lucro real). Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas quanto à disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros no que respeita a impostos de retenção na fonte brasileiros.

Não está totalmente evidente se as Ações Preferenciais serão tratadas como "ações preferenciais" ou "ações ordinárias" segundo o significado do artigo 305 do Código. Se as Ações Preferenciais forem tratadas como "ações ordinárias" para fins do artigo 305, as distribuições a detentores norte-americanos dessas "ações ordinárias" adicionais ou dos direitos de preferência atinentes a essas "ações ordinárias" no que respeita às suas Ações Preferenciais ou ADSs que façam parte de distribuição proporcional a todos os acionistas da Companhia não serão, de modo geral, tratadas como receita de dividendos para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos, porém poderiam ensejar ganho tributável adicional de fonte norte-americano quando da venda de tais ações adicionais ou direitos de preferência. Por outro lado, se as Ações Preferenciais forem tratadas como "ações preferenciais" segundo o significado do artigo 305 ou se o detentor norte-americano receber distribuição de ações adicionais ou direitos de preferência, que não conforme descrito na sentença precedente, tais distribuições (inclusive, valores retidos com relação a quaisquer impostos brasileiros) serão tratadas como dividendos que poderão ser incluídos na receita bruta de detentor norte-americano na mesma extensão e da mesma forma que as distribuições a serem pagas em dinheiro. Nessa hipótese, o valor de tal distribuição (e o custo de aquisição corrigido das novas ações ou direitos de preferência assim recebidos) equivalerá, de modo geral, ao justo valor de mercado das ações ou direitos de preferência na data de distribuição.

Os detentores de Ações Preferenciais ou ADSs que não sejam detentores norte-americanos, de modo geral, não ficarão sujeitos a imposto de renda federal ou imposto de retenção na fonte dos Estados Unidos incidente sobre dividendos recebidos sobre as Ações Preferenciais ou ADSs, a menos que essa receita esteja efetivamente ligada à condução de negócio nos Estados Unidos por parte do detentor.

*Tributação de Ganhos de Capital*. Os depósitos e retiradas de Ações Preferenciais pelos detentores norte-americanos em permuta por ADSs não acarretarão a realização de ganho ou perda para fins de imposto de renda federal dos Estados Unidos.

O ganho ou perda realizado por detentor norte-americano na venda, resgate ou outra alienação de Ações Preferenciais ou ADSs ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos como ganho ou perda de capital em valor igual à diferença entre o custo de aquisição corrigido das Ações Preferenciais ou ADSs do detentor norte-americano e o valor realizado na alienação. O ganho realizado por detentor norte-americano em venda, resgate ou outra alienação de Ações Preferenciais ou ADSs, inclusive, o ganho

decorrente da redução do custo de aquisição corrigido das Ações Preferenciais ou ADSs do detentor norte-americano em razão de a distribuição ser tratada como retorno de capital e não como dividendo, de modo geral, será tratado como renda de origem norte-americana para fins de crédito fiscal estrangeiro dos Estados Unidos.

Se imposto de retenção na fonte brasileiro for exigido na venda ou alienação de Ações Preferenciais, conforme descrito em "Tributação " Considerações Fiscais Brasileiras", o valor realizado por detentor norte-americano incluirá o valor bruto do produto dessa venda ou alienação antes da dedução do imposto de retenção na fonte brasileiro. A cabimento de créditos fiscais estrangeiros dos Estados Unidos para esses impostos brasileiros e quaisquer impostos brasileiros exigidos em distribuições que não constituam dividendos para fins de imposto dos Estados Unidos está sujeito a certas limitações e envolve a aplicação de regras que dependem das circunstâncias especiais de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas quanto à aplicação das normas de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em Ações Preferenciais ou à alienação de Ações Preferenciais.

Um detentor de Ações Preferenciais ou ADSs, que não seja detentor norte-americano, não ficará sujeito a imposto de renda federal dos Estados Unidos ou imposto de retenção na fonte sobre ganho realizado na venda de Ações Preferenciais ou ADSs, a menos que (i) tal ganho esteja efetivamente ligado à condução de negócio nos Estados Unidos por parte do detentor; ou (ii) no caso de ganho realizado por detentor pessoa física, o detentor tenha permanecido nos Estados Unidos por 183 dias ou mais no ano-base da venda e certas outras condições tenham sido atendidas.

*Prestação de Informações e Retenção na Fonte*. As exigências de prestação de informações aplicar-se-ão, de modo geral, a detentores norte-americanos de ADSs. Os detentores de ADSs que não sejam detentores norte-americanos poderão ficar obrigados a observar os procedimentos de certificação aplicáveis a fim de estabelecer que não são pessoas norte-americanas evitando, assim, a aplicação das exigências de prestação de informações e de retenção na fonte dos Estados Unidos.

Dividendos e Agentes de Pagamento

Nossa empresa paga dividendos às Ações Preferenciais nos valores e da forma estipulada em ""Pagamento e Política de Dividendos." Os dividendos à Ações Preferenciais representadas por ADSs serão pagos por nossa empresa ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das Ações Preferenciais representadas por ADSs. Conforme descrito no "Item 12. Descrição de American Depositary Shares " Dividendos e Distribuições", assim que viável, após o recebimento dos dividendos que pagarmos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, converteremos esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeteremos esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilidade de Documentos

As vias dos documentos comerciais e legais que sejam importantes para nossa empresa e nosso negócio, inclusive, cópias dos anexos mencionados no "Item 19. Anexos" e em qualquer outra seção do presente Termo de Registro poderão ser examinadas em nossa sede na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguro

Mantemos seguro junto a um grupo de companhias de seguro lideradas pela Itaú Seguros S.A. e junto a diversas companhias de seguro privadas. Não possuímos cobertura de seguro contra risco de paralisação. Nossas usinas e instalações não estão, de modo geral, cobertas por seguro contra sinistros de grande monta. Via de regra, mantemos seguro com cobertura ampla junto a companhias de seguro de primeira linha para cobrir perdas e danos de nossas usinas causados por incêndio, responsabilidade civil perante terceiros por acidentes e riscos operacionais, tais como falhas de equipamentos. Acreditamos que mantemos os seguros de praxe no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos.

Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Civis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos

Somos uma sociedade de economia mista (uma empresa do setor público com participação parcial do setor privado) organizada conforme as leis do Brasil. Todos os nossos diretores e conselheiros residem atualmente no Brasil. Além disso, substancialmente todos os nossos ativos estão localizados no Brasil. Como conseqüência, os portadores de ADSs deverão cumprir com a lei a lei brasileira para obter um julgamento exeqüível contra essas pessoas estrangeiras ou nossos ativos. Não será também possível a detentores de ADSs tornar válida a citação dentro dos Estados Unidos de nossos diretores e conselheiros ou executar nos Estados Unidos julgamentos contra essas pessoas obtido em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, incluindo quaisquer julgamentos que tenham como fundamento as leis federais de mercados capitais dos Estados Unidos, na medida que esses julgamentos excedem os ativos dessas pessoas estabelecidos dentro dos Estados Unidos.

Nesse particular, nosso consultor legal brasileiro, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, forneceu a informação de que os tribunais brasileiros farão cumprir os julgamentos proferidos por tribunais dos Estados Unidos relacionados a responsabilidades civis com fundamento na lei de mercados de capitais dos Estados Unidos, sem reconsideração do mérito, somente se a decisão satisfizer certas exigências e receba a confirmação do Supremo Tribunal Federal do Brasil. A sentença estrangeira será confirmada se:

- cumprir todas as formalidades exigidas para sua exeqüibilidade nos termos das leis do país que proferiu a sentença estrangeira;
- determinar o pagamento de uma quantia certa em dinheiro;
- for proferida por um tribunal competente na jurisdição em que a sentença foi concedida após citação realizada conforme a lei brasileira;
- não estiver sujeita a recurso;
- for legalizada por um consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada por uma tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional brasileira, política pública ou aos bons preceitos morais, e não contenha qualquer disposição que, por qualquer motivo, não seria mantida pelos tribunais do Brasil.

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados informou nossa Companhia que (i) o processo de confirmação descrito acima não pode ser conduzido de maneira oportuna e (ii) os tribunais brasileiros não podem tornar válidas todas as indenizações concedidas por perdas e danos descritas na decisão de um tribunal dos Estados Unidos tendo em vista que certos conceitos, tais como perdas e danos punitivos e emergentes não existem na lei brasileira.

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados informaram, adicionalmente, que:

- como autor, V.Sa. poderá instaurar uma ação original fundamentada nas leis de mercado de capitais dos Estados Unidos perante tribunais brasileiros e que, sujeito às leis aplicáveis, os tribunais brasileiros poderão fazer cumprir responsabilidades civis nesses tipos de ações contra nós, nossos conselheiros e certos diretores e consultores e o Governo Estadual;
- caso V.Sa. resida fora do Brasil e não possua um imóvel no Brasil, V.Sa. deverá indicar um representante legal no Brasil e fornecer um título suficiente para garantir os custos e honorários legais, incluindo honorários do advogado do réu, como estabelecido pelo tribunal brasileiro em relação ao litígio no Brasil, exceto no caso da execução de uma sentença estrangeira que tenha sido confirmada pelo Supremo Tribunal Federal brasileiro; e

- conforme a jurisprudência no Brasil, V.Sa. poderá estar impedida de satisfazer uma sentença contra nós que penhore ativos empregados na prestação de serviços de geração, transmissão e distribuição, embora não exista qualquer lei que especificamente proíba tal penhora.

**Item 11 - Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado**

Estamos expostos a risco de mercado decorrente da alteração tanto das taxas de câmbio quanto das taxas de juros. Há risco de taxas de câmbio na medida que nossa dívida externa e aquisições de eletricidade de Itaipu encontram-se denominadas em moedas estrangeiras. De maneira similar, estamos sujeitos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de juros que poderão afetar o custo de financiamento. Não utilizamos instrumentos financeiros, tais como contratos de câmbio a termo, opções em moeda estrangeira, swaps de taxa de juros e contratos de taxa a termo para administrar esses riscos . Nossa empresa não detém nem emite instrumentos derivativos ou outros instrumentos financeiros para fins de negociação.

Risco Cambial

Em 31 de março de 2001, quase 73% de nossa dívida em aberto encontrava-se denominada em moedas estrangeiras. Ademais, nossos pagamentos referentes a aquisições de energia de Itaipu, que responderam por 22% de nossas despesas operacionais totais em 31 de março de 2001 são denominados em dólares. Nossa empresa não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação aplicável que exige que nossa empresa mantenha caixa excedente depositado em contas denominadas em reais junto a bancos brasileiros, nossa empresa não possui ativos monetários denominados em moedas estrangeiras. Em 2001, a perda em potencial que nossa empresa experimentaria na hipótese de alteração hipotética de 20% das taxas de câmbio seria de aproximadamente R$229 milhões referentes a empréstimos e financiamentos e R$164 milhões referentes a energia adquirida de Itaipu, principalmente em virtude de aumento de nossas despesas denominadas em reais refletidas na demonstração do resultado de nossa empresa. Em 2001, uma alteração hipotética e imediata de 20% das taxas de câmbio acarretaria saída de caixa adicional de aproximadamente R$198 milhões, refletindo o aumento de custo em reais de serviço de dívida denominada em moeda estrangeira e de aquisição de energia de Itaipu. A análise de sensibilidade supra pressupõe flutuação desfavorável simultânea de 20% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida, a despesa de juros correlata e as despesas referentes à aquisição de energia de Itaipu estão denominadas.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de março de 2001, tínhamos aproximadamente R$1.866 milhão em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R$1.047 milhão com juros a taxas flutuantes. Desses R$1.047 milhão, R$542 milhões referem-se à dívida sujeita a taxas de câmbio variáveis e R$505 milhões referem-se a contratos de empréstimo sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação determinados pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M. Investimos caixa excedente principalmente em investimentos de curto prazo. Alteração hipotética, imediata e desfavorável de 100 pontos base das taxas de juros aplicáveis a ativo e passivo financeiro com taxas flutuantes detidos em 31 de março de 2001 acarretariam saída de caixa adicional de aproximadamente R$1,2 milhão durante 2001.

**Item 12 - Descrição de American Depositary Shares**

O Citibank, N.A. comprometeu-se a atuar como banco depositário das ADSs representando Ações Preferenciais. Os escritórios para atividades de depositário do Citibank encontram-se localizados em 111 Wall Street, New York, New York 10005. As American Depositary Shares são freqüentemente denominadas "ADSs" e representam titularidade de valores mobiliários depositados junto ao banco depositário. As ADSs são normalmente representadas por certificados que são comumente denominados "American Depositary Receipts" ou "ADRs". O banco depositário usualmente nomeia um custodiante para guarda dos valores mobiliários depositados. Neste caso, o custodiante é o Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A.,, localizado na Avenida Paulista, 1111, 3º andar, CEP 01311-920, São Paulo, SP, Brasil.

Nomearemos o Citibank como banco depositário para as ADSs representando as Ações Preferenciais de acordo com um contrato de depósito, o Contrato de Depósito. Celebramos contratos de depósito com o

Citibank relacionados a outras linhas de crédito de ADR. Em 1994, celebramos dois contratos de depósito com o Citibank. Um desses contratos dispunha sobre o depósito de ações preferenciais mediante a criação de ADSs que foram vendidas nos termos da Regra 144A conforme a Lei de Mercado de Capitais, e outro contrato que dispunha sobre o depósito de ações preferenciais mediante a criação de ADSs que foram vendidas conforme o Regulamento S nos termos da Lei de Mercado de Capitais. Em 1995, celebramos outro contrato de depósito com o Citibank que prevê o depósito de nosso capital preferencial, que foi alterou e consolidou um contrato de depósito que celebramos como o Citibank em 1993. O Contrato de Depósito constitui uma alteração e consolidação do (i) contrato de depósito celebrado em 1995 e (ii) o contrato de depósito de 1994 relativo às ADSs vendidas de acordo com o Regulamento S conforme a Lei de Mercados de Capitais. O contrato de depósito de 1994 relativo às ADSs vendidas de acordo com a Regra 144A da Lei de Mercados de Capitais será rescindido na data em que celebrarmos o Contrato de Depósito, ou próximo de tal data. Uma via do Contrato de Depósito será arquivada junto à Comissão (SEC) ao amparo de um termo de registro segundo o Formulário F-6. Após arquivamento do termo de registro conforme o Formulário F-6, V.Sa. poderá obter cópia do Contrato de Depósito na Sala de Referência Pública da Comissão localizada em 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 20549.

Estamos fornecendo a V.Sa. descrição sumária dos termos relevantes das ADSs e de seus direitos relevantes na qualidade de titular de ADSs. Favor ter em mente que falta a um re-sumo, por sua natureza, precisão das informações sumarizadas e que os direitos e obrigações de um detentor na qualidade de titular de ADSs serão determinados por referência aos termos do Contrato de Depósito e não ao presente sumário. Instamos V.Sa. a examinar o Contrato de Depósito em seu inteiro teor.

Cada ADS representa 1.000 Ações Preferenciais depositadas junto ao custodiante. Cada ADS também representará qualquer outro bem recebido pelo banco depositário ou pelo custodiante por conta do titular das ADSs, o qual, entretanto, não tenha sido distribuído aos titulares de ADSs em virtude de restrições legais (tais como controles de cambial ou outras leis que proíbam o expatriamento de lucros corporativos do Brasil) ou considerações práticas (tais como atrasos administrativos na realização da conversão ou remessa).

Se V.Sa. passar a ser titular de ADSs, tornar-se-á parte do Contrato de Depósito e por conseguinte ficará vinculado a seus termos e aos termos do ADR que seja representativo de suas ADSs. O Contrato de Depósito e o ADR especificam nossos direitos e obrigações bem como seus direitos e obrigações na qualidade de titular de ADSs e ainda os direitos e obrigações do banco depositário. Como detentor de ADSs V.Sa nomeia o banco depositário para atuar em seu nome em certas circunstâncias. O Contrato de Depósito e os ADRs são regidos pela lei de Nova York. Entretanto, nossas obrigações para com os detentores de Ações Preferenciais continuarão a ser regidas pelas leis do Brasil, que poderão ser diferentes das leis dos Estados Unidos.

Como titular de ADSs, V.Sa. poderá detê-las por meio de ADR registrado em seu nome ou por meio de conta de corretagem ou custódia. Se V.Sa. decidir deter suas ADSs por meio de sua conta de corretagem ou custódia, V.Sa. deverá se fiar nos procedimentos de sua corretora ou banco para pleitear seus direitos na qualidade de titular de ADSs. Favor consultar sua corretora ou banco a fim de determinar quais são esses procedimentos. A presente descrição sumária pressupõe que V.Sa. optou por ser titular das ADSs diretamente por meio de ADR registrado em seu nome e, como tal, nossa empresa se referirá a V.Sa. como "detentor". Quando nos referirmos a "V.Sa.", iremos supor que o leitor é titular de ADSs e será titular de ADSs na época pertinente.

Dividendos e Distribuições

Na qualidade de detentor, V.Sa. tem, de modo geral, o direito de receber as distribuições que fazemos aos valores mobiliários depositados junto ao banco custodiante. O recebimento por parte de V.Sa. dessas distribuições poderá ficar restrito, entretanto, em razão de considerações práticas e limitações legais. Os detentores receberão tais distribuições de acordo com os termos do Contrato de Depósito na proporção do número de ADSs detidas na data de referência especificada.

*Distribuição em Dinheiro*

Sempre que fizermos distribuição em dinheiro aos valores mobiliários depositados junto ao custodiante, notificaremos o banco depositário. Quando do recebimento de tal notificação o banco depositário providenciará a conversão dos recursos em dólares dos Estados Unidos e a distribuição dos dólares dos Estados Unidos aos detentores, observadas as leis e regulamentos brasileiros.

A conversão em dólares dos Estados Unidos ocorrerá somente se for viável e se os dólares dos Estados Unidos puderem ser transferidos para os Estados Unidos. Os valores distribuídos a detentores serão líquidos das taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos pelos detentores nos termos do Contrato de Depósito. O depositário aplicará o mesmo método para distribuição do produto da venda de quaisquer bens (tais como direitos não distribuídos) detidos pelo custodiante com relação a valores mobiliários depositados.

A distribuição em dinheiro será efetuada líquida das taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos por detentores nos termos do Contrato de Depósito.

*Distribuições em Ações*

Sempre que procedermos a bonificação em Ações Preferenciais aos valores mobiliários depositados junto ao custodiante, notificaremos o banco depositário e depositaremos o correspondente número de Ações Preferenciais junto ao custodiante. Quando do recebimento da notificação de tal depósito, o banco depositário distribuirá aos detentores novas ADSs representativas das Ações Preferenciais depositadas ou modificará o coeficiente ADSs/Ações Preferenciais, hipótese em que cada ADS que V.Sa. detiver representará direitos e interesses sobre as Ações Preferenciais adicionais assim depositadas. Somente números inteiros de ADSs serão distribuídos. Os direitos fracionários serão vendidos e o produto dessa venda será distribuído como na hipótese de distribuição em dinheiro.

A distribuição de novas ADSs ou a modificação do coeficiente ADS/Ações quando de distribuição de Ações Preferenciais será efetuada líquida das taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos pelos detentores de acordo com os termos do Contrato de Depósito. A fim de pagar tais impostos ou encargos governamentais, o banco depositário poderá vender as novas Ações Preferenciais, no todo ou em parte, assim distribuídas.

Nenhuma distribuição em questão de novas ADSs será efetuada caso infrinja a lei (ou seja, as leis de valores mobiliários dos Estados Unidos) ou caso não seja viável em termos operacionais. Se o banco depositário não distribuir novas ADSs conforme acima descrito, ele envidará seus melhores esforços para vender as Ações Preferenciais recebidas e distribuirá o produto da venda como na hipótese de distribuição em dinheiro.

*Distribuições em Direitos*

Sempre que pretendermos distribuir direitos de aquisição de Ações Preferenciais adicionais, transmitiremos aviso prévio ao banco depositário e prestaremos assistência ao banco depositário na determinação de ser lícita e razoavelmente viável a distribuição de direitos de aquisição de ADSs adicionais a detentores.

O banco depositário estabelecerá procedimentos para distribuir direitos de aquisição de ADSs adicionais a detentores bem como para capacitar tais detentores a exercer esses direitos caso seja lícito e razoavelmente viável disponibilizar os direitos a detentores de ADSs, e caso nossa empresa forneça toda a documentação prevista no Contrato de Depósito (tal como, parecer que trate da legitimidade da operação). V.Sa. poderá ser obrigado a pagar taxas, despesas, impostos e demais encargos governamentais para subscrever as novas ADSs quando do exercício de seus direitos. O banco depositário não está obrigado a estabelecer procedimentos a fim de viabilizar a distribuição e exercício pelos detentores de direitos de aquisição de novas Ações Preferenciais diretamente em vez de novas ADSs.

O banco depositário não distribuirá os direitos a V.Sa. caso:

- nossa empresa não solicite tempestivamente que os direitos sejam distribuídos a V.Sa. ou solicite que os direitos não sejam distribuídos a V.Sa.; ou

- nossa empresa deixe de entregar documentos satisfatórios ao banco depositário; ou

- não seja razoavelmente viável distribuir os direitos.

O banco depositário venderá os direitos que não forem exercidos ou não forem distribuídos caso tal venda seja lícita e razoavelmente viável. O produto de tal venda será distribuído a detentores como na hipótese de distribuição em dinheiro. Se o banco depositário for incapaz de vender os direitos, ele permitirá que os direitos caduquem.

*Distribuições Opcionais*

Sempre que pretendermos distribuir dividendos a serem pagos, à opção dos acionistas, em dinheiro ou ações adicionais, transmitiremos aviso prévio nesse sentido ao banco depositário e indicaremos se desejamos ou não disponibilizar a V.Sa. a distribuição opcional. Nessa hipótese, prestaremos assistência ao banco depositário na determinação de ser lícita e razoavelmente viável tal distribuição

O banco depositário disponibilizará a opção a V.Sa. somente se for razoavelmente viável e se nossa empresa tiver fornecido toda a documentação prevista no Contrato de Depósito. Nessa hipótese, o banco depositário estabelecerá os procedimentos para capacitar V.Sa. a optar por receber moeda corrente ou ADSs adicionais, em cada uma das hipóteses, conforme descrito no Contrato de Depósito.

Se a opção não for disponibilizada a V.Sa., V.Sa. receberá moeda corrente ou ADSs adicionais, dependendo do que um acionista brasileiro receberia quando deixasse de fazer opção, conforme mais pormenorizadamente descrito no Contrato de Depósito.

*Demais Distribuições*

Sempre que pretendermos distribuir bens, que não moeda corrente, Ações Preferenciais ou direitos de aquisição de Ações Preferenciais adicionais, notificaremos o banco depositário previamente e indicaremos se desejamos que aludida distribuição seja feita a V.Sa. Se assim for o caso, prestaremos assistência ao banco depositário na determinação de ser lícita e razoavelmente viável tal distribuição a detentores.

Se for razoavelmente viável distribuir esses bens a V.Sa. e se nossa empresa fornecer toda a documentação prevista no Contrato de Depósito, o banco depositário distribuirá os bens aos detentores da forma que reputar viável.

A distribuição será efetuada líquida de taxas, despesas, impostos e encargos governamentais devidos por detentores de acordo com os termos do Contrato de Depósito. A fim de pagar tais impostos e encargos governamentais, o banco depositário poderá vender os bens recebidos, no todo ou em parte.

O banco depositário não distribuirá os bens a V.Sa. e os venderá caso:

- não seja apresentada solicitação por nossa empresa no sentido de que os bens sejam distribuídos a V.Sa. ou caso nossa empresa dê instruções para que os bens não sejam distribuídos a V.Sa.;

- nossa empresa não entregue documentos satisfatórios ao banco depositário; ou

- o banco depositário determine que a distribuição, no todo ou em parte, a V.Sa. não seja razoavelmente viável.

O produto de tal venda será distribuído a detentores como na hipótese de distribuição em dinheiro.

*Resgate*

Temos o direito de resgatar as ações depositadas junto ao custodiante somente em relação ao resgate geral de nossas Ações preferenciais. Notificaremos o banco depositário quanto a qualquer resgate dessa forma realizado. Se for razoavelmente viável e se nossa empresa fornecer toda a documentação prevista no Contrato de Depósito, o banco depositário enviará aviso por correio aos detentores acerca do resgate.

O custodiante será instruído a restituir as ações que estejam sendo resgatadas contra o pagamento do preço de resgate aplicável. O banco depositário converterá os recursos do resgate recebido em dólares dos Estados Unidos de acordo com os termos do Contrato de Depósito e estabelecerá os procedimentos para capacitar os detentores a receber o produto líquido do resgate quando da restituição de suas ADSs ao banco depositário. V.Sa. poderá ter que pagar taxas, despesas, impostos e demais encargos governamentais quando do resgate de suas ADSs. Se menos da totalidade das ADSs estiverem sendo resgatadas, as ADSs a serem resgatas serão escolhidas por lote ou em bases proporcionais, conforme o banco depositário vier a determinar.

Alterações que Afetam as Ações Preferenciais

Os direitos dos detentores de Ações Preferenciais não poderão ser alterados sem o consentimento dos detentores da maioria das Ações Preferenciais. Vide "Item 10. Informações Adicionais – Direitos dos Acionistas – Alterações nos Direi-tos dos Acionistas".

Se qualquer tal alteração viesse a ocorrer, suas ADSs, na extensão permitida por lei, confeririam direito de receber os bens recebidos ou permutados com relação às Ações Preferenciais mantidas em depósito. O banco depositário poderá nessas circunstâncias entregar novas ADSs a V.Sa. ou exigir a permuta de suas ADSs existentes por novas ADSs. Se o banco depositário não puder distribuir esses bens a V.Sa. nos termos da lei, ele poderá vender esses bens e distribuir o produto líquido a V.Sa. como na hipótese de distribuição em dinheiro.

Emissão de ADSs mediante Depósito de Ações Preferenciais

O banco depositário poderá criar ADSs em favor de V.Sa., caso V.Sa. ou sua corretora deposite Ações Preferenciais junto ao custodiante. O banco depositário entregará essas ADSs à pessoa que V.Sa. indicar somente após V.Sa. pagar quaisquer taxas de emissão aplicáveis bem como quaisquer encargos e impostos devidos em decorrência da transferência das Ações Preferenciais ao custodiante. A capacidade de V.Sa. de depositar Ações Preferenciais e receber ADSs poderá ficar limitada por fatores ligados à legislação dos Estados Unidos e do Brasil aplicável à época do depósito.

A emissão de ADSs poderá ser adiada até que o banco depositário ou o custodiante receba confirmação de que todas as aprovações necessárias foram concedidas e as Ações Preferenciais foram devidamente transferidas ao custodiante. O banco depositário somente emitirá ADSs em números inteiros.

Quando V.Sa. fizer depósito de Ações Preferenciais ficará responsável por transferir a legítima propriedade ao banco depositário. Assim sendo, V.Sa. será havida por declarar e garantir que:

- as Ações Preferenciais encontram-se devidamente autorizadas, validamente emitidas, totalmente integralizadas, não são passíveis de chamadas adicionais e foram obtidas nos termos da lei;

- todos os direitos de preferência (e direitos similares), se houver, atinentes às Ações Preferenciais foram validamente renunciados ou exercidos;

- V.Sa. encontra-se devidamente autorizado a depositar as Ações Preferenciais;

- as Ações Preferenciais apresentadas para depósito encontram-se livres e desembaraçadas de quaisquer ônus, gravames, direitos de garantia, encargos, onerações ou pleitos adversos e não são, e as ADSs que possam ser emitidas quando do depósito em questão não serão, "valores mobiliários restritos" (conforme definição contida no Contrato de Depósito); e

- as Ações apresentadas para depósito não foram privadas de quaisquer direitos.

Se qualquer das declarações ou garantias estiver, de qualquer modo, incorreta, nossa empresa e o banco depositário, às expensas de V.Sa., praticarão todos e quaisquer atos necessários para sanar as conseqüências das declarações inexatas.

Retirada de Ações quando do Cancelamento de ADSs

Na qualidade de detentor, V.Sa. terá direito de apresentar suas ADSs ao banco depositário para cancelamento e então receber o correspondente número de Ações Preferenciais que lhe sejam subjacentes nos escritórios do custodiante. A capacidade de V.Sa. de retirar as Ações Preferenciais poderá ficar limitada por fatores da legislação dos Estados Unidos e do Brasil aplicável à época da retirada. A fim de retirar as Ações Preferenciais representadas por suas ADSs, V.Sa. deverá pagar ao depositário as taxas de cancelamento de ADSs e quaisquer encargos e impostos aplicáveis quando da transferência das Ações Preferenciais que estejam sendo retiradas. V.Sa. assumirá o risco de entrega de todos os recursos e valores mobiliários quando da retirada. Uma vez canceladas, as ADSs não terão quaisquer direitos ao amparo do Contrato de Depósito.

Se V.Sa. detiver ADR registrado em seu nome, o banco depositário poderá pedir que V.Sa. forneça comprovação de identidade e autenticidade de qualquer assinatura bem como os demais documentos que o banco depositário venha a reputar apropriados antes de cancelar suas ADSs. A retirada das Ações Preferenciais representadas por suas ADSs poderá ser adiada até que o banco depositário receba comprovação satisfatória de cumprimento de todas as leis e regulamentos aplicáveis. Favor ter em mente que o banco depositário somente aceitará para cancelamento ADSs que representem número inteiro de valores mobiliários depositados.

V.Sa. terá o direito de retirar os valores mobiliários representados por suas ADSs a qualquer tempo:

- ressalvados atrasos temporários que possam surgir em razão de (i) os livros de transferência das Ações Preferenciais ou ADSs estarem fechados; ou (ii) as Ações Preferenciais estarem imobilizadas em função de assembléia geral ou pagamento de dividendos;

- ressalvadas obrigaç ões de pagar taxas, impostos e encargos similares; e

- ressalvadas restrições impostas em virtude de leis ou regulamentos aplicáveis a ADSs ou à retirada de valores mobiliários depositados.

O Contrato de Depósito não poderá ser modificado a fim de prejudicar o direito de V.Sa. de retirar os valores mobiliários representados por suas ADSs, exceto para atender disposições cogentes de lei.

Direitos de Voto

Na qualidade de detentor, V.Sa. possui, de modo geral, o direito ao amparo do Contrato de Depósito de instruir o banco depositário a exercer os direitos de voto, se houver, atinentes às Ações Preferenciais representadas por suas ADSs. Os direitos de voto de detentores de Ações Preferenciais estão limitados a circunstâncias especiais e encontram-se descritos no Item 10. Informações Adicionais " Estatuto Social."

Mediante solicitação de V.Sa., o banco depositário distribuirá a V.Sa. qualquer convocação de assembléia geral recebida de nossa empresa juntamente com informações explicitando como instruir o banco depositário a exercer os direitos de voto dos valores mobiliários representados pelas ADSs.

Se o banco depositário receber tempestivamente instruções de voto de detentor de ADSs, ele envidará esforços para votar os valores mobiliários representados pelas ADSs do detentor em conformidade com essas instruções de voto.

Favor observar que a capacidade do banco depositário de cumprir instruções de voto poderá ficar limitada por restrições de ordem prática e legal e pelos termos dos valores mobiliários depositados. Não

podemos lhe garantir que V.Sa. receberá materiais de voto tempestivamente de modo a capacitá-lo, por sua vez, a tempestivamente encaminhar instruções de voto ao banco depositário. Os valores mobiliários com relação aos quais nenhuma instrução de voto tenha sido recebida não serão votados.

Taxas e Encargos

Na qualidade de detentor de ADSs, V.Sa. deverá pagar as seguintes taxas de serviço ao banco depositário:

| Serviço | Taxas |
|---|---|
| Emissão de ADSs | Até 5 ¢ por ADS emitida |
| Cancelamento de ADSs | Até 5 ¢ por ADS cancelada |
| Exercício de direitos de aquisição de ADSs adicionais | Até 5 ¢ por ADS emitida |
| Distribuição de dividendos em dinheiro | Nenhuma taxa (enquanto for vedado pela NYSE) |
| Distribuição de ADSs em conformidade com bonificação em ações ou outras distribuições de ações a título gratuito | Nenhuma taxa (enquanto for vedado pela NYSE) |
| Distribuição de produto em dinheiro | Até 2 ¢ por ADS detida (ou seja, quando da venda de direitos)] |

Na qualidade de detentor de ADS, V.Sa. também ficará responsável pelo pagamento de certas taxas e despesas incorridos pelo banco depositário e certos impostos e encargos governamentais tais como:

- taxas em função da transferência e registro de Ações Preferenciais cobrados pelo agente de registro e pelo agente de transferência das Ações Preferenciais no Brasil (ou seja, quando do depósito e retirada de Ações Preferenciais);

- despesas incorridas para conversão de moeda estrangeira em dólares dos Estados Unidos;

- despesas de transmissão de telegrama, telex e fax e de entrega de valores mobiliários; e

- impostos e tarifas quando da transferência de valores mobiliários (ou seja, quando Ações Preferenciais são depositadas ou retiradas de depósito).

Nossa empresa comprometeu-se a pagar certos outros encargos e despesas do banco depositário. Observe que as taxas e encargos que V.Sa. poderá ficar obrigado a pagar poderão variar ao longo do tempo e poderão ser alterados por nossa empresa e pelo banco depositário. V.Sa. receberá notificação prévia dessas alterações.

Aditivos e Rescisão

Poderemos avençar com o banco depositário a modificação do Contrato de Depósito a qualquer tempo sem o consentimento de V.Sa. Comprometemo-nos a transmitir aviso aos detentores com trinta dias de antecedência de quaisquer modificações que prejudicariam de maneira relevante qualquer de seus direitos substantivos ao amparo do Contrato de Depósito. Não consideramos prejudicial de maneira relevante a seus direitos substantivos quaisquer modificações ou complementações que sejam razoavelmente necessárias para que as ADSs sejam registradas ao amparo do Securities Act ou sejam qualificadas para liquidação sob a forma escritural, em cada caso, sem a imposição ou aumento das taxas e encargos que caibam a V.Sa. pagar. Ademais, talvez não sejamos capazes de transmitir a V.Sa. aviso prévio de quaisquer modificações ou complementações que sejam necessárias para viabilizar o cumprimento de disposições de lei aplicáveis.

V.Sa. ficará vinculado pelas modificações do Contrato de Depósito caso continue detendo suas ADSs após as modificações do Contrato de Depósito entrarem em vigor. O Contrato de Depósito não poderá ser aditado a fim de impedir V.Sa. de retirar as Ações Preferenciais representadas por suas ADSs (exceto nos casos previstos em lei).

Temos o direito de orientar o banco depositário a rescindir o Contrato de Depósito. De igual modo, o banco depositário poderá, em certas circunstâncias, por iniciativa própria, rescindir o Contrato de Depósito. Em qualquer dos casos, o banco depositário deverá transmitir aviso aos detentores com antecedência de, no mínimo, 30 dias da rescisão.

Quando da rescisão, de acordo com o Contrato de Depósito, ocorrerá o quanto segue:

- pelo prazo de seis meses a contar da rescisão, V.Sa. poderá solicitar o cancelamento de suas ADSs e a retirada das Ações Preferenciais representadas por suas ADSs bem como a entrega de todos os demais bens mantidos pelo banco depositário com relação às Ações Preferenciais nos mesmos termos que anteriormente à rescisão. Durante esse prazo de seis meses o banco depositário continuará a cobrar todas as distribuições recebidas com relação às Ações Preferenciais depositadas (ou seja, dividendos) porém não distribuirá quaisquer tais bens até que V.Sa. solicite o cancelamento de suas ADSs.

- Após a expiração desse prazo de seis meses, o banco depositário poderá vender os valores mobiliários mantidos em depósito. O banco depositário conservará o produto dessa venda e quaisquer outros recursos mantidos por conta dos detentores de ADSs em conta sem rendimento de juros. Nesse caso, o banco depositário não terá nenhuma obrigação para com os detentores, exceto prestar contas dos recursos à época detidos por conta dos detentores de ADSs ainda não pagos.

Livros do Depositário

O banco depositário manterá registros dos detentores de ADSs em seus escritórios. V.Sa. poderá examinar tais registros nesses escritórios durante o horário de expediente normal, porém exclusivamente para o fim de estabelecer comunicação com os demais detentores no tocante a matérias de interesse comercial referentes às ADSs e ao Contrato de Depósito.

O banco depositário manterá em Nova York estabelecimentos para registro e processamento da emissão, cancelamento, grupamento, desdobramento e transferência de ADRs. Esses estabelecimentos poderão ser fechados de tempos em tempos, na extensão não vedada por lei.

Limitações a Obrigações e Responsabilidades

O Contrato de Cepósito limita nossas obrigações bem como as obrigações do banco depositário para com V.Sa. Favor observar o quanto segue:

- Nossa empresa e o banco depositário estão obrigados somente a praticar os atos expressamente indicados no Contrato de Cepósito sem culpa ou má-fé.

- O banco depositário exonera-se de qualquer responsabilidade por qualquer falha em executar instruções de voto, por qualquer forma pela qual voto seja manifestado ou pelo efeito de qualquer voto, contanto que aja de boa-fé e em conformidade com os termos do Contrato de Depósito.

- O banco depositário exonera-se de qualquer responsabilidade por qualquer falha em determinar a legalidade ou viabilidade de qualquer ato, pelo teor de qualquer documento enviado a V.Sa. por conta de nossa empresa ou pela exatidão de qualquer tradução de tal documento, pelos riscos de investimento associados ao investimento em Ações Preferenciais, pela validade ou valor das Ações Preferenciais, por quaisquer conseqüências fiscais que decorram da titularidade de ADSs, pela solidez financeira de quaisquer terceiros, por permitir a caducidade de quaisquer direitos

nos termos do Contrato de Cepósito, pela tempestividade de qualquer de nossos avisos ou por nossa falha em transmitir avisos.

- Nossa empresa e o banco depositário não ficarão obrigados a praticar qualquer ato que seja incompatível com os termos do Contrato de Depósito.

- Nossa empresa e o banco depositário exoneram-se de qualquer responsabilidade caso sejamos impedidos ou proibidos de agir em função de qualquer lei ou regulamento, de qualquer disposição de nosso Estatuto Social, de qualquer disposição de quaisquer valores mobiliários depositados ou em razão de qualquer caso fortuito ou guerra ou demais circunstâncias fora de nosso controle.

- Nossa empresa e o banco depositário exoneram-se de qualquer responsabilidade em razão de qualquer exercício ou não exercício de qualquer poder discricionário previsto no Contrato de Depósito ou no Estatuto Social de nossa empresa ou em quaisquer disposições dos valores mobiliários depositados.

- Nossa empresa e o banco depositário também exoneram-se de qualquer responsabilidade por qualquer ação ou omissão com respaldo em recomendação ou informação recebida de advogados, contadores, qualquer pessoa que esteja apresentando Ações para depósito, qualquer detentor de ADSs ou representantes legais dos mesmos, ou de qualquer outra pessoa que qualquer um de nós acredite de boa-fé ser competente para dar recomendações ou prestar informações.

- Nossa empresa e o banco depositário também se exoneram de responsabilidade pela incapacidade dos detentores de se beneficiarem de qualquer distribuição, oferta, direito ou outro benefício que seja colocado a disposição de detentores de Ações Preferenciais, porém que não esteja, nos termos do Contrato de Depósito, disponível a V.Sa.

- Nossa empresa e o banco depositário poderão se fiar, independentemente de qualquer responsabilidade, em qualquer aviso, solicitação ou outro documento escrito que acreditem ser autêntico e ter sido firmado ou apresentado pelas partes competentes.

Operações de Pré-Liberação

O banco depositário poderá, em certas circunstâncias, emitir ADSs antes de receber depósito de Ações Preferenciais ou liberar Ações Preferenciais antes de receber ADSs. Essas operações são comumente denominadas “operações de pré-liberação”. O Contrato de Depósito limita a dimensão total de operações de pré-liberação e impõe uma série de condições a essas operações (ou seja, a necessidade de receber garantia, o tipo de garantia necessária, as declarações necessárias de corretoras, etc.). O banco depositário poderá conservar a remuneração recebida das operações de pré-liberação.

Impostos

V.Sa. ficará responsável pelos impostos e demais encargos governamentais incidentes sobre as ADSs e os valores mobiliários representados pelas ADSs. Nossa empresa, o banco depositário e o custodiante poderemos deduzir de qualquer distribuição os impostos e encargos governamentais devidos por detentores bem como poderemos vender todos e quaisquer bens depositados para pagar os impostos e encargos governamentais devidos por detentores. V.Sa. ficará responsável por qualquer insuficiência caso o produto da venda não cubra os impostos devidos.

O banco depositário poderá recusar-se a emitir ADSs, entregar, transferir, desdobrar e agrupar ADRs ou liberar valores mobiliários depositados até que todos os impostos e encargos sejam pagos pelo competente detentor. O banco depositário e o custodiante poderão tomar medidas administrativas razoáveis para obter restituições de imposto assim como imposto de retenção na fonte reduzido no que toca a quaisquer distribuições em favor de V.Sa. Entretanto, V.Sa. poderá ficar obrigado a fornecer ao banco depositário e ao custodiante comprovação da situação de contribuinte e residência bem como as demais informações que o

banco depositário e o custodiante venham a exigir para cumprir obrigações previstas em lei. V.Sa. deverá indenizar nossa empresa, o banco depositário e o custodiante por quaisquer pleitos referentes a impostos fundados em qualquer benefício fiscal obtido por V.Sa.

Conversão de Moeda Estrangeira

O banco depositário providenciará a conversão de todas as moedas estrangeiras recebidas em dólares dos Estados Unidos caso essa conversão seja viável e distribuirá os dólares dos Estados Unidos de acordo com os termos do Contrato de Depósito. V.Sa. poderá ter que pagar taxas e despesas incorridas na conversão de moeda estrangeira, tais como taxas e despesas incorridas no atendimento de controles cambiais e demais exigências governamentais.

Se a conversão de moeda estrangeira não for viável ou lícita, ou se quaisquer aprovações necessárias forem negadas ou não puderem ser obtidas a um custo razoável ou dentro de prazo razoável, o banco depositário poderá, a seu critério, praticar os seguintes atos:

- Converter a moeda estrangeira, na extensão viável e lícita, e distribuir os dólares dos Estados Unidos aos detentores a quem a conversão e distribuição seja lícita e viável.

- Distribuir a moeda estrangeira a detentores a quem a distribuição seja lícita e viável.

- Conservar a moeda estrangeira (sem responsabilidade por juros) por conta dos competentes detentores.

**Item 13 - Inadimplementos, Atrasos e Mora com relação a Dividendos**

Não aplicável.

**Item 14 - Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos**

Não aplicável.

**Item 15 - [Reservado]**

**Item 16 - [Reservado]**

**Item 17 - Demonstrações Financeiras**

Não aplicável

**Item 18 - Demonstrações Financeiras**

Fazemos referência às páginas F-1 a F-66 do presente Termo de Registro.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente Termo de Registro segundo o Formulário 20-F:

- Relatórios dos Auditores Independentes

- Balanços Patrimoniais Auditados em 31 de dezembro de 2000 e1999

- Demonstrações do Resultado Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2000

- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2000

- Demonstrações do Fluxo de Caixa Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2000
- Notas Explicativas das demonstrações financeiras do encerramento do exercício.
- Balanço Patrimonial Não Auditado de 31 de março de 2001
- Demonstrações do Resultado (prejuízo) Não Auditadas dos três meses findos em 31 de março de 2001
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Não Auditadas dos três meses findos em 31 de março de 2001 e 2000
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Não Auditadas dos três meses findos em 31 de março de 2001 e 2000
- Notas Explicativas das demonstrações financeiras inter-calares.

**Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG**

Demonstrações Contábeis Consolidadas

31 de Dezembro de 2000, 1999 and 1998

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

Parecer dos Auditores Independentes

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG:

Auditamos os balanços patrimoniais consolidados da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG e suas subsidiárias em 31 de dezembro de 2000 e 1999, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, das mutações do patrimônio líquido e fluxo de caixa para cada um dos três anos findos em 31 de dezembro de 2000. Estas demonstrações contábeis são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossas auditorias.

Nossas auditorias foram conduzidas de acordo com as normas de auditoria geralmente aceitas nos Estados Unidos da América. Essas normas exigem que planejemos e executemos a auditoria para obter razoável segurança de que as demonstrações contábeis não apresentem erros relevantes. Uma auditoria inclui exames, com base em testes, das evidências que suportam os saldos e as divulgações das demonstrações contábeis. Uma auditoria também inclui a avaliação dos princípios contábeis utilizados e as estimativas contábeis mais representativas adotadas pela Administração, bem como a avaliação das demonstrações contábeis apresentadas em seu conjunto. Acreditamos que nossos exames fornecem base razoável para nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição financeira consolidada da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e suas subsidiárias em 31 de dezembro de 2000 e 1999, e os resultados consolidados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três anos findos em 31 de dezembro de 2000, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

Belo Horizonte, Brasil,
27 de março de 2001

Arthur Andersen S/C

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999

(Expressos em milhões de Reais)

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

A T I V O

| | 31 de Dezembro | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| CIRCULANTE: | | |
| Disponibilidades (nota 5) | 303 | 86 |
| Contas a receber (nota 6) | 668 | 460 |
| Tributos a recuperar | 25 | 112 |
| Almoxarifado | 12 | 14 |
| Outros | 78 | 96 |
| | 1.086 | 768 |
| INVESTIMENTOS (nota 7) | 51 | 42 |
| IMOBILIZADO, LÍQUIDO (nota 8) | 10.415 | 10.535 |
| OUTROS ATIVOS: | | |
| Contas a receber (nota 6) | - | 70 |
| Títulos e valores mobiliários (nota 9) | 61 | 41 |
| Impostos sobre a renda diferidos (nota 4) | 770 | 811 |
| Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (nota 3) | 953 | 809 |
| Outros | 78 | 52 |
| | 1.862 | 1.783 |
| Total do Ativo | 13.414 | 13.128 |

As notas explicativas anexas são parte integrante
destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 1999

(Expressos em milhões de reais, exceto onde indicado de outra forma)

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

P A S S I V O

| | 31 de Dezembro | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| CIRCULANTE: | | |
| Fornecedores (nota 10) | 237 | 222 |
| Salários e contribuições sociais | 80 | 84 |
| Tributos a pagar (nota 11) | 78 | 74 |
| Dividendos e juros sobre capital próprio | 174 | 183 |
| Empréstimos a curto prazo (nota 12) | 82 | 122 |
| Parcela de curto prazo de financiamento a longo prazo (nota 12) | 502 | 337 |
| Encargos do consumidor a recolher (nota 13) | 90 | 69 |
| Venda antecipada de energia elétrica (nota 14) | 71 | 80 |
| Provisão para contingências (nota 16) | 150 | 174 |
| Outros | 84 | 117 |
| | 1.548 | 1.462 |
| EXIGIVEL A LONGO PRAZO | | |
| Financiamentos a longo prazo (nota 12) | 1.088 | 1.039 |
| Venda antecipada de energia elétrica (nota 14) | 33 | 99 |
| Obrigações com benefícios pós-emprego (nota 15) | 1.803 | 1.734 |
| Imposto de renda diferido (nota 4) | 612 | 673 |
| Provisão para contingências (nota 16) | 136 | 126 |
| Outros | 30 | 29 |
| | 3.702 | 3.700 |
| PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA | 2 | 2 |
| PATRIMONIO LÍQUIDO: (nota 17) | | |
| Capital Social - ações com valor nominal de R$0,01 | | |
| Ações preferenciais - 89.504.020 mil autorizadas e emitidas | 786 | 786 |
| Ações ordinárias - 69.495.478 mil autorizadas e emitidas | 610 | 610 |
| | 1.396 | 1.396 |
| Capital adicional integralizado | 3.170 | 3.170 |
| Lucros acumulados apropriados | 3.299 | 3.353 |
| Lucros acumulados não apropriados | 735 | 502 |
| Itens registrados diretamente no patrimônio líquido | (438) | (457) |
| | 8.162 | 7.964 |
| Total do passivo e patrimônio líquido | 13.414 | 13.128 |

As notas explicativas anexas são parte integrante
destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS RESULTADOS
PARA OS ANOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000,1999 e 1998
(Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

| | Anos findos em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| RECEITAS OPERACIONAIS: (nota 18) | | | |
| Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais | 4.478 | 3.678 | 3.159 |
| Impostos sobre receitas - ICMS | (956) | (796) | (679) |
| Fornecimento de energia elétrica para o sistema interconectado | 145 | 63 | 132 |
| Uso de rede básica de transmissão | 139 | 71 | 2 |
| Outras receitas operacionais | 124 | 93 | 61 |
| Receitas operacionais | 3.930 | 3.109 | 2.675 |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS: | | | |
| Eletricidade adquirida para revenda (nota 19) | (819) | (727) | (481) |
| Gás adquirido para revenda | (60) | (36) | (20) |
| Uso de rede básica de transmissão | (243) | (151) | (71) |
| Depreciação e amortização | (583) | (555) | (441) |
| Pessoal | (466) | (391) | (408) |
| Encargos do consumidor (nota 19) | (433) | (258) | (206) |
| Serviços de terceiros | (195) | (153) | (126) |
| Outros impostos | (174) | (137) | (88) |
| Custo de benefícios pós-emprego (nota 15) | (238) | (193) | (475) |
| Materiais e suprimentos | (71) | (59) | (45) |
| Outros (nota 19) | (208) | (290) | (133) |
| Total de custos e despesas operacionais | (3.490) | (2.950) | (2.494) |
| Lucro operacional | 440 | 159 | 181 |
| OUTRAS RECEITAS (DESPESAS): | | | |
| Receitas financeiras (nota 20) | 269 | 276 | 157 |
| Despesas financeiras (nota 20) | (311) | (571) | (197) |
| | (42) | (295) | (40) |
| Lucro (prejuízo) antes dos impostos | 398 | (136) | 141 |
| IMPOSTOS SOBRE A RENDA - crédito (despesa) (nota 4) | (32) | 114 | 148 |
| Lucro (prejuízo) líquido do exercício | 366 | (22) | 289 |
| Quantidade média de ações em circulação (em milhares) (nota 2"s") | 158.931.715 | 158.931.715 | 158.935.843 |
| Lucro (prejuízo) básico e diluído por mil ações ordinárias e preferenciais - em reais | 2,30 | (0,14) | 1,82 |
| ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 19 | (168) | 1 |
| Lucro (prejuízo) líquido após os itens de resultados considerados como efeito | 385 | (190) | 290 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| no patrimônio líquido | | | |
| | ========= | ========= | ========= |

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS ANOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 E 1998
(Expressos em milhões de reais)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

| | Anos findos em 31 de Dezembro | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS: | | | |
| Lucro (prejuízo) líquido do exercício | 366 | (22) | 289 |
| Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa gerado nas atividades operacionais: | | | |
| Depreciação e amortização | 583 | 555 | 441 |
| Perda (ganho) com variação monetária ou cambial - longo prazo | (82) | 182 | (21) |
| Perda na baixa de imobilizado | 79 | 18 | 12 |
| Custos com plano de aposentadoria | 77 | 45 | 351 |
| Provisão para contingências e contas a receber | (8) | 143 | 140 |
| Imposto de renda diferido - (créditos) despesas | (30) | (79) | (228) |
| Outros | 11 | (3) | (11) |
| Redução (aumento) de ativos: | | | |
| Contas a receber | (214) | (102) | (78) |
| Tributos a recuperar | 87 | (62) | 86 |
| Almoxarifado | 2 | 12 | 12 |
| Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais | 17 | 24 | 54 |
| Outros | (23) | (44) | 14 |
| Aumento (diminuição) em passivos: | | | |
| Fornecedores | 15 | 41 | 66 |
| Salários e contribuições sociais | (4) | 11 | (25) |
| Tributos a pagar | 4 | (14) | (169) |
| Encargos do consumidor a recolher | 21 | 21 | 4 |
| Provisão para contingências | - | (188) | - |
| Venda antecipada de energia elétrica | (76) | 171 | (60) |
| Outros | 6 | 68 | 52 |
| Caixa líquido obtido das atividades operacionais | 831 | 777 | 929 |
| FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS: | | | |
| Financiamentos a longo prazo obtidos | 320 | 319 | 143 |
| Pagamentos de financiamentos a longo prazo | (282) | (350) | (163) |
| Adiantamento para aumento futuro de capital | - | 8 | 17 |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio | (196) | (278) | (544) |
| Caixa obtido das (utilizado em) atividades financeiras | (158) | (301) | (547) |

| | Anos findos em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO: | | | |
| Resgate (aquisição) de depósitos temporários | - | 13 | (55) |
| Novos investimentos | (11) | (33) | (2) |
| Aquisição de imobilizado | (445) | (427) | (481) |
| Caixa utilizado em atividades de investimento | (456) | (447) | (538) |
| AUMENTO (REDUÇÃO) DAS DISPONIBILIDADES | 217 | 29 | (156) |
| DISPONIBILIDADES: | | | |
| Início do ano | 86 | 57 | 213 |
| Final do ano | 303 | 86 | 57 |
| | 217 | 29 | (156) |
| INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA: | | | |
| Tributos pagos (imposto de renda e contribuição social) | 53 | - | 82 |
| Juros pagos | 122 | 118 | 87 |

As notas explicativas anexas são parte integrante
destas demonstrações contábeis consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS ANOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 E 1998
(Expressos em milhões de reais, exceto a quantidade de ações e o lucro por ação)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

| | Anos findos em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| CAPITAL SOCIAL | | | |
| Ações preferenciais | 786 | 786 | 786 |
| Ações ordinárias | 610 | 610 | 610 |
| | 1.396 | 1.396 | 1.396 |
| CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO: | 3.170 | 3.170 | 3.170 |
| LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS: | | | |
| Reserva de incentivos fiscais- | | | |
| Saldo no início do ano | 41 | 40 | 29 |
| Transferência de (para) lucros acumulados não apropriados | - | 1 | 11 |
| Saldo no final do ano | 41 | 41 | 40 |
| Reserva de contas de resultado a compensar | | | |
| Saldo no final do ano | 2.680 | 2.680 | 2.680 |
| Reserva de lucros não realizados: | | | |
| Saldo no início do ano | 538 | 598 | 664 |
| Transferência de (para) lucros acumulados não apropriados | (54) | (60) | (66) |
| Saldo no final do ano | 484 | 538 | 598 |
| Reserva legal: | | | |
| Saldo no final do ano | 94 | 94 | 94 |
| | 3.299 | 3.353 | 3.412 |
| LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS: | | | |
| Saldo no início do ano | 502 | 820 | 986 |
| Lucro (prejuízo) líquido do exercício | 366 | (22) | 289 |
| Transferências de (para) reservas | 54 | 59 | 55 |
| Dividendos- | | | |
| 2000 - R$1.17 por lote de mil ações | (187) | - | - |
| 1999 - R$2.23 por lote de mil ações | - | (355) | - |
| 1998 - R$3.21 por lote de mil ações | - | - | (510) |
| Saldo no final do ano | 735 | 502 | 820 |

| | Anos findos em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO | | | |
| Saldo no início do ano | (457) | (289) | (290) |
| Perdas não realizadas em títulos e valores mobiliários | 20 | 5 | (9) |
| Ajuste nas obrigações mínimas com benefícios pós-emprego | 8 | (255) | 11 |
| Impostos sobre a renda | (9) | 82 | (1) |
| Saldo no final do ano | (438) | (457) | (289) |
| Patrimônio Líquido no final do ano | 8.162 | 7.964 | 8.509 |

As notas explicativas anexas são parte integrante
destas demonstrações contábeis consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS

31 DE DEZEMBRO DE 2000, 1999 E 1998

(Valores expressos em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

## 1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("CEMIG" ou a "Companhia") é uma sociedade de economia mista organizada de acordo com as leis da República Federativa do Brasil e controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais ("Governo do Estado"). As principais atividades da Companhia são a construção e operação de sistemas utilizados na geração, transmissão, distribuição e fornecimento de energia elétrica. A Companhia também mantém operações em outras atividades relacionadas a energia.

Como uma concessionária de serviço público de eletricidade, a Companhia está sujeita a normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma agência do Governo Federal brasileiro ("Governo Federal"). As várias concessões para geração, transmissão e distribuição de energia da Companhia expirarão entre os anos de 2004 e 2035, sujeitas a renovações em condições específicas.

A CEMIG possui participação societária nas seguintes empresas:

- Sá Carvalho S.A. (participação de 100,00%) - Suas principais atividades são a produção e comercialização de energia elétrica através da usina hidrelétrica de Sá Carvalho, adquirida em 2000 da ACESITA.
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (participação de 100,00%) - Suas principais atividades são a produção e comercialização de energia elétrica através da usina térmica de Ipatinga.
- Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG (participação de 95,12%) - Suas principais atividades são a exploração, produção, aquisição, armazenamento, transporte e distribuição de gás combustível ou de subprodutos e derivados. A concessão para o período de 30 anos, iniciada em 1993, foi outorgada pelo Governo do Estado de Minas Gerais.
- Empresa de Infovias S.A. (participação de 49%) - Suas principais atividades são a prestação e exploração de limitado serviço especializado na área de telecomunicações, por meio de sistema integrado constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e associados, ainda em fase pré operacional.

## 2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Na preparação de suas demonstrações contábeis, a CEMIG adotou os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América ("U.S. GAAP"). A preparação destas demonstrações requer que a Administração efetue estimativas e adote premissas para o registro de ativos, passivos, receitas e despesas. As demonstrações contábeis aqui apresentadas, incluem estimativas relativas a vida útil dos itens do imobilizado, provisões para contingências, estimativas de obrigações com benefícios pós-emprego e outras estimativas similares. Os valores efetivos podem diferir daqueles estimados.

(a) Base de Apresentação - As demonstrações contábeis foram preparadas de acordo com o U.S. GAAP, que diferencia-se em certos aspectos dos princípios de contabilidade geralmente

aceitos no Brasil aplicados pela CEMIG em suas demonstrações contábeis societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e também daquelas preparadas e arquivadas de acordo com normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A Companhia concluiu que não está sujeita às normas prescritas no Statement of Financial Accounting Standards (SFAS) 71 “Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation” (Normas para registro contábil referentes a regulamentações específicas) uma vez que a estrutura de determinação das tarifas no Brasil, como melhor descrito na nota 3, não contempla a recuperação de custos operacionais específicos. Assim sendo, a Companhia adotou as práticas contábeis aplicáveis às empresas em geral.

(b) Correção Monetária Integral - Até 31 de dezembro de 1997, o Brasil era considerado um país de economia hiperinflacionária (inflação acumulada em um período de três anos excedia a 100%) e, para efeito de U.S. GAAP, a Companhia elaborou suas demonstrações contábeis sob o método de correção monetária integral para todos os anos findos até aquela data. A CEMIG adotou o IGP-DI (Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna) para refletir os efeitos da inflação nas suas demonstrações contábeis.

Sob o método de correção monetária integral, todos os ativos e passivos não monetários relevantes, as contas do patrimônio líquido e os componentes da demonstração do resultado, fluxo de caixa e mutações do patrimônio líquido são expressas em moeda de capacidade aquisitiva constante na data do mais recente balanço patrimonial.

A partir de 1º de Janeiro de 1998, o Brasil deixou de ser considerado uma economia hiperinflacionária para as normas do U.S. GAAP e, desta maneira, a Companhia deixou de corrigir monetariamente suas demonstrações contábeis para reconhecer os efeitos inflacionários a partir daquela data. Os saldos corrigidos de ativos e passivos não monetários de 31 de dezembro de 1997, representam os valores desses ativos e passivos a partir dessa data.

Os valores apresentados em moeda de capacidade aquisitiva constante não têm o propósito de representar valores de avaliação, custo de reposição ou qualquer outra forma de avaliação do montante corrente dos ativos ou determinação de preço para transações atuais.

O Patrimônio Líquido apresentado nessas demonstrações difere daquele apresentado nas demonstrações contábeis societárias da Companhia, elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações em função de: (i) a partir de 1 de janeiro de 1996, a correção monetária das demonstrações contábeis preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações foi extinta, porém, para fins de U.S.GAAP, essa correção foi feita até 31 de dezembro de 1997; (ii) diferenças entre os índices oficiais de correção monetária para fins de demonstrações contábeis societárias e o IGP-DI e; (iii) ajustes para adequação ao U.S.GAAP. Os impostos sobre o lucro e a capacidade de distribuição de dividendos são determinados com base nas demonstrações contábeis elaboradas de acordo com Lei das Sociedades por Ações.

(c) Bases para Consolidação - As demonstrações contábeis consolidadas incluem as contas da CEMIG e suas subsidiárias Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A. e Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG. Na consolidação, o investimento da Companhia no patrimônio líquido das subsidiárias e todos os saldos e transações relevantes entre as empresas foram eliminados. A subsidiária onde o controle é exercido em conjunto com outros acionistas não é consolidada. A parcela relativa à participação dos minoritários no patrimônio líquido positivo de subsidiárias é apresentada de forma destacada no passivo.

(d) Moeda Estrangeira - A CEMIG não tem operações internacionais. Ativos e passivos denominados em moeda estrangeira são convertidos em reais às taxas oficiais de conversão fornecidas pelo Banco Central do Brasil, em cada data do balanço. Os ganhos e perdas resultantes dessa conversão são reconhecidos no resultado do exercício pelo regime de competência.

(e) Disponibilidades - Consiste em caixa e bancos e aplicações financeiras de curto prazo com realização em três meses ou menos, apresentadas ao valor de custo acrescido dos rendimentos auferidos até a data do balanço.

(f) Contas a receber - Incluem valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos clientes, registrados pelo regime de competência, na data do balanço. Encargos decorrentes de atrasos também são contabilizados. A provisão para devedores duvidosos é registrada com base em estimativa da Administração, em valor suficiente para cobrir as perdas previsíveis na data do balanço. Em 1999, o saldo de contas a receber renegociado de clientes industriais específicos foi registrado com base nos montantes do fluxo de caixa futuro, descontado a valor presente pelas taxas de mercado.

(g) Almoxarifado - São registrados pelo menor valor entre o custo de aquisição e valor de reposição. Materiais a serem utilizados em construções são registrados no imobilizado.

(h) Investimentos - Na empresa controlada em conjunto, Empresa de Infovias S.A., é contabilizada pelo método de equivalência patrimonial. Outros investimentos são registrados ao custo, atualizado monetariamente até 31 de dezembro de 1997, reduzido de provisão para perdas, quando aplicável.

(i) Imobilizado - São registrados ao custo de aquisição ou construção, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 1997. Os juros e outros encargos financeiros de empréstimos e financiamentos, incorridos durante o período de construção, são capitalizados. A depreciação é calculada através do método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos. Gastos com manutenção e reparos são registrados em despesas operacionais quando ocorridos. O resultado líquido da baixa de imobilizado é contabilizado como resultado operacional.

A CEMIG segue o SFAS 121 - "Accounting for the Impairment of Long-lived Assets and Long-lived Assets to be Disposed of" (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados). De acordo com o SFAS 121, quando eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais requeiram, e pelo menos uma vez por ano, a CEMIG procede aos cálculos do fluxo de caixa não descontado de seu ativo em operação para determinar a necessidade de provisão para sua realização. Não foi identificada nenhuma necessidade de provisão até a data das presentes demonstrações contábeis.

(j) Títulos e valores mobiliários - A Companhia classifica seus títulos e valores mobiliários como “disponíveis para venda” de acordo com SFAS 115 - “Accounting for Certain Investments in Debt and Equity Securities” (Contabilização para certos investimentos em títulos e valores mobiliários). Assim, os ganhos e as perdas não realizados são registrados no patrimônio líquido como “Itens registrados diretamente no patrimônio líquido”.

(k) Contas de resultado a compensar (CRC) a receber do Governo de Minas Gerais - O saldo é atualizado por juros significativamente inferiores aos que a Companhia poderia obter no mercado financeiro. “ APB 21 “ Interest on Receivables and Payables” (Juros sobre valores a receber e a pagar) não exige normalmente, mas também não proíbe a contabilização dos efeitos decorrentes do desconto a valor presente dos valores a receber do Governo. Neste caso, a Companhia descontou a valor presente este ativo, por considerá-lo como um recebível comercial e em função do extenso prazo de recebimento.

(l) Receitas, Custos e Despesas - As receitas, custos e despesas são contabilizadas pelo regime de competência, ou seja, quando os produtos e serviços são fornecidos, independente de quando o recebimento ou pagamento ocorre.

As receitas de fornecimento de energia são contabilizadas quando dos fornecimentos. O faturamento é mensal e realizado ao longo do mês. O fornecimento de energia não faturado, do período entre o último faturamento e o final do mês, é estimado com base no faturamento do mês anterior e contabilizado no final de cada mês. As diferenças entre os valores estimados e realizados, as quais não tem sido relevantes, são contabilizadas no mês seguinte.

A venda antecipada de energia elétrica corresponde a venda de energia com tarifas predeterminadas e indexadas contratualmente. A receita é contabilizada quando do fornecimento de energia, reduzindo em contrapartida o saldo de venda antecipada de energia elétrica.

O ICMS, imposto estadual incidente sobre vendas a consumidores finais, é faturado aos consumidores e contabilizado como parte da receita de fornecimento de energia elétrica. O ICMS a pagar ao Estado é contabilizado como dedução da receita de fornecimento de energia elétrica, numa linha separada das receitas operacionais na demonstração do resultado.

O fornecimento de energia elétrica para o sistema interconectado é contabilizado quando do fornecimento e faturado mensalmente.

A receita do uso de rede básica de transmissão é contabilizada no mês em que as redes são utilizadas por outras concessionárias.

A receita de venda de gás é contabilizada quando do fornecimento.

A receita de serviços inclui as taxas de religação e outros serviços relacionados, sendo contabilizados quando da sua prestação. As receitas de taxas de religação não são diferidas em função das mesmas serem próximas do custo dos serviços.

(m) Impostos sobre a Renda - A CEMIG contabiliza imposto de renda e contribuição social, de acordo com SFAS 109 - “Accounting for Income Taxes” (Contabilização de Impostos sobre a Renda), que estabelece o método dos ativos e passivos para determinação dos impostos correntes e diferidos. Desta forma, os efeitos das diferenças entre a base fiscal dos ativos e passivos e os montantes reconhecidos nas demonstrações contábeis são tratados como diferenças temporárias para a constituição de impostos diferidos.

A CEMIG contabiliza o crédito tributário decorrente do prejuízo fiscal operacional, líquido da respectiva provisão para perdas sobre as parcelas consideradas pela Administração como não realizáveis em exercícios futuros.

(n) Contingências - A CEMIG contabiliza provisão para contingências de acordo com o SFAS 5 e as avaliações com relação ao desfecho provável das causas são realizadas com assistência dos assessores legais da Companhia.

(o) Planos de Benefícios para Empregados - A Companhia é patrocinadora de um plano de benefício definido de aposentadoria e pensão e de um plano de contribuição definida de aposentadoria e pensão abrangendo substancialmente todos os seus empregados. Com relação a estes planos, o SFAS 87 “Employers’ Accounting for Pensions” (Registro de obrigações com pensões por empregadores) tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. A

CEMIG também estabeleceu um plano de saúde e paga prêmios de seguro de vida para aposentados. A contabilização destes benefícios é efetuada de acordo com SFAS 106 “Employers’ Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions” (Registro de benefícios pós-emprego além dos planos de pensão por empregadores). A legislação brasileira estabelece que os empregados têm direito a um mínimo de um mês de férias para cada ano de serviço completado. A CEMIG provisiona inteiramente os valores relativos às férias dos empregados para cada período e também os valores relativos aos respectivos encargos sociais.

Além disso, a CEMIG contribui para o plano de aposentadoria do governo federal, com base na folha de pagamento, sendo as contribuições contabilizadas a medida que tais despesas com folha de pagamento são incorridas. Outros gastos podem decorrer do pagamento de indenização por demissão de funcionários sem justa causa.

(p) Custos de preservação e recuperação ambiental - A CEMIG, de acordo com sua política ambiental, estabeleceu programas de prevenção e controle de danos com a finalidade de evitar riscos contingentes relacionados às questões ambientais. Os custos são contabilizados quando incorridos. A política da CEMIG é provisionar os custos de recuperação quando a sua responsabilidade é considerada provável e os montantes calculáveis. Nenhuma provisão referente a este respeito foi constituída até a presente data.

(q) Itens registrados diretamente no patrimônio líquido - A CEMIG contabiliza alguns itens de ganhos e perdas de acordo com SFAS 130 “Reporting Comprehensive Income” (Divulgação de itens registrados diretamente no patrimônio líquido) e optou por apresentá-los na mutação do patrimônio líquido. Estes itens contemplam os resultados das operações, ganhos e perdas não realizados sobre valores classificados como títulos e valores mobiliários disponíveis para venda, de acordo com SFAS 115 e obrigações mínimas com benefícios pós-emprego de acordo com o SFAS 87.

(r) Demonstração dos fluxos de caixa - Investimentos de curto prazo com liquidez e vencimento em até 90 dias são considerados como disponibilidades.

(s) Lucro (prejuízo) por ação - Considerando-se que cada classe de ações participa igualitariamente nessa divisão, o lucro por ação é obtido dividindo o lucro líquido pelo número médio de ações ordinárias e preferenciais durante o período. De acordo com a prática comum no Brasil, a CEMIG demonstra seu lucro por milhares de ações, uma vez que este é o número mínimo para negociação nas bolsas de valores brasileiras. O número médio de ações em períodos anteriores em que houve distribuição de dividendos ou bonificações de ações foi ajustado retroativamente. A Companhia não apresenta potencial de diluição das ações ordinárias e preferenciais.

(t) Informações por segmento – A Companhia opera apenas em um segmento, de forma que suas receitas operacionais decorrem substancialmente do fornecimento de energia elétrica para consumidores finais no Estado de Minas Gerais.

## 3. LEGISLAÇÃO TARIFÁRIA E RECUPERAÇÃO DO DÉFICIT TARIFÁRIO (CONTAS DE RESULTADOS A COMPENSAR - CRC) CEDIDO AO ESTADO DE MINAS GERAIS

### (a) Legislação sobre tarifas

Até 1993, o processo de determinação das tarifas de energia no Brasil era realizado com base em dois princípios, a saber: (i) garantia às concessionárias de energia de uma taxa anual de retorno real sobre os

ativos vinculados a concessão incluídos na base tarifária; e (ii) as tarifas cobradas por cada classe de consumidores de energia elétrica deveriam ser uniformes em todo o Brasil, apesar dos custos de distribuição de eletricidade nas regiões remotas do país serem maiores.

Nesta estrutura tarifária, a taxa de retorno real garantida era definida pela agência reguladora num nível entre 10% e 12%, dependendo das circunstâncias específicas de cada concessionária. Com o objetivo de compensar as concessionárias com taxas de retorno reais inferiores à média nacional do setor, o Governo Federal criou a Reserva Nacional para Compensação da Remuneração - RENCOR, através da qual os resultados de companhias mais lucrativas eram distribuídos às companhias menos lucrativas, para que a taxas de retorno efetivas de todas as concessionárias fossem iguais à média nacional do setor.

Na maioria das companhias concessionárias, o déficit existente entre o retorno garantido e o retorno efetivamente realizado foi compensado com um aumento das contas de resultado a compensar (CRC) de cada companhia, equivalente ao referido déficit. Até 1992, essa transação era contabilizada em conta de compensação e não como uma conta patrimonial.

A Lei N.º 8.631 de 04 de março de 1993, modificada pela lei N.º 8.724 de 28 de outubro de 1993, e regulamentações relacionadas, introduziram mudanças significativas na estrutura que regulamentava o processo de determinação tarifária de energia no Brasil, como segue: (i) extinção da conta de CRC e permissão às concessionárias com saldos de CRC positivos para compensá-lo contra quaisquer obrigações que possuíssem com outras concessionárias, com instituições financeiras federais e com o Governo Federal e, (ii) extinção do conceito de retorno garantido. No novo sistema de determinação tarifária, cada concessionária deve submeter uma estrutura tarifária, com base nas suas próprias circunstâncias, para aprovação pelas autoridades regulamentadoras federais. Cada concessionária foi obrigada a submeter uma proposta de reajuste tarifário à ANEEL para o período de 1994-1996 e para cada período de três anos subseqüente, com base na estrutura de custos de cada companhia.

A tarifa proposta deve ser calculada considerando-se o nível de remuneração desejado pela concessionária, assim como os seguintes custos: despesas operacionais, inclusive de pessoal, materiais e custos dos serviços de terceiros; custos da eletricidade de Itaipú e da eletricidade fornecida por outras concessionárias; depreciação e amortização, contribuições ao fundo RGR; outros encargos regulamentares e as despesas tributárias, exceto imposto de renda e contribuição social.

Em 30 de junho de 1994, o Governo Federal emitiu certas regulamentações provisórias em conexão com seu plano de estabilização econômica. Estas regulamentações, entre outras medidas, suspenderam o processo de determinação de tarifas estabelecido pela Lei N.º 8.631, e estabeleceram que as tarifas seriam fixadas anualmente a partir de 1º de julho de 1995. Desde então, estes procedimentos não foram modificados e a Companhia obteve aumento das tarifas em novembro de 1995, abril de 1997, 1998 e junho de 1999 e maio de 2000.

(b) CRC transferida ao Governo do Estado de Minas Gerais

Com a promulgação da Lei n° 8.631 de 4 de Março de 1993, a Companhia contabilizou como valor a receber do Governo Federal, o saldo aprovado pela agência federal reguladora. Em 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte do saldo de CRC através da compensação com valores devidos a entidades controladas pelo Governo Federal decorrentes de compras de energia e financiamentos.

Em 2 de maio de 1995, o saldo de R$867 referente à CRC a receber pela CEMIG do Governo Federal foi transferido para o Governo do Estado de Minas Gerais através de um contrato de cessão de crédito. Em conexão com esta cessão de crédito, o Governo do Estado de Minas Gerais concordou em pagar esta quantia ao longo de 20 anos, com um prazo de carência de três anos, atualizado monetariamente com base na variação da UFIR acrescida de juros de 6% ao ano. Este crédito está garantido por valores a receber pelo Governo Estadual do Governo Federal.

Devido a extinção da UFIR em Outubro de 2000, a CEMIG negociou e assinou um aditivo ao contrato com o Governo do Estado para alterar o índice UFIR do contrato original para IGP-DI, a partir de 1º de Novembro de 2000. Suportado por parecer da Procuradoria Geral do Estado de Minas Gerais, a CEMIG registrou no resultado do ano findo em 31 de Dezembro de 2000, a atualização monetária deste recebível, no valor de R$ 68, baseado no IPCA-E para o período de janeiro a outubro de 2000, e baseado no IGP-DI após essa data.

Em 31 de dezembro de 2000, o saldo referente a CRC monta R$953, incluindo R$197 de parcelas vencidas, relativos aos meses de abril a dezembro de 1999 e de março a dezembro de 2000, correspondendo a 19 parcelas e respectivos encargos. A Companhia está negociando com o Governo do Estado de Minas Gerais os termos de recebimento desta quantia.

A Administração da CEMIG prevê o recebimento dos valores vencidos, até o final do mandato do atual Governo do Estado.

## 4. IMPOSTOS SOBRE A RENDA DIFERIDOS

Os impostos incidentes sobre a renda no Brasil incluem o imposto de renda federal e a contribuição social sobre o lucro (correspondente a um imposto de renda federal adicional). As alíquotas conjuntas aplicáveis foram de 33% (25% para o imposto de renda e 8% para a contribuição social) em 1998, 37% (contribuição social aumentou para 12%) em 1999. Para o ano de 2000, a alíquota conjunta é de 34% (25% para o imposto de renda e 9% para a contribuição social). A partir de 1º de maio de 1999 e até 31 de janeiro de 2000, a alíquota de contribuição social foi elevada de 8% para 12%, e foi reduzida para 9% de 1º de fevereiro de 2000 até 31 de dezembro de 2002, através de medida provisória do Governo Federal do Brasil, equivalente à promulgação de uma lei. Para fins do US GAAP, os impostos diferidos existentes em 31 de dezembro de 2000 e 1999 foram calculados considerando a alíquota de contribuição social de 8%.

### (a) Conciliação de impostos sobre a renda

A partir de 1º de janeiro de 1996, as companhias brasileiras foram autorizadas a efetuar pagamento de juros sobre o capital próprio. O cálculo é realizado com base no patrimônio líquido registrado nas demonstrações contábeis societárias. A taxa de juros aplicada não deverá exceder a taxa de juros de longo prazo estipulada pelo Banco Central do Brasil, e o juros pagos não deverão exceder 50% do lucro líquido do ano ou 50% dos lucros retidos acrescidos das reservas de lucros.

As quantias pagas em decorrência de juros sobre o capital próprio são dedutíveis para fins de apuração do imposto de renda e contribuição social. Assim, ao contrário da distribuição de dividendos, a CEMIG obtém o benefício referente a redução dos impostos a pagar equivalente a aplicação das alíquotas de imposto de renda e contribuição social sobre o montante total do juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas está sujeito a retenção de 15% a título de imposto de renda retido na fonte.

Os montantes apresentados como créditos tributários (despesa) de imposto de renda e contribuição social nas demonstrações financeiras conciliados com as alíquotas nominais oficiais são assim apresentados:

| | Ano findo em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda | 398 | (136) | 141 |
| Crédito tributário (despesa) aplicando alíquotas nominais oficiais | (131) | 45 | (46) |
| Juros sobre o capital próprio (dividendos dedutíveis fiscalmente) | 62 | 69 | 129 |
| Amortização de obrigações especiais | 40 | 37 | 28 |
| Contribuição social – depreciação | - | (14) | (8) |
| Encargos financeiros capitalizados de acordo com os princípios contábeis brasileiros | - | (8) | 39 |
| Diferença de alíquota | (2) | (11) | - |
| Outros | (1) | (4) | 6 |
| Crédito tributário (despesa) apresentado no resultado | (32) | 114 | 148 |

(b) Análise de impostos diferidos

As alterações de alíquotas de impostos tornam-se efetivas no ano seguinte ao que foram aprovadas. Desta forma, os saldos de crédito tributário para 31 de dezembro de 2000 foram computados a taxas esperadas para entrarem em vigência no ano seguinte. Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2000 e 31 de dezembro de 1999 foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 33%. Os principais componentes dos créditos tributários são:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Ativos de longo prazo | | |
| Obrigações com benefícios pós-emprego | 595 | 572 |
| Ajuste a valor presente do CRC do Governo do Estado de Minas Gerais | 94 | 98 |
| Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social | - | 35 |
| Outras diferenças temporárias | 81 | 106 |
| | 770 | 811 |
| Passivos de longo prazo | | |
| Efeitos de diferenças entre ativos não monetários relacionados ao imobilizado e montantes ajustados para U.S. GAAP | (596) | (658) |
| Outras diferenças temporárias | (16) | (15) |
| | (612) | (673) |

Em 2000 e 1999, os créditos tributários referentes a custos de benefícios pós-emprego (nota 15) e perda não realizada nos títulos de valores mobiliários disponíveis para venda (nota 9) foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido, no montante de R$9 e R$82, respectivamente.

5. DISPONIBILIDADES

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Caixa e bancos | 59 | 27 |
| Investimentos a curto prazo, principalmente certificados de depósito bancários e fundos de investimento avaliados a valor de mercado | 244 | 59 |
| | 303 | 86 |

6. CONTAS A RECEBER

As tabelas abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por tipo de consumidores para os períodos indicados

| | À | Vencidos | | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|---|---|---|
| | vencer | Até 90 dias | Mais de 90 dias | 2000 | 1999 |
| Residencial | 168 | 29 | 17 | 214 | 209 |
| Industrial | 110 | 24 | 24 | 158 | 124 |
| Comercial | 62 | 16 | 6 | 84 | 72 |
| Rural | 20 | 7 | 1 | 28 | 22 |
| Entidades governamentais | 22 | 9 | 15 | 46 | 41 |
| Serviço público | 30 | 8 | 8 | 46 | 43 |
| Subtotal | 412 | 93 | 71 | 576 | 511 |
| Suprimento | 40 | 12 | 91 | 143 | 12 |
| | 452 | 105 | 162 | 719 | 523 |
| Provisão para devedores duvidosos | | | | (51) | (63) |
| Curto prazo | | | | 668 | 460 |
| Longo prazo | | | | - | 70 |

Não há nenhum cliente que represente mais que 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2000 e 1999.

A movimentação da provisão para devedores duvidosos é demonstrada da seguinte forma:

| | Ano findo em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Saldo no início do ano | 63 | 35 | 37 |
| Contas baixadas | (18) | (6) | (5) |
| Provisão constituída no ano | 6 | 34 | 3 |
| Saldo no final do ano | 51 | 63 | 35 |

7. INVESTIMENTOS

A tabela abaixo apresenta os investimentos da Companhia:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Investimentos em empresas coligadas- | | |
| Empresa de Infovias S.A | 33 | 25 |
| Outros investimentos, avaliados pelo custo | 18 | 17 |
| | 51 | 42 |

Em 31 de dezembro, a Companhia possuía 33.906.698 ações, correspondentes a 49% do capital da Empresa de Infovias S.A., fundada em 13 de janeiro de 1999 como uma provedora de serviços de telecomunicações de banda larga no Brasil.

O Conselho de Administração autorizou a CEMIG a dar garantias para o financiamento da Empresa de Infovias S.A., no montante de US$40 milhões (quarenta milhões de dólares). O pagamento das prestações vincendas que não puderem ser honradas pela INFOVIAS, poderão ser considerados como aumento de capital pela subscrição de ações preferenciais de emissão da INFOVIAS.

8. IMOBILIZADO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado da Companhia:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Em serviço | | |
| Geração - | | |
| Hidrelétrica | 7.792 | 7.705 |
| Termelétrica | 264 | 157 |
| Transmissão | 1.393 | 1.350 |
| Distribuição | 6.825 | 6.360 |
| Administração | 410 | 364 |
| Outros | 47 | 44 |
| | 16.731 | 15.980 |
| Depreciação e amortização acumuladas | | |
| Geração | (3.398) | (3.222) |
| Transmissão | (670) | (615) |
| Distribuição | (2.685) | (2.457) |
| Administração | (212) | (176) |
| Outros | (8) | (7) |
| | (6.973) | (6.477) |
| Total em serviço | 9.758 | 9.503 |
| Imobilizações em curso | | |
| Geração | 94 | 92 |
| Transmissão | 13 | 33 |
| Distribuição | 491 | 824 |
| Administração | 55 | 81 |
| Outros | 4 | 2 |
| Total Imobilizações em curso | 657 | 1.032 |
| Total | 10.415 | 10.535 |

Antes de 1999, as taxas de depreciação apresentavam-se da seguinte forma: geração hidrelétrica - 3%, geração termelétrica - 5%, transmissão - 3% e distribuição - 4%. A partir de 1º de Janeiro de 1999, de acordo com as regulamentações brasileiras, as taxas anuais de depreciação passaram a ser: de 2 a 8,3% para ativos relacionados a geração, transmissão e distribuição, 10% para móveis e instalações e 20% para veículos. Essa mudança resultou em um aumento de aproximadamente 12% na despesa de depreciação em 1999, representando uma redução no lucro líquido de aproximadamente R$59, líquido de impostos (redução de aproximadamente R$0,37 no lucro por mil de ações em 1999).

Os encargos financeiros capitalizados em 2000 e 1999 foram de R$31 e R$32, respectivamente.

De acordo com a legislação brasileira, os bens e instalações utilizados na geração, transmissão, distribuição e fornecimento de energia não deverão ser desativados, alienados, transferidos, vendido ou dados em garantia hipotecária sem prévia autorização da ANEEL.

A CEMIG realiza obras e construção de sistemas de distribuição para benefício dos clientes, sendo estes gastos reembolsados pelos próprios clientes, prática esta normal no mercado brasileiro de energia. Esses reembolsos são contabilizados como redutores do custo de construção dos respectivos ativos.

## 9. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

Durante 1998, a Companhia recebeu Notas do Tesouro Nacional de entidades controladas pelo governo como pagamento de contas a receber por fornecimento de energia vencidas. Esses títulos possuem vencimento previsto para 15 de abril de 2024 e estão sujeitos a variação do dólar e juros progressivos de 5,50% a 6,00% por ano. O saldo, líquido da provisão para ajuste a valor de mercado, é demonstrado como segue:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Valor de aquisição atualizado | 71 | 65 |
| Provisão para desvalorização ao valor de mercado | (10) | (24) |
| | 61 | 41 |

## 10. FORNECEDORES

A tabela abaixo apresenta o saldo de contas a pagar a fornecedores:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Fornecedores de energia | | |
| FURNAS - Centrais Elétricas S.A. (indexado ao Dólar norte-americano) | 162 | 155 |
| Outros | 26 | 18 |
| | 188 | 173 |
| Fornecedores e serviços | 49 | 49 |
| | 237 | 222 |

11. TRIBUTOS A PAGAR

A tabela abaixo descreve os tributos a pagar da Companhia:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| A recolher | | |
| Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços – ICMS | 34 | 106 |
| Impostos sobre faturamento COFINS | 13 | 12 |
| Contribuição Social | 7 | - |
| Imposto de renda retido na fonte | 1 | 13 |
| Outros | 23 | 13 |
| Compensáveis | | |
| ICMS pago antecipadamente | - | (70) |
| | 78 | 74 |

Em dezembro de 1999, a Companhia pagou antecipadamente R$70 de ICMS para o Governo do Estado de Minas Gerais, a ser compensado com ICMS devido no primeiro trimestre de 2000. Em conexão com este pré-pagamento, a Companhia compensou totalmente esta quantia contra tributos devidos ao Governo do Estado até março de 2000.

12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

(a) Empréstimos a curto prazo

Em 31 de dezembro de 2000, a Companhia possuía empréstimos de curto prazo obtidos junto a bancos comerciais, com uma taxa de juros anual de 11,09%.

Em 31 de dezembro de 1999, os empréstimos de curto prazo possuíam taxas de juros de 12,50% a 29,90%.

(b) Financiamentos a longo prazo - Composição

| Financiadores | Juros Anuais (%) | 31 de Dezembro de 2000 Curto prazo | 2000 Longo prazo | 2000 Total | 1999 Total |
|---|---|---|---|---|---|
| Em moeda estrangeira | | | | | |
| Eurobônus com taxa fixa; vencíveis em 2004 com opção de resgate antecipado em 2001 (ver abaixo) | 9,13 | 293 | - | 293 | 268 |
| Banco do Brasil S.A.; vencível semestralmente até 2024. | Libor semestral mais 13/16 a 7/8 | 5 | 123 | 128 | 48 |
| Citibank | Libor semestral libor mais 2,84 | 15 | 59 | 74 | - |
| Banco do Brasil S.A. - Viena | Libor semestral mais 2,70 | - | 69 | 69 | - |
| Banco do Brasil S.A.; vencível semestralmente até 2024. | 4,00 a 8,00 | - | 66 | 66 | 130 |
| Banco Interamericano de Desenvolvimento - (BID); vencível semestralmente até 2006. | 4,00 a 9,25 | 12 | 41 | 53 | 75 |
| Banco Internacional de Reconstrução e Desenvolvimento - (IBRD); vencível semestralmente até 2002. | 7,25 | 12 | 6 | 18 | 27 |
| Outros | Libor semestral mais 4,00 | - | 37 | 37 | 33 |
| Fornecedores | | | | | |
| SIEMENS S.A.; vencível semestralmente até 2004. | 9,97 a Libor semestral mais 4,25 | - | 161 | 161 | 99 |
| IMPSA – Indústria Metalúrgica Pescarmona S.A., vencível semestralmente até 2003. | 9,80 | 46 | 70 | 116 | 149 |
| Outros | 6,50 to 13,18 | 3 | 22 | 25 | 58 |
| | | 386 | 654 | 1.040 | 887 |
| Encargos financeiros provisionados | | 22 | - | 22 | 17 |
| Total de financiamentos em moeda estrangeira | | 408 | 654 | 1.062 | 904 |
| Em moeda nacional | | | | | |
| Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, vencível até 2024. | 5,00 a 10,00 | 89 | 352 | 441 | 454 |
| UHESC S.A. | 14,00 | - | 72 | 72 | - |
| Outros | 0,00 a 14,48 | 5 | 10 | 15 | 18 |
| Total de financiamentos em moeda nacional | | 94 | 434 | 528 | 472 |
| Total | | 502 | 1.088 | 1.590 | 1.376 |

A maioria dos empréstimos e financiamentos da Companhia são garantidos pelos governos federal e estadual e foram contratados pela Companhia para fornecer fundos para serem utilizados na expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição e capital de giro.

Em 18 de novembro de 1996, a Companhia emitiu Eurobônus com taxa fixa com vencimento programado para 18 de novembro de 2004. O montante principal corresponde a US$150 milhões, com juros de 9,125% por ano, pagos semestralmente, começando em 18 de maio de 1997. Este montante está sujeito a liquidação antecipada em 18 de novembro de 2001, a um preço de liquidação de 98,704% da quantia principal, à opção da CEMIG ou dos investidores. O saldo do Eurobônus está classificado no balanço patrimonial como vencível em 2001.

(c) Composição dos financiamentos estrangeiros por moeda e nacionais por índice de atualização monetária:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Moeda- | | |
| Dólar norte-americano | 988 | 806 |
| Marco alemão | 19 | 7 |
| Franco suíço | 5 | 27 |
| Yen japonês | 2 | 12 |
| Unidade de conta (cesta de moedas) | 44 | 49 |
| Outras moedas | 4 | 3 |
| | 1.062 | 904 |
| Índices- | | |
| Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M | 234 | 194 |
| Índice Interno da Eletrobrás - FINEL | 214 | 247 |
| Unidade Fiscal de Referência - UFIR | 80 | 31 |
| | 528 | 472 |
| Total | 1.590 | 1.376 |

(d) As principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos empréstimos e financiamentos da Companhia apresentaram as seguintes variações anuais, em percentagem:

| | Ano findo em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Moeda- | | | |
| Dólar norte-americano | 9,30 | 48,01 | 8,27 |
| Marco alemão | 1,93 | 26,74 | 16,96 |
| Franco suíço | 7,66 | 28,36 | 14,24 |
| Unidade de conta (cesta de moedas) | 4,88 | 47,80 | 13,40 |

(e) Os principais indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional apresentaram as seguintes variações anuais, em percentagem:

| | Ano findo em 31 de Dezembro de | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Índices- | | | |
| Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M | 9,95 | 20,10 | 1,78 |
| Índice Interno da Eletrobrás - FINEL | 1,80 | 3,76 | 0,36 |
| Unidade Fiscal de Referência - UFIR | - | 8,92 | 1,65 |

(f) O vencimento dos empréstimos e financiamentos a longo prazo é como segue:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| 2001 – Inclui o principal em Eurobônus | - | 426 |
| 2002 | 268 | 127 |
| 2003 | 201 | 89 |
| 2004 | 149 | 64 |
| 2005 | 88 | 60 |
| 2006 | 45 | 35 |
| 2007 e datas posteriores | 337 | 238 |
| | 1.088 | 1.039 |

13. ENCARGOS DO CONSUMIDOR A RECOLHER

A tabela abaixo descreve os encargos do consumidor a recolher:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Quota de reserva global de reversão - RGR | 57 | 58 |
| Conta de consumo de combustível - CCC | 31 | 9 |
| Outros | 2 | 2 |
| | 90 | 69 |

(a) Quota de reserva global de reversão - RGR

A quota de reserva global de reversão (fundo “RGR”) foi criada como um fundo a ser gerenciado pela ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A., holding estatal para investimentos no setor elétrico brasileiro) com o propósito de reembolsar as companhias do setor elétrico quando do término do período da concessão e conseqüente reversão dos seus ativos para o Governo Federal. As contribuições para o fundo são cobradas das companhias, desde 3 de janeiro de 1996, àtaxa de 2,5% dos ativos em serviço, limitada a 3% do total de receitas operacionais anuais, líquidas do ICMS incidente nas vendas para consumidores finais.

(b) Conta de consumo de combustível - CCC

A conta de consumo de combustível corresponde a contribuições efetuadas pelas empresas concessionárias de energia elétrica para subsidiar o custo dos combustíveis utilizados no processo de geração de energia termelétrica no sistema de energia brasileiro.

14. VENDA ANTECIPADA DE ENERGIA ELÉTRICA

A venda antecipada de energia elétrica refere-se a passivos atribuíveis a fornecimento futuro de energia para consumidores industriais.

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Vendas antecipadas: | | |
| Indexadas pelo dólar norte-americano | 98 | 152 |
| Indexadas a aumentos tarifários | 6 | 27 |
| | 104 | 179 |
| Circulante | 71 | 80 |
| Longo prazo | 33 | 99 |

Os saldos de longo prazo resultam da venda efetuada no primeiro trimestre de 1999, de eletricidade para consumidores industriais, para ser fornecida nos próximos 24 a 38 meses.

## 15. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCOS PÓS-EMPREGO

A Companhia patrocina uma plano de aposentadoria e pensão complementar, administrado pela FORLUZ, abrangendo a maioria de seus empregados. Com relação a este plano, o SFAS 87 “Employer’s Accounting for Pensions” (Registro de obrigações de pensões por empregadores), tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. Entretanto, a amortização do custo dos serviços passados foi calculada retroativamente a 1 de janeiro de 1989, quando a aplicação do SFAS 87 passou a ser mandatária para fundos de pensão estabelecidos fora dos Estados Unidos.

Até setembro de 1997, a Companhia patrocinava somente um plano de benefício definido. Entre 29 de setembro de 1997 e 1 de maio de 1998, foi facultado aos participantes a migração para um plano de contribuição definida. Os participantes que optaram pelo novo plano tinham duas opções. A primeira era manter o saldo adquirido no plano de benefício definido até a data da migração, sem aumento nos benefícios por futuros aumentos salariais ou serviços futuros, sendo que as contribuições futuras seriam efetuadas para o novo plano através de contas individuais. A segunda opção para estes participantes que migraram para o plano de contribuição definida era transferir o saldo acumulado até a aquela data para suas contas individuais no plano de contribuição definida. Em ambas as alternativas, os participantes adquiriam totalmente o direito pelos saldos acumulados até a data da migração.

No plano de contribuição definida, a Companhia participa com contribuição parietária à dos empregados, sendo estas de 3% a 19% do salário de cada um dos funcionários, dependendo de fatores específicos. O total do ativo do plano de contribuição definida (que também é administrado pela FORLUZ) em 31 de dezembro de 2000 e 1999 era R$343 e R$256, respectivamente, e a despesa com a contribuição para os anos findo em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998 era R$28, R$26 e R$22, respectivamente.

CEMIG também patrocina um plano de saúde e paga seguro de vida para os empregados aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com SFAS 106 “Employers’ Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions” (Registro de benefícios pós-emprego além dos planos de pensão por empregadores).

A CEMIG mantém um plano de incentivo para aposentadoria antecipada que consiste no pagamento de um adicional de 10% do valor do salário do empregado para cada ano trabalhado na Companhia. A CEMIG pode deixar de conceder tal incentivo a qualquer momento. Assim, o custo deste incentivo é reconhecido quando os empregados optam por essa modalidade de aposentadoria antecipada.

As modificações nas obrigações com benefícios pós-emprego para o ano findo em 31 de dezembro de 2000 e 1999 são demonstradas a seguir:

| | Plano de benefício definido | | Plano de saúde e seguro para aposentados | |
|---|---|---|---|---|
| | Ano findo em 31 de Dezembro | | Ano findo em 31 de Dezembro | |
| | 2000 | 1999 | 2000 | 1999 |
| Obrigação com benefício pós-emprego - início do ano | 2.783 | 2.295 | 403 | 360 |
| Custo do serviço | 9 | 8 | 11 | 9 |
| Juros sobre obrigação atuarial | 219 | 180 | 33 | 29 |
| Perda (ganho) atuarial | 186 | 470 | (4) | 25 |
| Benefícios pagos a participantes | (227) | (170) | (19) | (20) |
| Obrigação com benefício pós-emprego - final do ano | 2,970 | 2,783 | 424 | 403 |

As mudanças no ativo do plano de benefícios para 31 de dezembro de 2000 e 1999 são demonstradas a seguir:

| | Plano de benefício definido | | Plano de saúde e seguro para aposentados | |
|---|---|---|---|---|
| | Ano findo em 31 de Dezembro | | Ano findo em 31 de dezembro | |
| | 2000 | 1999 | 2000 | 1999 |
| Valor justo dos ativos do plano - início do ano | 1.264 | 1.040 | 13 | 12 |
| Contribuições do empregador | 122 | 109 | 11 | 18 |
| Contribuições dos participantes | 1 | 1 | - | - |
| Rendimento esperado nos ativos do plano | 230 | 284 | 2 | 3 |
| Benefícios pagos aos participantes | (227) | (170) | (13) | (20) |
| Valor justo dos ativos do plano - fim do ano | 1.390 | 1.264 | 13 | 13 |

A situação dos planos de benefício definido e planos de saúde e seguro de aposentados é a seguinte:

| | Plano de benefício definido | | Plano de saúde e seguro para aposentados | |
|---|---|---|---|---|
| | 31 de Dezembro | | 31 de Dezembro | |
| | 2000 | 1999 | 2000 | 1999 |
| Obrigações projetadas excedentes aos ativos do plano | 1,580 | 1,519 | 411 | 390 |
| Efeitos futuros de aumento salarial | (37) | (2) | - | - |
| Serviços passados diferidos, amortizáveis por um período de 18 anos, a partir de 1 de janeiro de 1989 | - | - | (53) | (59) |
| Perda líquida diferida | (671) | (679) | (98) | (115) |
| Passivo líquido | 872 | 838 | 260 | 216 |

Os componente do custo líquido do período dos benefícios pós-emprego, para os anos findos em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998, são os seguintes:

| | Plano de benefício definido | | | Plano de saúde e seguro para aposentados | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | Anos findos em 31 de Dezembro | | | Anos findos em 31 de Dezembro | | |
| | 2000 | 1999 | 1998 | 2000 | 1999 | 1998 |
| Custo do serviço | 9 | 8 | 60 | 11 | 9 | 10 |
| Juros sobre obrigação atuarial | 219 | 180 | 195 | 33 | 29 | 24 |
| Rendimentos esperados sobre os ativos do plano | (100) | (81) | (77) | (1) | (1) | (1) |
| Amortização do custo do serviço passado | - | - | 25 | 6 | 6 | 6 |
| Amortização de perdas | 29 | 13 | 32 | 5 | 5 | 4 |
| Perda na migração | - | - | 203 | - | - | - |
| Contribuições dos empregados | (1) | (1) | (28) | - | - | - |
| Custo líquido dos benefícios pós-emprego do período | 156 | 119 | 410 | 54 | 48 | 43 |

A perda com a migração é devida à mudança no plano de pensão patrocinado pela Companhia como descrito acima.

Premissas atuarias, utilizadas para os anos findo em 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1988 são as demonstradas a seguir:

| | |
|---|---|
| Método atuarial | Unidade de crédito projetada |

| | |
|---|---|
| Taxa de desconto | 8,12% por ano |
| Taxa de aumento nos níveis de remuneração | 5,06% por ano para participantes ativos que permaneceram no plano original |
| Taxa de retorno de longo prazo esperada sobre ativos | 8,12% por ano |

Adicionalmente, foi utilizada, a tendência da taxa média ponderada dos custos médicos de 7,13% em 1995, reduzindo gradualmente até aproximadamente 2,70% em 2045, permanecendo a mesma a partir de então, como premissa para a determinação das obrigações acumuladas de benefícios pós-emprego.

A variação de um ponto percentual na tendência das taxas dos custos do plano de saúde teriam os seguintes efeitos em 31 de dezembro de 2000:

| | Um ponto percentual | |
|---|---|---|
| | Aumento | Redução |
| Efeito nos componentes de custos de serviços e juros | 5 | 4 |
| Efeito nas obrigações do benefício pós emprego | 43 | 33 |

16. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG é parte em processos legais no Brasil em razão do curso normal de suas atividades. As informações para as provisões referentes a processos fiscais e outros são as seguintes:

| | 31 de Dezembro de | |
|---|---|---|
| | 2000 | 1999 |
| Reclamações trabalhistas | 55 | 54 |
| Reclamações cíveis - consumidores | 68 | 64 |
| Contribuição social | 132 | 158 |
| Outros | 31 | 24 |
| | 286 | 300 |
| Curto prazo | 150 | 174 |
| Longo prazo | 136 | 126 |

(a) Reclamações trabalhistas

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a horas extras e insalubridade. O valor total estimado dessas reclamações é R$69 em 31 de dezembro de 2000 e 1999. A Companhia constituiu provisão para tais contingências trabalhistas no montante aproximado de R$55 e R$54 em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente. As provisões constituídas no ano de 2000 foram de aproximadamente R$1(R$31 em 1999 e R$8 em 1998). A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base na natureza dos grupos de questionamentos com base em decisões judiciais recentes.

A Companhia está defendendo em conjunto com a Fundação Forluminas de Seguridade Social – FORLUZ uma reclamação do sindicato dos seus empregados (“Sindieletro”) contestando a suspensão dos aumentos das contribuições mandatárias para o fundo de pensão devido a

inflação. O total dessa reclamação é de R$482. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

O sindicato dos empregados da Companhia está processando a FORLUZ contestando a substituição do indexador atuarial do fundo de pensão. O total dessa reclamação é de R$202. Caso o Sindieletro obtenha êxito neste processo, a Companhia espera que a FORLUZ pleiteie o reembolso por parte da CEMIG dos montantes a pagar para os empregados aposentados. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

(b) Reclamações cíveis - Consumidores

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a Companhia objetivando reembolso para as quantias pagas àCEMIG decorrente do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal, “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados passíveis de questionamento e com base em decisões judiciais recentes.

Durante 2000, a Companhia aumentou as reservas em virtude de prognósticos adversos em relação a estes litígios em R$4 (R$36 em 1999 e R$2 em 1998). O valor total de exposição da Companhia nessa matéria era, aproximadamente, R$68 e R$64, integralmente provisionada, em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente.

(c) Contribuição Social

A Companhia vem deduzindo as quantias de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da Contribuição Social. Esta dedução poderá sofrer questionamentos por parte das autoridades fiscais. A Companhia estima que o montante referente a tal questão é de aproximadamente R$132, que está totalmente provisionado em 31 de dezembro de 2000.

(d) COFINS

A Companhia iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido a sentença judicial desfavorável, a Companhia pagou, em 30 de julho de 1999, o montante de R$240. O valor referente ao principal, multa e juros da COFINS provisionada foi revertido e creditado no resultado do exercício no valor de R$52 em 1999.

O Governo Federal está alegando que a Companhia deve R$103 referente a multas e juros relativos ao não pagamento da COFINS. A Companhia está contestando tal reclamação.

A Companhia acredita que nenhuma perda superior à quantia provisionada para as contingências acima mencionadas terão efeito material no resultado ou na posição financeira da Companhia.

(e) Outros

Outros passivos provisionados são relacionados a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos tributos federais e outras reclamações consideradas normais ao curso das operações.

Para aqueles processos, cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis, a Companhia provisionou a totalidade da contingência.

(f) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R$154 do Governo Federal brasileiro em decorrência de um erro no cálculo de créditos de CRC que foram previamente utilizados para redução das quantias devidas ao Governo Federal brasileiro. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e portanto não constituiu provisão para esta causa.

17 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social

| | Ano findo em 31 de Dezembro de (milhares de ações) | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| AÇÕES PREFERENCIAIS: | | | |
| Saldo no início do ano | 89.504.020 | 89.504.020 | 73.137.943 |
| Bonificação em ações | - | - | 16.366.077 |
| Saldo no final do ano | 89.504.020 | 89.504.020 | 89.504.020 |
| AÇÔES ORDINÁRIAS: | | | |
| Saldo no início do ano | 69.495.478 | 69.495.478 | 56.788.022 |
| Bonificação em ações | - | - | 12.707.456 |
| Saldo no final do ano | 69.495.478 | 69.495.478 | 69.495.478 |
| AÇOES EM TESOURARIA: | | | |
| Saldo | (55.389) | (55.389) | (55.389) |
| Total | 158.944.109 | 158.944.109 | 158.944.109 |

Em 31 de dezembro de 2000, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 2% das ações preferenciais, significando uma participação de 23% no total do capital da Companhia. Os proprietários das ações preferenciais não têm direito a voto nas Assembléias de Acionistas, mas têm prioridade no reembolso de capital em caso de dissolução da Companhia e direito a um dividendo mínimo anual de 10% do total do capital preferencial.

(b) Dividendos e Juros sobre o Capital Próprio

Sujeito ao direito dos acionistas preferenciais receberem um dividendo mínimo anual de 10% do capital atribuído às ações preferenciais, as ações ordinárias e preferenciais têm direito de receber um dividendo mínimo equivalente a 25% do lucro líquido anual, de acordo com a Lei das Sociedades Por Ações e conforme estabelecido no Estatuto da Companhia (após as transferências positivas e negativas das reservas conforme descrito na Lei das Sociedades Por Ações), mediante aprovação em assembléia geral ordinária. As ações ordinárias e preferenciais têm participação igualitária na distribuição de lucros e reservas. Caso a Companhia não distribua os dividendos mínimos por três anos consecutivos, as ações preferenciais ganham direito de voto, de acordo com a Lei das Sociedades Por Ações.

O Estatuto da Companhia prevê que o Governo do Estado de Minas Gerais garante dividendos mínimos de 6% sobre o valor nominal do capital (ordinária e preferencial) possuído por entidades não-governamentais se o resultado da Companhia não for suficiente para o pagamento dos dividendos mínimos descritos no parágrafo anterior. Em 2000, 1999 e 1998, os requisitos dos dividendos mínimos foram alcançados e a distribuição de dividendos foi efetuada igualitariamente para as ações ordinárias e preferenciais.

A partir de 26 de dezembro de 1995, a legislação brasileira permitiu a dedutibilidade, para fins de apuração do imposto de renda, dos juros sobre o capital próprio pagos a acionistas, calculados com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), no mesmo o ano em que os juros sobre o capital próprio são calculados.

A Companhia estabeleceu pagamento de juros sobre o capital próprio na quantia de R$187 em 31 de dezembro de 2000 (R$187 e R$390 para 31 de dezembro, 1999 and 1998 respectivamente), ao invés de pagamento de dividendos para o ano.

(c) Reservas

As reservas que compõem o patrimônio líquido estão descritas abaixo:

Reserva de Contas de Resultado a Compensar - esta reserva representa o montante acumulado da Reserva de Contas de Resultados a Compensar registrado de acordo com a sistemática de determinação tarifária em vigor até março de 1993. Nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com a Legislação Societária Brasileira, o saldo de CRC, líquido dos impostos, foi creditado diretamente nesta reserva, e somente poderá ser utilizado para aumento de capital. Na elaboração das demonstrações contábeis de acordo com o US GAAP, este montante foi originalmente creditado no resultado, no seu valor presente, e posteriormente transferido da conta de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de incentivo fiscal - esta reserva resulta da opção de designar uma parcela do imposto de renda a pagar para investimentos em projetos aprovados pelo governo e é registrada no ano seguinte ao que o imposto de renda é devido. Nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com a Legislação Societária Brasileira, este montante destinado para investimentos foi contabilizado como ativo tendo como contrapartida um crédito direto nesta reserva. Este saldo é restrito a distribuição de dividendos. Na elaboração das demonstrações contábeis de acordo com o US GAAP, este investimento foi originalmente creditado no resultado e posteriormente transferido da conta de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva legal - esta reserva é obrigatória para todas as companhias brasileiras e representa a apropriação de 5% do lucro líquido do ano, como determinado no Estatuto da Companhia, até o limite de 20% do capital social. Este requerimento não é obrigatório nos exercícios nos quais a reserva legal, acrescida de outras reservas de capital excederem 30% do capital subscrito, situação esta verificada nos últimos dois anos.

Reserva de Lucros não Realizados - esta reserva representa os lucros inflacionários oriundos do sistema de correção monetária do balanço vigente até 31 de dezembro de 1995. É permitido a Companhias brasileiras a contabilização desta reserva no sentido de reduzir o lucro líquido disponível para distribuição de dividendos compulsórios. De acordo com a legislação atual, anualmente 10% do saldo desta reserva é transferido para conta de lucros acumulados não apropriados.

(d) Lucros acumulados não apropriados

Este saldo, corresponde a lucros acumulados determinados de acordo com o US GAAP: (i) após a destinação de montante para a reserva legal (quando requerido); (ii) destinação ou transferência para ou de outras reservas conforme descrito na nota 17 (c) acima ; e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio conforme descrito na nota 17 (b).

A legislação brasileira permite pagamento de dividendos, somente em reais, sobre os lucros acumulados não distribuídos com base nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com

a Lei das Sociedades Por Ações. Em 31 de dezembro de 2000, 1999, 1998, os lucros acumulados nas demonstrações contábeis estatutárias totalizaram R$1.379, R$1.219 e R$1.578, respectivamente.

## 18. RECEITA OPERACIONAL

Segue abaixo a composição das receitas operacionais:

| | Ano findo em 31 de Dezembro | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais | 4.478 | 3.678 | 3.159 |
| Imposto sobre valor adicionado sobre fornecimento de energia para consumidores finais | (956) | (796) | (679) |
| Fornecimento de energia elétrica para o sistema interconectado | 145 | 63 | 132 |
| Uso de rede básica de transmissão | 139 | 71 | 2 |
| Fornecimento de Gás | 80 | 50 | 29 |
| Serviços prestados | 38 | 32 | 26 |
| Outros | 6 | 11 | 6 |
| Total | 3.930 | 3.109 | 2.675 |

(a) Fornecimento de energia elétrica

Segue abaixo a composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor:

| | Ano findo em 31 de Dezembro | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | GWh (não auditado) | | | R$ | | |
| | 2000 | 1999 | 1998 | 2000 | 1999 | 1998 |
| Residencial | 7.576 | 7.448 | 7.285 | 1.630 | 1.341 | 1.146 |
| Industrial | 22.247 | 20.805 | 21.466 | 1.665 | 1.385 | 1.241 |
| Comercial e outros | 3.584 | 3.334 | 3.147 | 634 | 519 | 429 |
| Rural | 1.676 | 1.633 | 1.504 | 191 | 163 | 132 |
| Entidades governamentais | 1.491 | 1.442 | 1.394 | 196 | 166 | 140 |
| Serviços públicos | 934 | 916 | 872 | 95 | 83 | 69 |
| Consumo próprio | 62 | 61 | 72 | - | - | - |
| Não faturado, líquido | - | - | - | 67 | 21 | 2 |
| | 37.570 | 35.639 | 35.740 | 4.478 | 3.678 | 3.159 |
| Suprimento | 4.937 | 3.708 | 4.184 | 145 | 63 | 132 |
| Total | 42.507 | 39.347 | 39.924 | 4.623 | 3.741 | 3.291 |

| | Número de consumidores (não auditado) | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Residencial | 4.248.144 | 4.060.681 | 3.870.607 |
| Industrial | 64.315 | 62.304 | 59.259 |
| Comercial e outros | 476.500 | 458.600 | 431.726 |
| Rural | 300.329 | 285.536 | 269.387 |
| Entidades governamentais | 44.414 | 42.683 | 42.224 |
| Serviços públicos | 6.128 | 5.748 | 5.323 |
| Outros | 1.456 | 1.533 | 1.582 |
| | 5.141.286 | 4.917.085 | 4.680.108 |
| Suprimento | 11 | 10 | 23 |
| Total | 5,141,297 | 4,917,095 | 4,680,131 |

19. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais são demonstrados da seguinte forma:

(a) Eletricidade adquirida para revenda

| | Ano findo em 31 de Dezembro | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| De Furnas (ITAIPU) | 711 | 717 | 450 |
| De outros | 108 | 10 | 31 |
| | 819 | 727 | 481 |

(b) Encargos do consumidor

| | Ano findo em 31 de Dezembro | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Quotas para a reserva global de reversão – RGR | 104 | 82 | 69 |
| Quota para a conta de consumo de combustível – CCC | 282 | 134 | 96 |
| Royalties de áreas alagadas | 36 | 33 | 32 |
| Taxa de inspeção da ANEEL | 11 | 9 | 9 |
| | 433 | 258 | 206 |

(c) Outros

| | Ano findo em 31 de Dezembro | | |
|---|---|---|---|
| | 2000 | 1999 | 1998 |
| Seguro | 13 | 7 | 5 |
| Consumo - energia elétrica | 9 | 8 | 7 |
| Indenização trabalhista | 10 | 12 | 12 |
| Baixa de ativo permanente | 66 | 75 | 20 |
| Doações | 13 | 10 | 7 |
| Provisão para contigências- | | | |
| Reclamações trabalhistas | 1 | 31 | 8 |
| Reclamações cíveis - consumidores | 4 | 36 | 2 |
| Reclamações cíveis - outros | 4 | 4 | (11) |
| Litígios fiscais - FINSOCIAL | - | 15 | - |
| Provisão para devedores duvidosos | 6 | 34 | 3 |
| Aluguéis | 11 | 15 | 16 |
| Publicidade | 21 | 10 | 12 |
| Participação nos lucros | 27 | 28 | 35 |
| Despesas gerais | 23 | 5 | 17 |
| | 208 | 290 | 133 |

20. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

As receitas e despesas financeiras são demonstradas da seguinte forma:

| | Ano findo em 31 de Dezembro |
|---|---|

| | 2000 | 1999 | 1998 |
|---|---|---|---|
| Receitas financeiras- | | | |
| Receitas de aplicações financeiras | 44 | 29 | 25 |
| Mora sobre contas a receber vencidas, registradas em regime de caixa | 31 | 29 | 20 |
| Reversão de multas e juros sobre tributos | 31 | 52 | - |
| Juros sobre Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (nota 3) | 160 | 150 | 89 |
| Receitas de variação monetária e cambial | 3 | 16 | 23 |
| | 269 | 276 | 157 |
| Despesas financeiras- | | | |
| Juros de empréstimos e financiamentos | (118) | (120) | (59) |
| Juros e multas sobre tributos | (35) | (24) | (55) |
| Despesas de variação cambial | (112) | (364) | (59) |
| Variação monetária, líquida | (22) | (54) | (4) |
| Outras despesas | (24) | (9) | (20) |
| | (311) | (571) | (197) |

No período entre março de 1995 e janeiro de 1999, o Banco Central manteve o regime cambial flutuante, no qual a taxa de câmbio entre o real e o dólar norte americano flutuava dentro da banda cambial e o Banco Central fazia intervenções no mercado de tempos em tempos. De 20 de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 1998, a banda cambial correspondia ao intervalo de R$1,12 a R$1,22 por US$1,00. No início de 1999, o Banco Central tentou controlar a desvalorização do real através da extensão do intervalo da banda cambial, na qual era permitida a comercialização do real. Entretanto, o Banco Central fracassou na intervenção na tentativa de manter a taxa de câmbio dentro da nova banda cambial. Em 15 de janeiro de 1999, em função das pressões de mercado, o Banco Central anunciou que seria permitido ao real flutuar livremente. Desde então, o Banco Central somente interveio no mercado ocasionalmente para controlar movimentações instáveis da taxa de câmbio.

As despesas de variação cambial líquida incluem R$111, R$327, R$44 para os anos 2000, 1999 e 1998, respectivamente, relacionadas a desvalorização do real frente ao dólar norte americano.

Vide nota 12 sobre a composição da dívida em moeda estrangeira e variação das moedas em cada ano apresentado.

## 21. TRANSAÇÕES ENTRE PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, como segue:

| | | |
|---|---|---|
| (a) Governo do Estado de Minas Gerais- | | |
| | Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais e respectivas receitas financeiras | Nota 3 e 20 |
| | ICMS a recolher | Nota 11 |
| | Despesas ICMS | Resultado |
| (b) Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS- | | |
| | Empréstimos e financiamentos e respectivas despesas financeiras | Nota 12 e 20 |
| (c) Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ | | |
| | Planos de aposentadoria e saldos relacionados | Nota 15 |

A Companhia possui saldos a compensar de ICMS sobre a aquisição de ativo imobilizado, no montante de R$43 e R$58, incluindo no ativo circulante e realizável a longo prazo, em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente. As outras transações entre partes relacionadas não são relevantes.

## 22. VALOR JUSTO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Exceto pelas disponibilidades, que estão registradas pelo custo acrescido de juros e em montantes próximos ao valor de mercado, o valor registrado pela CEMIG relativo a outros instrumentos financeiros, apresentados em reais, aproximam-se a valores justos naquelas datas, refletindo o vencimento a curto prazo ou valores negociáveis em 31 de dezembro de 2000 e 1999 destes instrumentos.

Baseado nas taxas de juros contratadas pela CEMIG para empréstimos bancários com prazos de vencimento similares, o valor justo para financiamentos a longo prazo em 31 de dezembro de 2000 e 1999 aproxima-se do valor contábil. Os Eurobônus tem valor de mercado de 98,75% (aproximadamente R$289) e 93,93% (aproximadamente R$265) do seu valor em 31 de dezembro de 2000 e 1999, respectivamente.

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através de monitoramento periódico de suas posições, diversificação de instituições e estabelecimento de limites de investimentos em cada uma das instituições.

Os instrumentos financeiros que sujeitam a CEMIG a risco de concentração de crédito são as disponibilidades, depósitos temporários e outras contas a receber. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com as disponibilidades e depósitos temporários investindo em aplicações financeiras de curto prazo em instituições de primeira linha. O risco de crédito associado ao contas a receber de consumidores residenciais é limitado pelas políticas próprias de corte de fornecimento para clientes em atraso. Com relação a grandes consumidores industriais e comerciais o risco de crédito é mitigado pela análise de crédito dos clientes e, para casos específicos, com a obtenção de garantias ou aval para contas não pagas. Os consumidores atendidos pela Companhia estão, basicamente, localizados em Minas Gerais, embora atuando em diversos setores econômicos.

## 23. OPERAÇÕES COM DERIVATIVOS FINANCEIROS

A Companhia não efetuou operações com derivativos financeiros.

## 24. ACORDOS DE ACIONISTAS

Em 1997, o Estado de Minas Gerais vendeu aproximadamente 33% das ações ordinárias da Companhia para investidores estratégicos liderados pela Southern Electric Brasil Participações Ltda. Como parte desta operação, conduzida através de processo de licitação pública, o Estado de Minas Gerais e a Southern assinaram entre si um acordo tratando, entre outras questões, de quoruns especiais para aprovação de ações corporativas, denominados como Previsão de Quoruns Especiais.

Como descrito nesse acordo, é solicitado que as partes votem em bloco quanto a certos assuntos, incluindo certas alterações no Estatuto da Companhia, a emissão de debêntures e títulos conversíveis, a emissão de partes beneficiárias, o resgate de ações, mudanças na estrutura da Companhia e qualquer distribuição de dividendos além das requeridas pelos Estatutos da Companhia, entre outros assuntos. Como resultado desta exigência de voto, a Southern obteve um direito de veto sobre certas ações da Sociedade. O Governo do Estado, a Southern e acionistas minoritários apontam seis, quatro e um membro, respectivamente, do Conselho de Administração, assim como seus suplentes. O Governo e a Southern também apontam três e dois membros, respectivamente, para o Conselho Fiscal.

Em 1999, após a posse da nova Administração, o Governo do Estado de Minas Gerais impetrou ação anulatória contra o acordo de acionistas, baseando-se em violação da Constituição Estadual e Federal, uma vez que a Previsão de Quorum Especial transferiria ilegalmente o controle da CEMIG do Estado de Minas Gerais para a Southern. De acordo com o processo judicial, seria necessária a promulgação de Legislação Estadual para que o Governo do Estado de Minas Gerais transferisse o controle da CEMIG para a Southern.

Após decisões preliminares desfavoráveis ao Estado de Minas Gerais, em 1999, o Governo do Estado obteve um mandado de segurança que suspendeu os efeitos do quorum especial até o final do processo judicial.

Em março de 2000, a justiça sentenciou o acordo de acionistas como nulo, uma vez que violava a Constituição Estadual e Federal. Houve recurso da sentença e aguarda-se decisão final da questão. Até então, o acordo dentre acionistas está suspenso.

## 25. FATOS RELEVANTES

(a) Desverticalização

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG são integradas verticalmente e diretamente operadas pela Companhia. Entretanto, de acordo com os principais contratos de concessão e de acordo com certas alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro, a CEMIG pretende submeter-se a um processo de reorganização antes do final de 2001. Esta reorganização corresponderia a uma “desverticalização” na qual seriam criadas empresas de geração, transmissão e distribuição, subsidiárias integrais da CEMIG. O Governo do Estado de Minas Gerais, por considerar que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado, enviou um projeto de lei, em 02 de março de 2001, propondo a divisão da CEMIG em três empresas distintas de geração, transmissão e distribuição de energia, subsidiárias integrais de uma holding. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

O processo de desverticalização não foi concluído até o final do ano de 2000 e, como consequência, a ANEEL multou a CEMIG em R$4. Não foi feita provisão em 31 de dezembro de 2000, em função da CEMIG acreditar possuir argumentos de mérito para defesa judicial dessa causa.

(b) Programa de Desligamento Voluntário

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, na reunião realizada em 06 de março de 2001, a realização de um Programa de Desligamento Voluntário (PDV), com prazo de adesão de 12 de março a 02 de abril de 2001.

Os incentivos para os empregados que queiram aderir ao desligamento são 60% da remuneração mensal por cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos. Adicionalmente, a CEMIG pagará integralmente os custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado.

## 26. PRONUNCIAMENTOS DE U.S. GAAP RECENTES AINDA NÃO ADOTADOS

Em junho de 1998, FASB emitiu SFAS 133 “Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (Contabilização para instrumentos derivativos e atividades de hedge). O referido boletim estabelece critérios para a contabilização e divulgação de instrumentos derivativos. O modelo estabeleceu, entre outras coisas, que todos os derivativos sejam reconhecidos nas demonstrações contábeis a valor justo. Este método determina que as variações no valor justos dos derivativos sejam reconhecidas no resultado, exceto se critérios pré-determinados de hedge forem cumpridos. Normas específicas de contabilização para hedge permitem que os ganhos ou perdas com operações com derivativos sejam apresentadas líquidas dos resultados com as operações de hedge na demonstração do resultado e requer que a Companhia documente formalmente, determine e avalie a efetividade das operações que receberem tratamento contábil de hedge. O SFAS 133, é mandatário para demonstrações contábeis para os anos fiscais iniciados após 15 de junho de 2000. A adoção do SFAS No. 133 não tem efeito sobre os resultados das operações e posição financeira da Companhia, de acordo com o US GAAP, em função da Companhia não possuir nenhum derivativo em 2000.

Em dezembro de 1999, a “United States Securities and Exchange Commission - SEC (Comissão de Valores Mobiliários dos Estados Unidos) emitiu “Staff Accounting Bulletin” - SAB No. 101, “Views on Selected Revenue Recognition Issues” (Abordagens sobre alguns tópicos de reconhecimento de receita), onde apresenta suas considerações sobre a aplicação do U.S.GAAP em algumas situações específicas de reconhecimento de receita.O SAB No 101 tornou-se mandatário a partir do quarto trimestre de 2000. Este boletim não tem nenhum efeito significativo em suas demonstrações contábeis consolidadas elaboradas acordo com o U.S.GAAP.

Em março de 2000, o “Financial Accounting Standards Board” (Conselho de Normas Contábeis Americanas), emitiu o FASB Interpretation 44 (FIN 44). O FIN 44 esclarece as aplicações do APB Opinion 25 “Accounting for Shares Issued to Employees” (Contabilização de ações emitidas para empregados), que requer avaliações específicas para os planos de pagamento de empregado com ações e é mandatório a partir de 1º de julho de 2000 e deve ser aplicado retroativamente para eventos específicos ocorridos após 15 de dezembro de 1998 mas antes de 1 de julho de 2000. A Companhia não possui nenhum ação emitida ou a emitir para seus empregados e portanto o FIN 44 não tem efeito sobre a Companhia.

* * * * * * * * * * *

Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG

Demonstrações Contábeis Consolidadas

31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000

(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 31 DE DEZEMBRO DE 2000

(Expressos em milhões de Reais)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

A T I V O

| | 31 de março de 2001 (não auditado) | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| CIRCULANTE: | | |
| Disponibilidades (Nota 5) | 516 | 303 |
| Contas a receber (Nota 6) | 657 | 668 |
| Tributos a recuperar | 229 | 25 |
| Almoxarifado | 11 | 12 |
| Outros | 99 | 78 |
| | 1.512 | 1.086 |
| INVESTIMENTOS | 61 | 51 |
| IMOBILIZADO, LÍQUIDO (Nota 7) | 10.313 | 10.415 |
| OUTROS ATIVOS: | | |
| Títulos e valores mobiliários | 74 | 61 |
| Impostos sobre a renda diferidos (Nota 4) | 602 | 770 |
| Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (Nota 3) | 994 | 953 |
| Outros | 93 | 78 |
| | 1.763 | 1.862 |
| Total do Ativo | 13.649 | 13.414 |

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 31 DE DEZEMBRO DE 2000

(Expressos em milhões de reais, exceto onde indicado de outra forma)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

P A S S I V O

| | 31 de março de 2001 (não auditado) | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| CIRCULANTE: | | |
| Fornecedores | 215 | 237 |
| Salários e contribuições sociais | 111 | 80 |
| Tributos a pagar | 135 | 78 |
| Dividendos e juros sobre capital próprio | 173 | 174 |
| Empréstimos a curto prazo | 92 | 82 |
| Parcela de curto prazo de financiamento a longo prazo (Nota 8) | 568 | 502 |
| Encargos do consumidor a recolher | 79 | 90 |
| Venda antecipada de energia elétrica | 71 | 71 |
| Provisão para contingências (Nota 10) | 128 | 150 |
| Outros | 93 | 84 |
| | 1.665 | 1.548 |
| EXIGIVEL A LONGO PRAZO: | | |
| Financiamentos a longo prazo (Nota 8) | 1.206 | 1.088 |
| Venda antecipada de energia elétrica | 18 | 33 |
| Obrigações com benefícios pós-emprego | 1.837 | 1.803 |
| Imposto de renda diferido (Nota 4) | 593 | 612 |
| Provisão para contingências (Nota 10) | 137 | 136 |
| Outros | 32 | 30 |
| | 3.823 | 3.702 |
| PARTICIPAÇÃO MINORITÁRIA | 2 | 2 |
| PATRIMONIO LÍQUIDO: | | |
| Capital Social - ações com valor nominal de R$0.01 | | |
| Ações preferenciais - 89.436.237 mil autorizadas e emitidas | 786 | 786 |
| Ações ordinárias – 69.495.478 mil autorizadas e emitidas | 610 | 610 |
| | 1.396 | 1.396 |
| Capital adicional integralizado | 3.170 | 3.170 |
| Lucros acumulados apropriados | 3.299 | 3.299 |
| Lucros acumulados não apropriados | 723 | 735 |
| Itens registrados diretamente no patrimônio líquido | (429) | (438) |
| | 8.159 | 8.162 |
| Total do passivo e patrimônio líquido | 13.649 | 13.414 |

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS NÃO AUDITADAS DOS RESULTADOS
PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000
(Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| RECEITAS OPERACIONAIS: (Nota 11) | | |
| Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais | 1.194 | 989 |
| Imposto sobre valor adicionado sobre fornecimento para consumidores finais | (257) | (216) |
| Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado | 8 | 49 |
| Uso de rede básica de transmissão | 37 | 32 |
| Outras receitas operacionais | 33 | 27 |
| Receitas operacionais líquidas | 1.015 | 881 |
| CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS: | | |
| Eletricidade adquirida para revenda (Nota 12) | (232) | (188) |
| Gás adquirido para revenda | (18) | (13) |
| Uso de rede básica de transmissão | (66) | (56) |
| Depreciação e amortização | (158) | (146) |
| Pessoal | (160) | (108) |
| Encargos do consumidor (Nota 12) | (112) | (105) |
| Serviços de terceiros | (47) | (42) |
| Outros impostos | (45) | (39) |
| Custo de benefícios pós-emprego | (75) | (59) |
| Materiais e suprimentos | (17) | (15) |
| Outros (Nota 12) | (52) | (43) |
| Total de custos e despesas operacionais | (982) | (814) |
| Lucro operacional | 33 | 67 |
| OUTRAS RECEITAS (DESPESAS): | | |
| Receitas financeiras (Nota 13) | 98 | 92 |
| Despesas financeiras (Nota 13) | (190) | (48) |
| | (92) | 44 |
| Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda | (59) | 111 |
| IMPOSTOS SOBRE A RENDA - Crédito (Despesa) (Nota 4) | 47 | (35) |
| Lucro (prejuízo) líquido do período | (12) | 76 |
| Quantidade média de ações em circulação (em milhares) | 158.931.715 | 158.931.715 |
| Lucro (prejuízo) básico e diluído por mil ações ordinárias e preferenciais - em reais | (0,08) | 0,48 |
| ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 9 | 2 |
| Lucro (prejuízo) líquido após os itens de resultados considerados como efeito no patrimônio líquido | (3) | 78 |

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas não auditadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS NÃO AUDITADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000
(Expressos em milhões de reais)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS: | | |
| Lucro (prejuízo) líquido do período | (12) | 76 |
| Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa gerado nas atividades operacionais: | | |
| Depreciação e amortização | 158 | 146 |
| Perda (ganho) com variação monetária ou cambial - longo prazo | 16 | (57) |
| Perda na baixa de imobilizado | 29 | 23 |
| Custos com benefícios pós-emprego | 68 | 53 |
| Provisão para contingências e contas a receber | (19) | 9 |
| Imposto de renda diferido - (créditos) despesas | (13) | - |
| Outros | 3 | - |
| Redução (aumento) de ativos: | | |
| Contas a receber | 9 | (36) |
| Tributos a recuperar | (43) | 42 |
| Almoxarifado | 1 | (5) |
| Conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais | - | 17 |
| Outros | (25) | 2 |
| Aumento (diminuição) em passivos: | | |
| Fornecedores | (22) | (40) |
| Salários e contribuições sociais | 31 | (13) |
| Tributos a pagar | 57 | 59 |
| Encargos do consumidor a recolher | (11) | 14 |
| Venda antecipada de energia elétrica | (15) | (24) |
| Parcela de curto prazo de financiamento a longo prazo e empréstimos de curto prazo | 76 | 7 |
| Outros | (25) | (41) |
| Caixa líquido obtido das atividades operacionais | 263 | 232 |
| FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS: | | |
| Financiamentos a longo prazo obtidos | 89 | 105 |
| Pagamentos de financiamentos a longo prazo | (43) | (84) |
| Dividendos e juros sobre o capital próprio | (1) | (3) |
| Caixa obtido das (utilizado em) atividades financeiras | 45 | 18 |

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO: | | |
| Novos investimentos | (10) | (19) |
| Aquisição de imobilizado | (85) | (80) |
| Caixa utilizado em atividades de investimento | (95) | (99) |
| AUMENTO (REDUÇÃO) DAS DISPONIBILIDADES | 213 | 151 |
| DISPONIBILIDADES: | | |
| Início do período | 303 | 86 |
| Fim do período | 516 | 237 |
| | 213 | 151 |
| INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA: | | |
| Tributos pagos (imposto de renda e contribuição social) | 15 | 14 |
| Juros pagos | 12 | 13 |

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações contábeis consolidadas não auditadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÃO NÃO AUDITADA DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000
(Expressos em milhões de reais, exceto a quantidade de ações e o lucro por ação)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| CAPITAL SOCIAL: | | |
| Ações preferenciais | 786 | 786 |
| Ações ordinárias | 610 | 610 |
| | 1.396 | 1.396 |
| CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO | 3.170 | 3.170 |
| LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS: | | |
| Reserva de incentivos fiscais - | | |
| Saldo | 41 | 41 |
| Reserva de contas de resultado a compensar - | | |
| Saldo | 2.680 | 2.680 |
| Reserva de lucros não realizados - | | |
| Saldo | 484 | 538 |
| Reserva legal - | | |
| Saldo | 94 | 94 |
| | 3.299 | 3.353 |
| LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS: | | |
| Saldo no início do período | 735 | 502 |
| Lucro (prejuízo) líquido do período | (12) | 76 |
| Saldo no final do período | 723 | 578 |
| ITENS REGISTRADOS DIRETAMENTE NO PATRIMÔNIO LÍQUIDO: | | |
| Saldo no início do período | (438) | (457) |
| Ganhos não realizadas em títulos e valores mobiliários | 13 | 3 |
| Impostos sobre a renda | (4) | (1) |
| Saldo no final do período | (429) | (455) |
| Patrimônio líquido no final do período | 8.159 | 8.042 |

As notas explicativas anexas são parte integrante
destas demonstrações contábeis consolidadas não auditadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

NOTAS EXPLICATIVAS CONDENSADAS AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS CONSOLIDADAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2000 E 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000 INCLUÍNDO INFORMAÇÕES NÃO AUDITADAS EM E PARA OS TRÊS MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2001 E 2000

(Valores expressos em milhões de reais, exceto se indicado de outra forma)
(Tradução livre do original emitido em língua inglesa)

## 1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("CEMIG" ou a "Companhia") é uma sociedade de economia mista, organizada de acordo com as leis da República Federativa do Brasil e controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais ("Governo do Estado"). As principais atividades da Companhia são a construção e operação de sistemas utilizados na geração, transmissão, distribuição e fornecimento de energia elétrica. A Companhia também mantém operações em outras atividades relacionadas a energia.

Como uma concessionária de serviço público de eletricidade, a Companhia está sujeita às normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma agência do Governo Federal brasileiro ("Governo Federal").

## 2. BASE DE APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Na preparação das demonstrações contábeis segundo os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América (U.S. GAAP) a Administração é requerida a efetuar estimativas e a adotar premissas para o registro de ativos, passivos, receitas e despesas. As demonstrações contábeis da Companhia, assim, incluem várias estimativas tais como, relativas a vida útil dos bens do imobilizado, provisões para contingências, estimativas com obrigações com benefícios pós-emprego, e outras estimativas similares. Os valores efetivos podem diferir destas estimativas.

As demonstrações contábeis intercalares para os três meses findos em 31 de Março de 2001 e 2000 foram preparadas de acordo com U.S. GAAP, os quais diferem em determinados aspectos dos princípios contábeis geralmente aceitos no Brasil, aplicados pela CEMIG na elaboração de suas demonstrações contábeis societárias, preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações e normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM). As demonstrações contábeis intercalares foram elaboradas em bases consistentes com as utilizadas nas demonstrações contábeis em e para os anos findos de 31 de Dezembro de 2000, 1999 e 1998.

As demonstrações contábeis intercalares incluídas neste relatório foram elaboradas pela Companhia e não foram auditadas. Na opinião da Administração, todos os ajustes necessários para apresentação correta destas demonstrações contábeis intercalares foram realizados. Estes ajustes são de natureza normal e recorrente. O resultado das operações para os três meses findos em 31 de Março de 2001 não são necessariamente um indicativo do resultado para todo o ano. As demonstrações contábeis intercalares devem ser lidas em conjunto com as demonstrações contábeis e notas explicativas em e para os anos findos em 31 de Dezembro de 2000, 1999 e 1998.

## 3. CONTAS DE RESULTADOS A COMPENSAR (CRC) A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS GERAIS

Com a promulgação da Lei n° 8.631, de 4 de Março de 1993, a Companhia contabilizou como valor a receber do Governo Federal, o saldo aprovado pela agência federal reguladora. Em 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte do saldo de CRC através da compensação com valores devidos a entidades controladas pelo Governo Federal decorrentes de compras de energia e financiamentos.

Em 2 de Maio de 1995, o saldo de R$867 referente à CRC a receber pela CEMIG do Governo Federal foi transferido para o Governo do Estado de Minas Gerais (o “Governo do Estado”) através de um contrato de cessão de crédito. Em conexão com esta cessão de crédito, o Governo do Estado de Minas Gerais concordou em pagar esta quantia ao longo de 20 anos, com um prazo de carência de três anos, atualizado monetariamente com base na variação da UFIR acrescida de juros de 6% ao ano. Este crédito está garantido por valores a receber pelo, Governo Estadual, do Governo Federal.

A CEMIG, com a extinção da UFIR em Outubro de 2000, negociou e celebrou aditivo ao contrato original com o Governo do Estado, alterando o índice de atualização monetária da UFIR para o IGP-DI (Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna), a partir de 1 de Novembro de 2000.

Em 31 de Março de 2001, o saldo referente a CRC monta R$994, incluindo R$234 de parcelas vencidas relativas aos meses de Abril a Dezembro de 1999 e de Março de 2000 a Março de 2001, correspondendo a 22 parcelas e respectivos encargos. A Companhia está negociando com o Governo do Estado os termos de recebimento desta quantia.

A Administração da CEMIG prevê o recebimento dos valores vencidos, até o final do mandato do atual Governo do Estado.

4. IMPOSTOS SOBRE A RENDA DIFERIDOS

a) Conciliação de impostos sobre a renda

Os impostos incidentes sobre a renda no Brasil incluem o imposto de renda federal e a contribuição social sobre o lucro. As alíquotas oficiais anuais aplicáveis para os três meses findos apresentados foram de 25% para o imposto de renda e 8% para a contribuição social.

Os montantes apresentados como créditos tributários (despesa) de imposto de renda e contribuição social nas demonstrações contábeis conciliados com as alíquotas nominais oficiais são assim apresentados:

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Lucro (prejuízo) antes dos impostos sobre a renda | (59) | 111 |
| Crédito (despesa) aplicando alíquotas nominais oficiais | 19 | (37) |
| Amortização de Obrigações Especiais | 7 | 8 |
| Contribuição Social – depreciação | 20 | (6) |
| Outros | 1 | - |
| Crédito (despesa) apresentado no resultado | 47 | (35) |

b) Análise dos saldos de impostos diferidos

Os créditos tributários existentes em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000 foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 33%. Os principais componentes das contas de impostos de renda diferidos no balanço são como segue:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| Ativos de longo prazo | | |
| Obrigações com benefícios pós-emprego | 415 | 595 |
| Ajuste a valor presente da conta de resultado a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais | 95 | 94 |
| Outras diferenças temporárias | 92 | 81 |
| | 602 | 770 |
| Passivos de longo prazo | | |
| Efeitos de diferenças entre ativos não monetários substancialmente relacionados ao imobilizado e montantes ajustados para U.S. GAAP | (585) | (596) |
| Outras diferenças temporárias | (8) | (16) |
| | (593) | (612) |

Para os três meses findos em 31 de Março de 2001 e 2000, o imposto diferido, no montante de R$4 e R$1, respectivamente, referente a ganhos não realizados nos títulos de valores mobiliários disponíveis para venda, foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido.

Durante o período findo em 31 de Março de 2001, suportada por pereceres de dois assessores jurídicos externos, a Companhia retificou a declaração do imposto de renda para o ano findo em 31 de Dezembro de 1997, pleiteando a dedutibilidade de custos com obrigações pós-emprego provisionados nas suas demonstrações contábeis elaboradas de acordo com a legislação societária brasileira. Este recalculo resultou na apuração de impostos sobre a renda pagos antecipadamente no montante de R$200, cujo valor foi reclassificado de impostos sobre a renda diferidos para tributos a recuperar e classificado como ativo circulante.

5. DISPONIBILIDADES

A tabela abaixo apresenta informação acerca das disponibilidades para os períodos indicados:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| Caixa e bancos | 122 | 59 |
| Investimentos a curto prazo, principalmente Certificados de Depósito Bancários e Fundos de Investimento avaliados a valor de mercado | 394 | 244 |
| | 516 | 303 |

6. CONTAS A RECEBER

A tabela abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por consumidores para os períodos indicados:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| Residencial | 240 | 214 |
| Industrial | 169 | 158 |
| Comercial | 93 | 84 |
| Rural | 31 | 28 |
| Entidades governamentais | 50 | 46 |
| Serviço público | 27 | 46 |
| Subtotal | 610 | 576 |
| Suprimento | 99 | 143 |
| | 709 | 719 |
| Provisão para devedores duvidosos | (52) | (51) |
| | 657 | 668 |

Nenhum cliente representa mais que 10% do total do contas a receber em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000.

7. IMOBILIZADO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado da Companhia:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2001 |
|---|---|---|
| Em serviço | | |
| Geração - | 7.804 | 7.792 |
| Hidrelétrica | 265 | 264 |
| Termelétrica | 1.398 | 1.393 |
| Transmissão | 6.868 | 6.825 |
| Distribuição | 411 | 410 |
| Administração | 49 | 47 |
| Outros | --- | --- |
| | 16.795 | 16.731 |
| | --- | --- |
| Depreciação e amortização acumuladas | | |
| Geração | (3.449) | (3.398) |
| Transmissão | (682) | (670) |
| Distribuição | (2.745) | (2.685) |
| Administração | (221) | (212) |
| Outros | (9) | (8) |
| | --- | --- |
| | (7.106) | (6.973) |
| | --- | --- |
| Total em serviço | 9.689 | 9.758 |
| | --- | --- |
| Imobilizações em curso | | |
| Geração | 113 | 94 |
| Transmissão | 17 | 13 |
| Distribuição | 437 | 491 |
| Administração | 53 | 55 |
| Outros | 4 | 4 |
| | --- | --- |
| Total das Imobilizações em curso | 624 | 657 |
| | --- | --- |
| Total | 10.313 | 10.415 |
| | ======== | ======== |

As taxas anuais de depreciação são de 2% a 8,3% para ativos relacionados a geração, transmissão e distribuição, 10% para móveis e instalações e 20% para veículos.

Os encargos financeiros capitalizados nos três meses findos em 31 de Março de 2001 e 2000 foram de R$12 e R$8, respectivamente.

8. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

A composição dos financiamentos por moeda e por índice interno de atualização monetária é a seguinte:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| Moeda- | | |
| Dólar norte-americano | 1.193 | 988 |
| Marco alemão | 20 | 19 |
| Franco suíço | 5 | 5 |
| Yen japonês | 2 | 2 |
| Unidade de conta (cesta de moedas) | 43 | 44 |
| Outras moedas | 6 | 4 |
| | 1.269 | 1.062 |
| Índices- | | |
| Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M | 227 | 234 |
| Índice Interno da Eletrobrás – FINEL | 202 | 214 |
| Outros | 76 | 80 |
| | 505 | 528 |
| Total | 1.774 | 1.590 |

As principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos empréstimos e financiamentos da Companhia apresentaram os seguintes aumentos (diminuições) nos períodos indicados, em percentagem:

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Moeda- | | |
| Dólar norte-americano | 10,55 | (2,33) |
| Marco alemão | 3,25 | (7,38) |
| Franco suíço | 2,52 | (6,63) |
| Yen japonês | 0,23 | (2,47) |
| Unidade de conta (cesta de moedas) | 6,95 | (4,21) |

Os principais indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional apresentaram os seguintes aumentos nos períodos indicados, em percentagem:

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Índices- | | |
| Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M | 1,42 | 1,75 |
| Índice Interno da Eletrobrás – FINEL | 0,28 | 0,35 |

O vencimento dos empréstimos e financiamentos a longo prazo é como segue:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| 2002 | 265 | 268 |
| 2003 | 273 | 201 |
| 2004 | 190 | 149 |
| 2005 | 89 | 88 |
| 2006 | 46 | 45 |
| 2007 e datas posteriores | 343 | 337 |
| | 1.206 | 1.088 |

O Eurobônus com taxa fixa (montante principal de US$150 milhões, com juros de 9,125% por ano) possui vencimento em 18 de Novembro de 2004. Este montante está sujeito a liquidação antecipada em 18 de Novembro de 2001, a um preço de liquidação de 98,704% da quantia principal, àopção da CEMIG ou dos investidores. O saldo do Eurobônus está classificado no balanço patrimonial como vencível em 2001.

## 9. PROGRAMA DE DESLIGAMENTO VOLUNTÁRIO

O Conselho de Administração da Companhia aprovou, em reunião realizada em 06 de Março de 2001, a realização de um Programa de Desligamento Voluntário (PDV), com prazo de adesão de 12 de Março a 02 de Abril de 2001, com certos incentivos para os empregados que se desligarem da CEMIG. Os incentivos para os empregados que aderiram ao desligamento são (i) 60% da remuneração mensal por cada ano efetivo de serviço prestado na CEMIG, até um limite de 20 anos e (ii) custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período não prorrogável de 6 meses, contados a partir da data de desligamento do empregado.

A Companhia contabilizou provisão, no montante de R$30 relacionada aos 518 empregados que aderiram ao programa até 31 de Março de 2001, sob a rubrica de Salários e contribuições sociais.

Em 30 de Abril de 2001, o Conselho de Administração aprovou período adicional para adesão ao PDV de 3 a 11 de Maio de 2001. Desta forma, uma provisão adicional no montante de R$2 será contabilizada em Maio de 2001 referente aos 62 empregados que aderiram ao programa.

10. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG é parte em processos legais no Brasil em razão do curso normal de suas atividades. As informações para as provisões referentes a processos fiscais e outros são as seguintes:

| | 31 de março de 2001 | 31 de dezembro de 2000 |
|---|---|---|
| Reclamações trabalhistas | 43 | 55 |
| Reclamações cíveis consumidores | 69 | 68 |
| Contribuição social | 109 | 132 |
| Outros | 44 | 31 |
| | 265 | 286 |
| Curto prazo | 128 | 150 |
| Longo prazo | 137 | 136 |

(a) Reclamações trabalhistas

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a horas extras e insalubridade. O valor total estimado dessas reclamações é R$53 e R$69 em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente. A Companhia constituiu provisão para tais contingências trabalhistas para as reclamações cujas perdas sejam prováveis, no montante aproximado de R$43 e R$55 em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente. Foram revertidas provisões no montante de R$12 para os três meses findos em 31 de Março de 2001 (R$1 de provisão constituída nos três meses findos em 31 de Março de 2000). A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base na natureza dos grupos de questionamentos com base em decisões judiciais recentes.

A Companhia está defendendo em conjunto com a Fundação Forluminas de Seguridade Social – FORLUZ uma reclamação do sindicato dos seus empregados (“Sindieletro”) contestando a suspensão dos aumentos das contribuições mandatárias para o fundo de pensão devido a inflação. O total dessa reclamação é de R$491. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

O sindicato dos empregados da Companhia está processando a FORLUZ contestando a substituição do indexador atuarial do fundo de pensão. O total dessa reclamação é de R$208. Caso o Sindieletro obtenha êxito neste processo, a Companhia espera que a FORLUZ pleiteie o reembolso por parte da CEMIG dos montantes a pagar para os empregados aposentados. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial.

(b) Reclamações cíveis - Consumidores

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a Companhia objetivando reembolso para as quantias pagas àCEMIG decorrente do aumento de tarifa durante o plano de estabilização econômica do Governo Federal, “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados passíveis de questionamento e com base em decisões judiciais recentes.

O valor total de exposição da Companhia nessa matéria era de, aproximadamente, R$69 e R$68, integralmente provisionada, em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente.

(c) Contribuição Social

A Companhia vem deduzindo as quantias de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da Contribuição Social. Esta dedução poderá sofrer questionamentos por parte das autoridades fiscais. A Companhia estima que o montante referente a tal questão é de aproximadamente R$109, que está totalmente provisionado em 31 de Março de 2001.

(d) COFINS

A Companhia iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido a sentença judicial desfavorável, a Companhia pagou, em 30 de Julho de 1999, o montante de R$240. O valor referente ao principal, multa e juros da COFINS provisionada foi revertido e creditado no resultado do exercício no valor de R$52 em 1999.

O Governo Federal está alegando que a Companhia deve R$103 referente a multas e juros relativos ao não pagamento da COFINS. A Companhia está contestando tal reclamação.

A Companhia acredita que nenhuma perda superior à quantia provisionada para as contingências acima mencionadas terão efeito material no resultado ou na posição financeira da Companhia.

(e) Outros

Outros passivos provisionados são relacionados a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos impostos federais, contribuições sociais e outras reclamações contra a Companhia considerados normais ao curso das operações.

Para aqueles processos cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis, a Companhia provisionou a totalidade da contigência.

(f) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R$154 ao Governo Federal brasileiro em decorrência de um erro no cálculo de créditos de Conta de Resultado a Compensar que foram previamente utilizados para redução das quantias devidas ao Governo Federal brasileiro. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e portanto não constituiu provisão para esta causa.

11. RECEITAS OPERACIONAIS

Segue abaixo a composição da receita operacional por tipo de receita:

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais | 1.194 | 989 |
| Imposto sobre valor adicionado sobre fornecimento para consumidores finais | (257) | (216) |
| Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado | 8 | 49 |
| Uso de rede básica de transmissão | 37 | 32 |
| Fornecimento de Gás | 25 | 17 |
| Serviços prestados | 6 | 8 |
| Outros | 2 | 2 |
| Total | 1.015 | 881 |

Segue abaixo a composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor:

| | Três meses findos em 31 de março de | | | |
|---|---|---|---|---|
| | **GWh (não auditado)** | | R$ | |
| | 2001 | 2000 | 2001 | 2000 |
| Residencial | 1.922 | 1.898 | 449 | 385 |
| Industrial | 5.728 | 5.216 | 426 | 357 |
| Comercial e outros | 972 | 906 | 179 | 149 |
| Rural | 371 | 316 | 46 | 36 |
| Entidades governamentais | 372 | 360 | 51 | 44 |
| Serviços públicos | 237 | 227 | 25 | 21 |
| Consumo próprio | 14 | 16 | - | - |
| Não faturado, líquido | - | - | 18 | (3) |
| | 9.616 | 8.939 | 1.194 | 989 |
| Suprimento | 153 | 1.520 | 8 | 49 |
| Total | 9.769 | 10.459 | 1.202 | 1.038 |
| Número de consumidores (não auditado) | 5.185.552 | 4.971.413 | | |

12. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Os custos e despesas operacionais são demonstrados da seguinte forma:

a. Eletricidade adquirida para revenda

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| De Furnas (ITAIPU) | 214 | 171 |
| De outros | 18 | 17 |
| | 232 | 188 |

b. Encargos do consumidor

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Quotas de reserva global de reversão – RGR | 26 | 23 |
| Quota de conta de consumo de combustível – CCC | 72 | 71 |
| Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos | 11 | 8 |
| Taxa de inspeção da ANEEL | 3 | 3 |
| | 112 | 105 |

c. Outros

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Seguro | 1 | 3 |
| Indenização trabalhista | 1 | 2 |
| Baixa de ativo permanente | 23 | 11 |
| Doações | 3 | 2 |
| Provisão para contingências- | | |
| Reclamações trabalhistas | (12) | 1 |
| Reclamações cíveis – consumidores | 1 | - |
| Reclamações cíveis – outros | 13 | - |
| Provisão para devedores duvidosos | 1 | 1 |
| Aluguéis | 3 | 2 |
| Publicidade | 4 | 3 |
| Participação nos lucros | 6 | 4 |
| Despesas gerais | 8 | 14 |
| | 52 | 43 |

13. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS

As receitas e despesas financeiras são demonstradas da seguinte forma:

| | Três meses findos em 31 de março de | |
|---|---|---|
| | 2001 | 2000 |
| Receitas financeiras- | | |
| Receitas de aplicações financeiras | 13 | 4 |
| Juros de mora sobre contas a receber vencidas, registrados em regime de caixa | 9 | 7 |
| Reversão de multas e juros sobre tributos | 11 | - |
| Juros sobre conta de resultados a compensar (CRC) a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (Nota 3) | 42 | 25 |
| Variação cambial | - | 25 |
| Variação monetária | 15 | 24 |
| Outras | 8 | 7 |
| | 98 | 92 |
| Despesas financeiras- | | |
| Juros de empréstimos e financiamentos | (33) | (26) |
| Contribuição provisória sobre movimentações – CPMF | (5) | (10) |
| Juros e multas sobre tributos | (4) | (4) |
| Variação cambial | (140) | - |
| Variação monetária | (3) | (4) |
| Outras despesas | (5) | (4) |
| | (190) | (48) |

As despesas de variação cambial líquida para os três meses findos em 31 de Março de 2001 decorrem principalmente da desvalorização do real frente ao dólar norte americano. Vide Nota 8 sobre a composição da dívida em moeda estrangeira e variação das moedas em cada período apresentado.

14. VALOR JUSTO DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia não efetuou operações com derivativos financeiros.

Exceto pelas disponibilidades, que estão registradas pelo custo acrescido de juros e em montantes próximos ao valor de mercado, o valor registrado pela CEMIG relativo a outros instrumentos financeiros, apresentados em reais, aproximam-se a valores justos naquelas datas, refletindo o vencimento a curto prazo ou valores negociáveis em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000 destes instrumentos.

Baseado nas taxas de juros contratadas pela CEMIG para empréstimos bancários com prazos de vencimento similares, o valor justo para financiamentos a longo prazo em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000 aproxima-se do valor contábil. Os Eurobônus tem valor de mercado de 99,75% (aproximadamente R$323) e 98,75% (aproximadamente R$289) do seu valor de face em 31 de Março de 2001 e 31 de Dezembro de 2000, respectivamente.

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através de monitoramento periódico de suas posições, diversificação de instituições e estabelecimento de limites de investimentos em cada uma das instituições.

Os instrumentos financeiros que sujeitam a CEMIG a risco de concentração de crédito são as disponibilidades, depósitos temporários e outras contas a receber. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com as disponibilidades e depósitos temporários investindo em aplicações financeiras de curto prazo em instituições de primeira linha. O risco de crédito associado ao contas a receber de consumidores residenciais é limitado pelas políticas próprias de corte de fornecimento para clientes em atraso. Com relação a grandes consumidores industriais e comerciais o risco de crédito é mitigado pela análise de crédito dos clientes e, para casos específicos, com a obtenção de garantias ou aval para contas não pagas. Os consumidores atendidos pela Companhia estão, basicamente, localizados em Minas Gerais, embora atuando em diversos setores econômicos.

## 15. DESVERTICALIZAÇÃO

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG são integradas verticalmente e diretamente operadas pela Companhia. Entretanto, de acordo com os principais contratos de concessão e de acordo com certas alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro, a CEMIG pretende submeter-se a um processo de reorganização antes do final de 2001. Esta reorganização corresponderia a uma “desverticalização” na qual seriam criadas empresas de geração, transmissão e distribuição, subsidiárias integrais da CEMIG. Em função do Governo do Estado de Minas Gerais ser o acionista majoritário, o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado. O Governo do Estado de Minas Gerais enviou um projeto de lei para a Assembléia Legislativa, em 02 de Março de 2001, propondo a divisão da CEMIG. Até a presente data, não ocorreu a votação do projeto pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais.

O processo de desverticalização não foi concluído até o final do ano de 2000 e, como consequência, a ANEEL multou a CEMIG em R$4. Não foi feita provisão em 31 de Março de 2001, em função da CEMIG acreditar possuir argumentos de mérito para sua defesa.

16. EVENTOS SUBSEQUENTES

a) Reajuste de tarifas: A ANEEL, através da Resolução nº 126, de 05 de Abril de 2001, homologou o reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica da CEMIG. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 08 de Abril de 2001, e representam um reajuste médio de 16,5 por cento em relação àquelas anteriormente aplicadas.

b) Plano de racionamento de energia elétrica: O Governo Federal anunciou recentemente várias medidas em resposta ao baixo nível de água nos vários reservatórios usados para a geração de energia hidrelétrica no Brasil. Primeiro, o Presidente do Brasil, através da Medida Provisória No. 2.147 de 15 de Maio de 2001, criou um grupo especial de trabalho que, em 16 de Maio, determinou às concessionárias distribuidoras de energia, inclusive a Companhia, que suspendessem a distribuição de energia para novos consumidores (exceto consumidores residenciais e rurais) e para atividades não essenciais, tais como eventos esportivos noturnos e publicidade, e reduzissem a distribuição para a iluminação em áreas públicas em 35%. Segundo, o Presidente, através do Decreto Lei No. 3.818 de 15 de Maio de 2001, determinou a redução do consumo de energia pelo Governo Federal em 35% a partir de 1º de Julho de 2001. Terceiro, o Governo Federal anunciou, em 18 de Maio de 2001, medidas adicionais de racionamento de energia elétrica impostas sobre consumidores industriais, comerciais e residenciais nas áreas mais populosas do Brasil, em vigor a partir de 1º de Junho de 2001 e com duração mínima de seis meses. Essas medidas consistem na redução em um quinto (20%) do consumo pela maioria dos consumidores residenciais, tomando como base a média do consumo em Maio, Junho e Julho de 2000. Para os consumidores industriais e comerciais a redução será de 15% a 20%, tomando como base o mesmo período dos consumidores residenciais. Caso os consumidores não alcancem a redução do consumo determinada, estes estarão sujeitos ao pagamento de multas e cortes de energia elétrica. A implementação do plano de racionamento mencionado poderá impactar a receita bruta com fornecimento de energia elétrica da Companhia em montante ainda não estimado.

* * * * * * * * * *

**Item 19 - Anexos**

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente Termo de Registro:

| Número do Anexo | Documento | Número da Página |
|---|---|---|
| 1 | Estatuto Social, conforme alterado, vigente desde 30 de abril de 2001. | 195 |
| 2.1 | Acordo de Acionistas datado de 18 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Estadual e a Southern, tendo por objeto os direitos e obrigações dos titulares de nossas ações. | 211 |
| 2.2 | Contrato de Agenciamento Fiscal datado de 18 de novembro de 1996 celebrado entre nossa empresa, The Chase Manhattan Bank, Chase Trust Bank e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A. tendo por objeto US$150.000.000,00 de nossas Notas de 9,125% com vencimento em 2004 | 229 |
| 4.1 | Contrato de Concessão de Serviços de Geração de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a prestação de serviços de geração de energia elétrica ao público. | 286 |
| 4.2 | Contrato de Concessão de Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997 celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto a transmissão de energia elétrica ao público. | 310 |
| 4.3 | Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa tendo por objeto a prestação de serviços de distribuição de energia elétrica ao público. | 328 |
| 4.4 | Contrato de Cessão de Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado entre o Governo Federal e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual. | 353 |
| 10.1 | Carta Consentimento da Arthur Andersen S/C. | 357 |

ASSINATURAS

Certificamos, por meio deste instrumento, que nossa empresa atende a todas as exigências para arquivamento contidas no Formulário 20-F e devidamente fizemos com que o presente Termo de Registro fosse firmado em nosso nome pelo infra-assinado para tanto devidamente autorizado.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

Por: _____
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente e Presidente do Conselho de Administração

Data: 13 de Agosto de 2001

ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS

ADRs ..... 2, 88
ADSs ..... 2, 88
American Depositary Shares ..... 2
ANEEL ..... 14
Regulamentos do Anexo V ..... 80
Agentes comercializadores ..... A-9
Rede Básica ..... 29
Junta Comercial de Minas Gerais ..... 72
Brasil ..... 1
Lei das Sociedades Anônimas Brasileira ..... 1
Conta CCC ..... A-12
CCQ ..... 41
CEB ..... 25
CEMIG ..... 1
Banco Central ..... 1
CESP ..... A-11
CHESF ..... A-1
mcd ..... 36
CNPE ..... A-4
Código ..... 85
Mercado Comercial ..... 9
Comissão ..... 1
Ações Ordinárias ..... 2
Companhia ..... 1
CONAMA ..... 38
Concessões ..... 17
COPAM ..... 38
CORDs ..... 40
COS ..... 39
CPMF ..... 13
CRC ..... 16, 78
Contrato de Cessão da CRC ..... 16, 78
Plano Cruzado ..... 63
CVM ..... 19
CVRD ..... 25
DNAEE ..... 14, A-4
Eletrobrás ..... A-1
Eletronorte ..... A-1
Eletronuclear ..... A-2
Eletrosul ..... A-1
ERM ..... A-12
FEAM ..... 37
União ..... 13
Mercado Flutuante ..... 9
Forluz ..... 62
FURNAS ..... A-1
Gasmig ..... 22
GCOI ..... 77
GCPS ..... A-1
GDP ..... A-2
Gerasul ..... A-1
Retorno Garantido ..... A-5
GW ..... 2
GWh ..... 2
IBAMA ..... 38
IBGE ..... A-2
IGP–DI ..... 1
IGP-M ..... A-6
Infovias ..... 22

IOF ..... 84
IPP ..... A-8
IPPs ..... 23
kW ..... 2
kWh ..... 2
MAE ..... 28, A-4
Acordo de Mercado ..... A-4
MGI ..... 36
MME ..... A-1
MW ..... 2
MWh ..... 2
Conselho Monetário Nacional ..... 19
Detentor não brasileiro ..... 81
taxa para compra ao meio-dia ..... 1
NYSE ..... 5
ONS ..... 24, A-5
Mercado de Balcão ..... 67
PCBs ..... 39
PLC ..... 40
Ações Preferenciais ..... 2
Edital de Licitação ..... A-9
Fundo RGR ..... A-12
Securities Act ..... 21
SIESE ..... A-2
Southern ..... 14, 55, 60
APEs ..... 23
Norte-americano. ..... 80
GAAP Norte-americanos ..... 1
Fundo UBP ..... A-12

GLOSSÁRIO TÉCNICO

Tarifa Média: Total das receitas de vendas dividido pelo total de megawatts-hora (MWh) vendido em cada período de cálculo, incluindo, no caso da CEMIG, eletricidade não faturada. O total das receitas de vendas, para fins de cálculo da tarifa média ou tarifa, inclui tanto faturamento bruto antes de dedução de imposto de valor agregado, como vendas de eletricidade não faturada sobre as quais esses impostos ainda não tiverem incidido.

BNDES: *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social*, o banco estatal de desenvolvimento nacional do Brasil.

mcd: Metros cúbicos por dia.

Distribuição: Distribuição é a transferência de eletricidade a partir das redes de transmissão em pontos de entrega de energia e respectiva entrega a consumidores por meio do sistema de distribuição. O sistema de distribuição da CEMIG consiste de uma ampla rede predominantemente aérea e subestações com voltagens sucessivamente mais baixas (23kV e abaixo). A eletricidade chega aos clientes, por exemplo, clientes residenciais, pequenas indústrias, estabelecimentos comerciais e concessionárias de serviços públicos a uma voltagem de 220/127V.

Distribuidor: Empresa que fornece energia elétrica a um grupo de clientes por meio de rede de distribuição.

Consumidor Final: Parte que utiliza eletricidade para suas próprias necessidades.

Unidade de Geração: Gerador elétrico em conjunto com a turbina ou outro dispositivo que o aciona.

Gigawatt (GW): Um bilhão de watts (1.000.000.000 de watts ou 1.000 megawatts).

Gigawatt-Hora (GWh): Um gigawatt de energia fornecido ou exigido durante uma hora, ou um bilhão de watts-hora.

GCOI: Grupo Coordenador para Operação Interligada.

GCPS: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas Elétricos.

Usina Hidrelétrica: Unidade de geração que emprega energia hidráulica para acionar o gerador elétrico.

Alta Voltagem ou Tensão: Classe de sistema de voltagens nominais igual ou maior a 100.000 volts e menor que 230.000 volts.

Capacidade Instalada: O nível de eletricidade que pode ser entregue a partir de determinada unidade de geração em bases de carga total contínua sob condições especificadas pelo fabricante.

Sistema Interligado: Sistemas ou redes para transmissão de eletricidade, interligados por meio de um ou mais conexões (linhas e/ou transformadores).

Sistema Interligado -Sul/Sudeste: O Sistema Interligado que une as redes de distribuição e transmissão do Sul, Sudeste e Centro-oeste.

PIE: Produtor Independente de Energia, pessoa jurídica ou consórcio detentor de concessão ou autorização para geração de energia destinada à venda por sua própria conta a concessionárias de serviços públicos ou Clientes Não Regulamentados.

Itaipu: Itaipu Binacional, usina hidrelétrica detida em partes iguais pelo Brasil e Paraguai.

Quilovolt (kV): Mil volts.

Quilowatt (kW): Mil watts.

Quilowatt-hora (kWh): Um quilowatt de energia fornecido ou exigido durante uma hora, ou mil watts-hora.

Megawatt (MW): Um milhão de watts.

Megawatt-Hora (MWh): Um megawatt de energia fornecido ou exigido durante uma hora, ou um milhão de watts-hora.

Megavoltampère (MVA): Mil Volt-ampères.

Região Centro-Oeste: Os estados de Mato Grosso do Sul, Mato Grosso e Goiás e o Distrito Federal.

Minas Gerais: O estado de Minas Gerais, Brasil.

ONS: Operador Nacional do Sistema, instituição responsável pelo planejamento operacional, administração de geração e transmissão e planejamento de investimentos em transmissão do setor elétrico.

Auto-produtor: consumidor eletrointensivo detentor de concessão, permissão ou autorização para produzir eletricidade para consumo próprio.

Região Sul: Os Estados do Paraná, Rio Grande do Sul e Santa Catarina.

Região Sudeste: Os Estados de São Paulo, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo.

Mercado à Vista: Mercado no qual os produtos são pagos à vista e entregues imediatamente.

Governo Estadual: O governo de Minas Gerais.

Subestação: Conjunto de equipamentos que realiza chaveamentos e/ou altera ou regula a voltagem da eletricidade de um sistema de transmissão e distribuição.

Transmissão: Transferência de eletricidade de grandes volumes (em linhas com capacidade entre 500 kV e 34,5 kV) a partir de instalações de geração para o sistema de distribuição em estação central de carga por meio da rede de transmissão. A rede de transmissão da CEMIG consiste de 3.084 milhas de linhas de tensão extra-alta de 500 kV e 230 kV.

Usina Termelétrica: Unidade de geração que emprega combustível de combustão, como carvão, óleo, diesel, gás natural ou outro hidrocarboneto, como fonte de energia para acionar o gerador elétrico.

UFIR: Unidade Fiscal de Referência, medida de inflação.

Eletricidade Não Faturada: Eletricidade que foi entregue a um cliente, mas cuja fatura ainda não tenha sido emitida pela concessionária.

Clientes Não Regulamentados: (i) clientes existentes com demanda de pelo menos 10 MW e que recebem eletricidade a nível de voltagem igual ou maior a 69 kV; (ii) clientes novos com demanda de pelo menos 3 MW a qualquer voltagem; (iii) grupos de clientes sujeitos a contrato com a concessionária de distribuição local; (iv) clientes que, durante mais de 180 dias, não receberem fornecimento de concessionária de distribuição local; e (v) certos outros clientes.

Concessionária: Empresa detentora de concessão ou autorização para explorar a geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil.

Volt: Unidade básica de voltagem elétrica.

Watt: Unidade básica de energia elétrica.

Usina Eólica: Unidade de geração que emprega a energia do vento para acionar o gerador elétrico.

ANEXO A

O Setor Elétrico Brasileiro

Visão Geral do Sistema Elétrico Brasileiro

O sistema elétrico brasileiro consiste de dois grandes sistemas interligados - um para as regiões Sul/Sudeste/Centro-Oeste do Brasil e o outro para as regiões Norte/Nordeste - e vários sistemas isolados menores no norte e oeste. Os dois sistemas grandes (que juntos respondem por 97% da capacidade no Brasil) são interligados por uma rede de transmissão de alta voltagem de 1.000 MW.

Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios de armazenamento. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica de 200.000 MW, dos quais foram desenvolvidos apenas 31%.

A tabela abaixo apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil, dividida em capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de 1991 até o primeiro trimestre de 2001 em MW.

| **Ano** | **Hidrelétrica** | **Termelétrica** |
|---|---|---|
| 1991 | 45.808 | 3.789 |
| 1992 | 46.995 | 3.672 |
| 1993 | 47.834 | 3.514 |
| 1994 | 49.136 | 3.490 |
| 1995 | 50.582 | 3.490 |
| 1996 | 52.266 | 3.724 |
| 1997 | 53.664 | 3.730 |
| 1998 | 55.519 | 3.903 |
| 1999 | 56.518 | 3.924 |
| 2000 | 58.954 | 5.843 |
| 2001 (até 31 de março de 2001) | 59.649 | 5.843 |

Fonte: Grupo Coordenador de Planejamento dos Sistemas ou GCPS.

O Brasil apresenta capacidade instalada de 65,5 GW, da qual aproximadamente 91% é hidrelétrica. Esse número inclui metade da capacidade instalada de Itaipu, a maior usina hidrelétrica em operação do mundo com 12.600 MW de capacidade detida em partes iguais por Brasil e Paraguai. O Ministério de Minas e Energia, ou MME, aprovou um plano de expansão de dez anos (2000 - 2009) nos termos do qual a capacidade instalada do Brasil deverá aumentar para 107,2 GW até 2009, da qual 25% deverá ser termelétrica e 75% hidrelétrica. Há aproximadamente 190.000 quilômetros de redes de transmissão no Brasil.

Aproximadamente 40,7% da capacidade de geração instalada e 51% das redes de transmissão de alta voltagem do Brasil são operados pela Eletrobrás, empresa detida pelo Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação da política elétrica e de programas de preservação e gerenciamento ambiental. Controla quatro subsidiárias regionais responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Norte, Nordeste e Sudeste do Brasil: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte; Companhia Hidrelétrica do São Francisco, ou CHESF; Furnas Centrais Elétricas S.A., ou FURNAS; e Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., ou Eletrosul (excluindo-se os ativos de geração da Eletrosul que constituíram as Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A., ou Gerasul, privatizada em 1998). Contudo, em conseqüência da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, essas empresas estatais têm modificado seus papéis, passando de concessionárias de desenvolvimento regional a empresas de geração e/ou transmissão que atuam num mercado competitivo. A Eletrobrás controla também a Eletrobrás Termonuclear S.A., ou Eletronuclear, constituída subseqüentemente à cisão parcial de FURNAS. As redes de transmissão de alta voltagem restantes são detidas por empresas elétricas estatais. A distribuição é

efetuada por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais, em sua maioria privatizadas recentemente pelo governo federal ou por governos estaduais. Espera-se que o programa de privatização tenha continuidade, diminuindo, dessa forma, a detenção pelo poder público de instalações de distribuição e geração.

Oferta e Procura de Eletricidade

Entre 1986 e 2000, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu aproximadamente 4,4% ao ano (de 166.734 GWh para 305.570 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 4,5% ao ano (de 25,6 milhões a 47,2 milhões) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 3,2% ao ano (de 42.619 MW para 65.800 MW). A tabela a seguir apresenta o crescimento do consumo de eletricidade, população e taxa de crescimento do produto interno bruto, ou PIB, do Brasil, entre 1986 e o primeiro trimestre de 2001.

| Ano | Consumo de Eletricidade (em GWh) | Consumo de Eletricidade (% de Crescimento) | Crescimento do PIB (%) | População (em milhões) |
|---|---|---|---|---|
| 1986 | 166.734 | 10,60 | 7,5 | 133,5 |
| 1987 | 179.067 | 7,40 | 3,5 | 136,0 |
| 1988 | 187.373 | 4,64 | (0,1) | 138,7 |
| 1989 | 196.069 | 4,64 | 3,2 | 141,3 |
| 1990 | 204.440 | 4,27 | (4,3) | 144,1 |
| 1991 | 213.483 | 4,42 | 0,3 | 146,9 |
| 1992 | 217.408 | 1,84 | (0,8) | 148,7 |
| 1993 | 226.179 | 4,03 | 4,2 | 151,6 |
| 1994 | 231.641 | 2,41 | 6,0 | 154,1 |
| 1995 | 248.693 | 7,36 | 4,3 | 156,0 |
| 1996 | 259.322 | 4,27 | 3,6 | 159,0 |
| 1997 | 276.798 | 6,74 | 3,0 | 159,6 |
| 1998 | 287.515 | 3,87 | 0,15 | 161,8 |
| 1999 | 292.188 | 1,63 | 0,8 | 163,9 |
| 2000 | 305.570 | 4,58 | 4,2 | 169,6 |
| 2001 (até 31 de março de 2001) | 78.686 | X | X | 169,6 |

Fontes: Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica ou SIESE; Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ou IBGE

Entre 1986 e o primeiro trimestre de 2001, o consumo de eletricidade no Brasil em regra cresceu a uma taxa mais rápida do que o PIB do país, com exceção de 1993 e 1994, anos nos quais indústrias intensivas de mão-de-obra baixaram sua produção. Mesmo em anos nos quais o PIB apresentou crescimento negativo, aumentou o consumo de eletricidade. O crescimento do consumo de eletricidade total teve média de 7,4%% ao ano entre 1970 e 2000. De acordo com o relatório 2001 - 2010 do GCPS, a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir 5,9% ao ano nesse período de 10 anos. A tabela a seguir ilustra a composição prevista da taxa de crescimento de consumo por região:

| | Taxa de Crescimento de Consumo (ao ano) | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| **Período** | **Norte Isolada** | **Norte Integrada** | **Nordeste Integrada** | **Sudeste/ Centro-Oeste Integrada** | **Sul Integrada** | **Média do Brasil** |
| 2000 – 2005 | 9,6% | 6,4% | 6,5% | 5,2% | 6,2% | 5,7% |
| 2005 – 2010 | 10,1% | 10,1% | 6,8% | 5,4% | 6,4% | 6,1% |
| 2000 – 2010 | 9,9% | 8,2% | 6,6% | 5,3% | 6,3% | 5,9% |

Fonte: GCPS

A tabela a seguir fornece informações sobre as probabilidades de racionamento de energia nas regiões Sul e Centro-Oeste/Sudeste nos próximos anos:

| | Probabilidade de Racionamento de Energia | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **Região** | **2001** | **2002** | **2003** | **2004** | **2005** |
| Sul | 7,7% | 11,2% | 1,0% | 0,1% | 0,1% |
| Centro-oeste/Sudeste | 10,0% | 11,1% | 3,4% | 1,8% | 1,1% |

Fonte: GCPS

Os números referentes a racionamento de energia pressupõem a ocorrência de acréscimos de capacidade significativa previstos no último plano de 10 anos da Eletrobrás. De acordo com esse plano, para atender a demanda, a capacidade instalada do Sistema Interligado precisaria atingir 75 GW até 2002 (a partir de um nível de 65 GW em dezembro de 2000). .

*Restrições e Racionamento*

A baixa quantidade de chuvas e o crescimento acentuado da demanda de energia resultaram em uma queda anormal nos níveis de água em diversos reservatórios utilizados pelas maiores usinas hidroelétricas de geração do Brasil. Em resposta a essas condições, o Presidente do Brasil editou uma medida provisória e um decreto em 5 de maio de 2001. A Medida Provisória Nº 2.147 (atualizada pela Medida Provisória Nº 2.152-2, em 1º de junho de 2001) criou a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ou GCE. A GCE divulgou sua primeira resolução em 16 de maio de 2001, que prevê que as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Sudoeste do Brasil deveriam suspender o fornecimento de (i) distribuição de eletricidade a novos usuários (exceto consumidores residenciais e rurais); (ii) aumento de eletricidade a usuários existentes; (iii) serviço de eletricidade a eventos, tais como festivais, circos e eventos esportivos noturnos; e (iv) serviço de eletricidade para uso ornamental e de publicidade. A resolução também exige a redução de no mínimo 35% no fornecimento de iluminação em espaços públicos. O Decreto Presidencial No. 3.818 exige que o Governo Federal reduza seu consumo de energia elétrica em 15% em maio de 2001, 25% em junho de 2001 e 35% até 1º de julho de 2001.

Ademais, em 18 de maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas tendo em vista os consumidores de energia elétrica. As medidas de racionamento de energia serão impostas a consumidores industriais, comerciais e residenciais nas áreas mais industrializadas e densamente populosas a partir de 1º de junho de 2001. Essas medidas exigem que os consumidores residenciais reduzam o seu consumo de eletricidade em um quinto do consumo médio residencial durante maio, junho e julho de 2000, consumidores industriais e comerciais deverão reduzir seu consumo em 15% e 25% da média de consumo no mesmo período anteriormente mencionado. O Governo Federal também estabeleceu que consumidores residenciais que deixarem de reduzir seu consumo e consumirem acima de 200 KWh por mês estarão sujeitos à sobretaxa de 50% aplicável à parcela de seu consumo entre 201 KWh e 500 KWh, e de 200% de sobretaxa aplicável à parcela de seu consumo que exceda 500 KWh por mês, enquanto que os consumidores que reduzirem seu consumo de acordo com as reduções determinadas receberão pagamentos como recompensa com base na

medida de sua redução no consumo. Esses pagamentos serão efetuados de fundos cobrados das sobretaxas descritas acima. Os consumidores de todas as classes que deixarem de reduzir o consumo conforme as quantias especificadas também poderão estar sujeitos a cortes de energia.

O Governo Federal poderá promulgar restrições adicionais e mais restritivas sobre o fornecimento ou consumo de eletricidade no futuro.

**Matérias Legais e Regulatórias**

O Governo Federal procedeu a ampla reforma no setor elétrico no passado recente. Em termos genéricos, essas medidas visaram a delegar autoridade regulatória a agências independentes aumentando o papel de empresas privadas (inclusive investidores estrangeiros) na geração e distribuição de eletricidade e aumentando a concorrência no se-tor. Esses acontecimentos acarretaram profundas mudanças no cenário normativo e concorrencial em que operamos. Não é pos-sível prever o impacto global que essas alterações terão sobre nossa empresa e resultado operacional.

*Objetivos da Reforma*

O setor elétrico brasileiro abrange precipuamente atividades de geração, transmissão e distribuição isoladas em um pequeno número de companhias verticalmente integradas tradicionalmente detidas pelos governos federal ou estadual. Durante os últimos quatro anos, muitas das empresas estatais foram privatizadas em um esforço para promover eficiência e concorrência no setor. O Governo Federal sempre declarou seu objetivo de transformar o setor público em privado.

Como parte da tentativa do Governo Federal de promover investimentos privados, incentivar a concorrência, reduzir seu papel no setor elétrico brasileiro e aumentar o nível de concorrência no setor, um novo sistema regulatório começou a ser desenvolvido. Os objetivos do novo sistema regulatório incluem:

(i) separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização;

(ii) criação do Mercado Atacadista de Energia (conforme definição abaixo) que incluirá contratos de fornecimento de energia bilaterais de longo prazo e mercado à vista de curto prazo fundado, em última instância, no custo de geração marginal;

(iii) instituição do ONS (conforme definição abaixo) para assegurar despacho e acesso otimizado a redes de transmissão;

(iv) estabelecimento de certas restrições de concentração a titularidade nas áreas de geração e distribuição; e

(v) a nomeação do BNDES como “agente financeiro” do setor, especialmente para dar suporte a novos projetos de geração.

*Agências Regulatórias*

Até recentemente, o setor elétrico no Brasil era totalmente regulado pelo MME, que atuava por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE. O DNAEE possuía competência para outorgar concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e desempenhava importante papel no processo de fixação de tarifas. A principal competência regulatória do setor atualmente foi delegada à agência independente, ANEEL, que foi instituída em 26 de dezembro de 1996 e estabelecida em outubro de 1997. A ANEEL é responsável por (i) deliberar sobre requerimentos de concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade; (ii) analisar requerimentos de fixação de tarifas; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades de concessionárias de eletricidade; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico; e (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos.

No passado, a construção de novas instalações de geração e o nível de produção permitiram que instalações existentes ficassem sujeitas a regulamentação de dois comitês coordenados pela Eletrobrás, que eram compostos de representantes de cada uma das principais concessionárias, inclusive a nossa. Esses comitês eram responsáveis pela elaboração e revisão periódica de planos que estabeleciam o número, localização, capacidade de geração e cronogramas de construção de usinas a serem construídas em cada região. Os contratos de fornecimento entre as companhias de eletricidade em determinada região baseavam-se em esquema de alocação estabelecido pelos comitês.

Em 1996 foi escolhido um consórcio pelo MME e a Eletrobrás para conduzir estudo sobre a reforma do setor elétrico no Brasil. O objetivo dessa reforma era concentrar as atividades do Governo Federal em matérias regulatórias e transferir as responsabilidades de operação e investimento ao setor privado, permitindo a introdução da concorrência no setor.

Em agosto de 1997 foi criado o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE. O CNPE recomendou ao Presidente da República a formulação de política energética a fim de: (i) promover o aproveitamento racional das fontes de energia brasileiras; (ii) garantir o fornecimento de energia às áreas mais remotas do país; e (iii) estabelecer diretrizes para regular o uso de gás natural, álcool, carvão e energia termonuclear.

Entre 1998 e 1999, três novas instituições foram criadas::

(i) o Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE instituído pelo Governo Federal em maio de 1998 por meio do Acordo de Mercado (contrato padrão que foi aprovado em janeiro de 1999 pela ANEEL e implementado em agosto de 2000 pela Resolução nº 290 o qual: (i) está atualmente sendo examinado pelos agentes de mercado; (ii) deverá ser firmado pelos agentes de mercado; e (iii) estabelece normas de negociação, aloca custos e prevê mecanismos de solução de litígios entre os agentes de mercado);

(ii) o *Operador Nacional do Sistema – ONS*, entidade sem fins lucrativos criada para coordenar e controlar operações de geração e transmissão do sistema interligado. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem: planejamento operacional de geração, organização do uso de sistema de eletricidade interligado nacional e interligações internacionais, garantia de acesso a todos os agentes do setor à rede de transmissão de maneira não discriminatória e contribuição para a expansão dos sistemas de eletricidade a baixos custos com vistas à melhoria das condições operacionais no futuro; e

(iii) a *Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE*, entidade que administra o MAE e que, desde setembro de 2000, é responsável por sistema baseado na internet que recebe ofertas de energia, contratos e leituras de medidores de organizações participantes e promove as liquidações do mercado. A ASMAE também desempenha as seguintes funções: manutenção das informações de participantes; administração; cálculo de multas; pré-faturamento; e publicação e informações de fixação de preços e negociação por intermédio de portal da web.

Ademais, a administração e supervisão da aplicação das normas do Acordo de Mercado é desempenhada pelo Comitê Executivo do Acordo de Mercado que é composto de representantes eleitos pelos signatários do Acordo de Mercado.

*Tarifas*

Até o início de 1993, dois importantes princípios dominaram o processo de fixação de tarifas no Brasil: (i) deveria ser assegurado a concessionárias elétricas tarifa anual de retorno real entre 10% e 12%, denominada Retorno Garantido, sobre ativos associados aos serviços incluídos na base de tarifas; e (ii) deveriam ser uniformes as tarifas cobradas em todo o Brasil pela eletricidade de cada classe de consumidores, não obstante os altos custos de distribuição a áreas mais remotas do país. Nos casos em que as

tarifas estabelecidas pelo Governo Federal acarretavam retornos abaixo de 10% ou acima de 12%, insuficiências ou excedentes eram creditados ou debitados à Conta CRC de cada companhia. De modo geral, até 1975, as tarifas foram estabelecidas em níveis que permitiam o Retorno Garantido a companhias do setor. De 1975 até o início de 1993, entretanto, as tarifas foram fixadas em níveis que em quase todos os casos não permitiam às concessionárias elétricas lograr o Retorno Garantido uma vez que o Governo Federal buscou utilizar tarifas mais baixas para combater a inflação. Os efeitos práticos dessa fixação de tarifas e sistema de compensação importaram em significativas flutuações em termos reais do nível de tarifas durante o período e substancial aumento dos saldos da Conta CRC da maioria das concessionárias.

Mudanças na legislação em 1993 aboliram o conceito de Retorno Garantido e a exigência de que as tarifas de eletricidade fossem uniformes em todo o Brasil. Em contrapartida, cada concessionária teve que propor estrutura de tarifas com base em suas circunstancias particulares para aprovação por parte das autoridades regulatórias federais. A tarifa proposta deveria ser calculada levando-se em conta o nível de remuneração desejado pela concessionária bem como, entre outras coisas, dispêndios operacionais, inclusive, custos com pessoal, os custos de eletricidade adquirida de outras concessionárias, certos custos de construção, encargos de depreciação e amortização, impostos que não impostos de renda e demais encargos. Essa legislação aboliu as Contas CRC e permitiu que concessionárias com saldos positivos de Conta CRC compensassem esses saldos com obrigações dessas concessionárias para com o Governo Federal, instituições financeiras federais e demais concessionárias do setor elétrico. No que respeita a essas reformas regulatórias, as autoridades concederam a concessionárias elétricas aumentos significativos de tarifa real e estabeleceram mecanismo de ajustes automáticos de tarifas para fazer face à inflação.

Em julho de 1997 firmamos com o Governo Federal nossos contratos de concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Esses contratos conferem à nossa empresa o direito de utilizar as concessões por vinte anos e contêm cláusula de aumento de tarifas com base em Fórmula Paramétrica.

A Fórmula Paramétrica aumenta tarifas de consumidores cativos e é representada como segue:

$$IRT = \frac{VPA + VPB\ (IVI \pm X)}{RA}$$

Onde:

- IRT é o índice de ajuste de tarifa;
- VPA representa os custos não controlados da companhia, como o custo de eletricidade adquirida para revenda, custos associados ao uso de recursos hidrelétricos, combustível, [contribuições ao Fundo RGT], etc.;
- VPB representa os custos controlados da companhia, como o custo de empregados, materiais, serviços, etc.;
- IVI corrige os custos controlados da companhia de acordo com a taxa de inflação tomando por base o Índice Geral de Preços–Mercado - IGP-M, índice similar ao índice de preços do varejo,
- X é fator utilizado para mensurar a produtividade da concessionária. Dependendo do desempenho da Concessionária, este fator poderá aumentar ou diminuir o IVI. Este fator é calculado a cada cinco anos; e
- RA é a receita anual da companhia.

Com início em dezembro de 1993, entretanto, o Governo Federal introduziu o Plano Real, o qual suspendeu o processo de reajuste automático. Em seu lugar, as tarifas foram congeladas e quaisquer aumentos exigiam a aprovação do Ministério da Fazenda do Brasil. A competência para fixação de tarifas foi agora delegada à ANEEL. Em abril de 1997 nossa empresa recebeu aumento médio de 9,75% das vendas a distribuidores e consumidores finais. Durante os exercícios de 1998, 1999 e 2000 nossa empresa recebeu aumentos médios de 4,54%, 20,78% e 12,23%, respectivamente.

Em junho de 2000, o negócio de transmissão teve receita máxima de R$158 milhões. Até junho de 2001 essa receita máxima tinha aumentado para R$171 milhões de acordo com o IGP-M.

Em agosto de 1998, a ANEEL editou novos regulamentos disciplinando as tarifas de distribuição. A ANEEL tem competência para reajuste e revisão de tarifas em resposta a alterações dos custos de aquisição de energia e das condições de mercado. Ao reajustar tarifas de distribuição, a ANEEL considera os seguintes fatores: (i) custos de eletricidade adquirida para revenda nos termos de contratos de fornecimento inicial (Vide “Concorrência”) assim como adquirida de Itaipu; (ii) custos de eletricidade adquirida nos termos de contratos livremente negociados; (iii) custos de eletricidade adquirida no mercado à vista onde a energia que não é contratada de acordo com o sistema de contratos de fornecimento inicial e a energia excedente serão adquiridas e vendidas; e (iv) certos outros encargos em função de sistemas de transmissão e distribuição.

Cada contrato de concessão de companhias de distribuição também prevê reajuste anual de tarifas com base em certos encargos regulatórios, custos de eletricidade adquirida para revenda, custos para utilização de recursos hidrelétricos e custos de transmissão. As tarifas também são revistas a cada quatro anos de acordo com fator de produtividade.

A ANEEL também editou regulamentos de tarifas que disciplinam o acesso ao sistema de transmissão e estabelecem tarifas de transmissão. As tarifas a serem pagas pelas distribuidoras, geradoras e

consumidores independentes para utilização dos sistemas interligados serão revistas anualmente em razão da inflação. No futuro, encargos de uso da rede de transmissão serão objeto de estudo e proposta por parte do ONS. Proprietários de diferentes segmentos da rede de transmissão, que integram a Rede Básica de acordo com critérios estabelecidos pela ANEEL, deverão transferir o controle operacional de suas instalações ao ONS em contrapartida ao recebimento de pagamentos regulamentados atrelados a disponibilidade. Os usuários de rede, inclusive, geradoras, distribuidoras e consumidores de grande porte, deverão firmar contratos com o ONS que conferirá direito aos mesmos de utilizar a Rede Básica em contrapartida ao pagamento de tarifas publicadas. Os demais segmentos da rede de transmissão, que não integrem a Rede Básica, serão disponibilizados diretamente aos usuários interessados mediante pagamento de taxas especificadas. Os encargos de transmissão tomarão por base os custos nodais calculados de acordo com a metodologia de custos marginais de longo prazo. As geradoras pagarão encargos de transmissão com base no volume de demanda de energia vendida a consumidores. Os encargos de potência serão determinados com base no uso máximo do sistema de transmissão durante períodos de pico.

Acesso aberto à rede nacional básica faz parte integrante da reforma abrangente, ora em andamento, do setor elétrico. A ANEEL considera necessárias a regulamentação estrita de preço de serviços de transmissão e a fixação de preços não discriminatória para assegurar que o acesso aberto à rede nacional básica seja mantido. Para esse fim, a ANEEL emitiu a Resolução nº 167 datada de 31 de maio de 2000, estabelecendo (i) os níveis anuais de receita permitidos para cada instalação de transmissão que integra a rede básica; (ii) as tarifas de uso da rede básica; e (iii) o valor dos encargos de conexão. A rede de transmissão básica inclui todas as linhas de transmissão com voltagem igual ou superior a 230 kV, conforme definição contida na Resolução nº 245 da ANEEL de 31 de julho de 1998 e listadas na Resolução nº 166 da ANEEL de 31 de maio de 2000. Ademais, certas outras instalações em bases de desverticalização relacionadas a transmissão deverão estar disponíveis às partes interessadas a tarifas reguladas como parte do acesso aberto à rede de transmissão.

Em junho de 2000, a ANEEL estabeleceu o valor mensal de R$3.235,49/MW como sendo a tarifa de uso da Rede Básica a ser aplicada a contratos de fornecimento inicial entre o ONS e as distribuidoras. Em julho de 2001, a ANEEL aumentou essa tarifa para R$3.612,19/MW. Em junho de 2000, ANEEL também estabeleceu o valor de R$1.755,49/MW como sendo a tarifa de transporte de energia de Itaipu a ser paga a FURNAS por distribuidoras que utilizam energia de Itaipu. Em junho de 2001, a ANEEL aumentou essa tarifa para R$1.955,38/MW.

As tarifas que as concessionárias de energia pagam pela aquisição de eletricidade gerada por Itaipu são estabelecidas de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e o Paraguai e são denominadas em dólares dos Estados Unidos. Em conseqüência, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem independentemente das tarifas estabelecidas pelas autoridades regulatórias federais para vendas por parte de concessionárias elétricas. A venda de energia gerada por Itaipu não gera qualquer margem, uma vez que a tarifa dessas vendas é igual à tarifa paga pela concessionária mais impostos de venda, sem nenhuma margem para a concessionária.

*Concorrência*

Em um esforço para promover o aumento da concorrência, a ANEEL em março de 1998 anunciou limites à concentração de certos serviços e atividades do setor elétrico. A ANEEL atualizou esses limites em fevereiro de 2000. De acordo com esses limites, (i) nenhuma geradora poderá deter mais de 20% da capacidade instalada do Brasil, 25% da capacidade instalada da região sul/sudeste/centro-oeste ou 35% da capacidade instalada da região norte/nordeste; (ii) nenhuma distribuidora poderá responder por mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado norte/nordeste; (iii) nenhuma companhia de comercialização poderá negociar mais de 20% da energia comercial final do Brasil (consumidores), 20% da energia comercial intermediária do Brasil (entre empresas), e 25% do mercado comercial total do Brasil (consumidores e empresas); (iv) nenhuma distribuidora poderá adquirir de geradora afiliada ou gerar por si mais de 30% das necessidades de energia totais de seus consumidores.

As geradoras e distribuidoras sujeitas aos limites acima são companhias ou consórcios detentores de concessões, permissões ou autorizações, conforme o caso, para gerar ou distribuir energia, ou agentes que detêm ações do grupo de controle da geradora ou distribuidora. No caso de agente, o cálculo de tais limites toma por base o número de ações ordinárias da companhia detidas pelo agente. No caso de sociedade de responsabilidade limitada, o cálculo toma por base a participação do agente no capital da companhia.

A companhia que adquire ações de geradora ou distribuidora em decorrência de privatização de companhia de energia elétrica estadual ou federal não está imediatamente sujeita aos limites acima, contanto que essa companhia tenha contrato com a ANEEL que a obrigue a observar esses limites no prazo de 24 meses a contar da data em que o contrato de concessão seja assinado. No final desse período, o Governo Federal, por meio de leilão, venderá a parcela de ações que ultrapasse os limites e indenizará o titular das ações por 90% do valor líquido da venda.

Em maio de 1998, o Governo Federal instituiu o MAE por meio do Acordo de Mercado. Os termos desse acordo foram aprovados pela ANEEL em janeiro de 1999. As seguintes entidades estão obrigadas a participar do MAE: (i) geradoras com capacidade instalada de 50 MW ou mais; (ii) distribuidoras e companhias de varejo com vendas anuais de 300 GWh/ano ou mais; e (iii) companhias que importam ou exportam 50 MW ou mais de eletricidade. Outras geradoras, distribuidoras e importadoras/exportadoras poderão participar do mercado em bases voluntárias.

Durante o período de transição (1998-2005), compras e vendas de energia no âmbito do MAE ocorrerão de acordo com contratos bilaterais e contratos de fornecimento inicial que especificam preços e volumes contratados aprovados pela ANEEL por seu prazo de duração integral e substituem o antigo sistema de contratos de fornecimento. A finalidade do período de transição é permitir a introdução gradual da concorrência no setor e proteger os participantes de mercado contra exposição a preços à vista potencialmente voláteis. A ANEEL estabeleceu os volumes e voltagens a serem fornecidos nos termos dos contratos de fornecimento inicial em 2000 e 2001. Os volumes e voltagens a serem fornecidos em 2002 serão iguais aos fornecidos em 2001.

De 2003 a 2005, a eletricidade a ser contratada nos contratos de fornecimento inicial será reduzida a cada ano até 25% da energia contratada para 2002. As geradoras e distribuidoras ficarão livres para negociar novos contratos a preços de mercado para substituir os volumes não contratados. A energia que não for contratada nos termos do sistema dos contratos de fornecimento inicial e a energia excedente serão negociadas diretamente no mercado à vista. No final de 2005, as distribuidoras e geradoras ficarão livres para negociar todas as suas necessidades de energia ou produção com qualquer fornecedor ou varejista, conforme o caso. As distribuidoras deverão, a todo tempo, ter 85% de sua energia coberta por contratos a fim de evitar expor os consumidores finais à volatilidade dos preços de mercado. As regras do MAE não se aplicarão à eletricidade gerada por Itaipu. A energia de Itaipu será objeto de contratos específicos celebrados entre as concessionárias que operam no sistema interligado sul/sudeste/centro-oeste e em FURNAS ou na Eletrosul.

Ademais, o MAE também ficará responsável pelas operações que envolvam compras de energia de curto prazo a serem realizadas no mercado à vista. No mercado à vista, os agentes autorizados pela ANEEL a vender energia no MAE negociarão a energia que não esteja compromissada por seus contratos de longo prazo.

A implementação do supra mencionado modelo exigiu alterações do regime jurídico brasileiro à época em vigor. Novas normas foram à época editadas e introduziram um novo agente no setor de energia brasileiro, o Produtor Independente de Energia Elétrica – PIE, e iniciou um período de transição antes da completa desregulamentação do mercado de energia elétrica brasileiro.

Durante o período supra mencionado, o mercado encontra-se em processo de desregulamentação progressivo. Para esse fim, também foi introduzido o conceito de “consumidor livre”, que atualmente consiste nos consumidores que: (i) possuem potência mínima de 3 MW, fornecida a uma voltagem de 69kV; ou (ii) foram ligados após 8 de julho de 1995 e possuem potência mínima de 3 MW, independentemente da

voltagem; ou (iii) possuem potência mínima de 0,5 MW independentemente da voltagem, contanto que adquiram energia do assim denominado "PCH" (Pequena Central Hidrelétrica). O termo "Consumidores livres" é assim designado uma vez que eles não ficam restritos a adquirir energia somente de concessionárias de serviços públicos, podendo, porém, também optar por adquirir a energia de um PIE ou de quaisquer outros agentes de mercado.

A efetiva implementação do acesso aberto tornará possível a comercialização direta entre PIEs e consumidores, independentemente de sua localização no sistema interligado de energia elétrica.

A fim de incentivar a participação privada no setor elétrico, novos regulamentos prevêem o estabelecimento de "agentes comercializadores". Poderão ser incluídos dentre os agentes comercializadores geradoras que desejem vender energia diretamente a consumidores finais, concessionárias de distribuição e varejo que atuem fora de suas áreas de concessão bem como varejistas e corretoras independentes.

*Concessões*

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, uso e venda de eletricidade poderão ser promovidos diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões e autorizações. As companhias ou consórcios que busquem construir ou operar instalação de geração, transmissão ou distribuição no Brasil devem requerer concessão da ANEEL. As concessões conferem direitos exclusivos de gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em determinada área por prazo especificado, de modo geral, 35 anos para novas concessões de geração, 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição, e 20 anos para a renovação de concessões existentes.

A Legislação do Setor Elétrico tratou da questão de concessões existentes ao estabelecer que as concessões existentes poderiam ser prorrogadas pelos seguintes prazos: (i) para concessionárias de geração, 20 anos com início no final da presente concessão ou 35 anos para usinas de geração que ainda não tenham sido concluídas; (ii) para concessões de distribuição, (a) até 20 anos (com início em 8 de julho de 1995); ou (b) por prazo igual ao período remanescente mais longo em relação às concessões a serem reagrupadas (prevalecendo o que for mais longo); e (iii) para concessões de transmissão, o mesmo período que das concessões de geração ou distribuição que a elas se refiram. As concessões existentes poderão ser prorrogadas desde que requerimentos para sua prorrogação sejam (i) apresentados dentro dos prazos especificados a partir da promulgação da Legislação do Setor Elétrico; (ii) aceitos pelo Governo Federal; e (iii) formalizados por meio de novo contrato de concessão. As concessões para projetos que estejam atrasados poderão ser prorrogadas pelo prazo necessário à amortização do investimento (porém, em hipótese alguma, por mais de 35 anos) desde que plano de conclusão seja fornecido e compromisso seja prestado no sentido de que, no mínimo, um terço do financiamento seja concedido pelo setor privado.

De acordo com o Decreto nº 1717/95, pedido de renovação de concessão deverá ser submetido à ANEEL e deverá estar acompanhado de demonstrativo de custos para exploração da concessão e de documentos comprobatórios da qualificação jurídica, técnica, financeira e administrativa da concessionária. Ademais, a concessionária deverá demonstrar o integral cumprimento de suas obrigações para com entes públicos, obrigações fiscais, obrigações previdenciárias e obrigações decorrentes de outros compromissos firmados com entidades da Administração Pública Federal e/ou decorrentes da exploração do serviço de energia elétrica. A concessionária também deverá proceder ao pagamento da remuneração financeira pela exploração de recursos hídricos.

A legislação brasileira exige que a outorga de qualquer concessão de serviços públicos seja precedida de processo licitatório. Sempre que uma concessão for objeto de licitação, a ANEEL publicará edital, denominado Edital de Licitação. Esse Edital deverá conter certas informações, inclusive: (i) a finalidade da concessão, sua duração e objetivos; (ii) descrição das qualificações necessárias à adequada prestação dos serviços cobertos pela concessão; (iii) os prazos finais para apresentação de propostas; (iv) os critérios utilizados para seleção do vencedor; e (v) relação dos documentos necessários para estabelecer a capacidade técnica, financeira e jurídica do licitante. As companhias interessadas na licitação deverão apresentar suas propostas de acordo com o Edital, inclusive, descrição pormenorizada do plano comercial da

companhia. As companhias deverão apresentar propostas isoladamente ou em consórcio. A ANEEL determina o vencedor com base, de modo geral, no maior pagamento à União em contraprestação ao recebimento da concessão.

As concessionárias não poderão transferir, vender ou ceder certos ativos sem o consentimento prévio por escrito da ANEEL. A compra e venda de energia pelos agentes comercializadores de energia, a importação e exportação de energia e a negociação de energia excedente pelos autoprodutores estão sujeitos à aprovação prévia da ANEEL. Cisões, fusões, incorporações e reestruturações de concessionárias exigem a aprovação prévia da ANEEL. As concessionárias poderão utilizar terrenos públicos ou sujeitar imóveis de particulares necessários ao desenvolvimento de projeto a processo de desapropriação.

O desenvolvimento de usinas hidrelétricas por um PIE ou um Autoprodutor de Energia somente exige concessão se o projeto tiver excedente de 1 MW de capacidade instalada no caso de um PIE ou de 10 MW no caso de um Autoprodutor de Energia. Procedimentos simplificados aplicam-se a todos os demais casos, inclusive, usinas termelétricas.

Desde 1995, o controle de distribuidoras e geradoras anteriormente detidas pela União por intermédio da Eletrobrás e de distribuidoras estatuais foi vendido a investidores privados. Certos governos estaduais também venderam participações minoritárias em distribuidoras de porte no mesmo período. Vide ““ Privatização.”

*Papel do Setor Privado*

Várias iniciativas legislativas e constitucionais em 1995 ensejaram alterações substanciais no regime regulatório do setor elétrico brasileiro. A Constituição Federal Brasileira foi alterada a fim de permitir que qualquer companhia brasileira se tornasse concessionária do setor elétrico (independentemente da nacionalidade de seus acionistas). Uma lei federal sobre concessões públicas (no setor elétrico e demais setores) exigiu a renovação da maioria das concessões existentes e exigiu que a outorga de novas concessões de serviços públicos fosse precedida de processo licitatório. Nova legislação federal que trata especificamente do setor elétrico abriu o setor permitindo a PIEs gerar e vender eletricidade por sua própria conta a certas classes de consumidores, permitindo que certos consumidores adquiram eletricidade de qualquer fornecedor de energia e exigindo que seja dado acesso aberto a fornecedores e consumidores de porte (mediante pagamento de tarifa) aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionárias que integrem a Rede Básica.

A Legislação do Setor Elétrico introduziu o conceito de PIE. O PIE é pessoa jurídica ou consórcio de pessoas jurídicas que detêm concessão ou autorização para gerar e vender energia a: (i) concessionárias; (ii) consumidor existente com demanda de, no mínimo, 3 MW fornecida a um nível de voltagem igual ou superior a 60 kV; (iii) novo consumidor com demanda de, no mínimo, 3 MW fornecida em qualquer voltagem; (iv) grupos de consumidores, observado contrato celebrado com a concessionária de distribuição local; (v) consumidores que não recebam fornecimento, dentro de certo período, de concessionária de distribuição local; e (vi) consumidores industriais ou comerciais aos quais o PIE também forneça o vapor decorrente do processo de co-geração.

De acordo com a Legislação do Setor Elétrico, os PIEs estão sujeitos a normas operacionais e comerciais específicas e, em muitos casos, à fixação de preços estabelecida de acordo com as normas emitidas pelas autoridades governamentais competentes. A Legislação do Setor Elétrico também prevê a formação de consórcios com vistas à geração de energia a concessionárias públicas para uso exclusivo de membros do consórcio, para produção de energia independente ou para qualquer um ou mais desses casos, em cada hipótese, sendo regido pelas normas aplicáveis.

A Legislação do Setor Elétrico também determina que, a fim de receber prorrogações de concessões de distribuição, as companhias devem “reagrupar” suas instalações de acordo com certas técnicas e princípios econômicos e obter concessões consolidadas de acordo com esses princípios. O Governo Federal publicou regulamentos esclarecendo o conceito de “reagrupamento” no Decreto nº 1.717/95 em 24 de

novembro de 1995. De acordo com o Decreto nº 1717/95, cada concessionária de distribuição estava obrigada a apresentar suas concessões de distribuição "reagrupadas" à ANEEL até 8 de julho de 1996. Nossa empresa submeteu nossa concessão de distribuição "reagrupada" à ANEEL tempestivamente e fomos informados de que a ANEEL concordou com nosso plano. Em nossa proposta, reagrupamos nossas concessões de distribuição existentes em quatro grandes grupos, cada qual destinado a ser independentemente viável em termos econômicos e todos com expectativa de lucratividade similar.

*Privatização*

Desde 1995, várias concessionárias elétricas federais e estaduais foram privatizadas. A União alienou seu controle indireto na:

- Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA, companhia de distribuição de energia do Estado do Espírito Santo (1995);

- LIGHT Serviços de Eletricidade S.A., uma das companhias de distribuição do Estado do Rio de Janeiro (1996); e

- Gerasul, companhia de geração constituída a partir de ativos de geração da Eletrosul, subsidiária da Eletrobrás (1998).

As subsidiárias remanescentes da Eletrobrás (FURNAS, CHESF e Eletronorte) também estão sendo preparadas para privatização.

Também estão ocorrendo privatizações de concessionárias elétricas na esfera estadual:

- O Estado do Rio de Janeiro alienou seu controle da Companhia de Eletricidade do Rio de Janeiro – CERJ, companhia de distribuição de energia (1996);

- O Governo Estadual vendeu participação minoritária na CEMIG a um consórcio de investidores estratégicos (1997);

- O Estado da Bahia vendeu participação minoritária na Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (distribuidora) a um consórcio de investidores estratégicos (1997);

- O Estado do Rio Grande do Sul vendeu sua participação indireta em duas distribuidoras (1997);

- O Estado do Mato Grosso do Sul e a Eletrobrás venderam participação majoritária na Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. (distribuidora do estado) (1997);

- A Companhia Energética de São Paulo – CESP (companhia de energia controlada pelo Estado de São Paulo), o Estado de São Paulo, a Companhia Paulista de Administração de Ativos – CPA, Nossa Caixa Nosso Banco e o Banco do Estado de São Paulo S.A. venderam participação majoritária na Companhia Paulista de Força e Luz (1997);

- O Estado de São Paulo vendeu seu controle da Eletricidade de São Paulo S.A., distribuidora (1998);

- a CESP vendeu seu controle da Eletricidade e Serviços S.A., distribuidora (1998);

- a CESP vendeu seu controle da Companhia de Geração de Energia Elétrica Tietê (1999);

- a CESP vendeu seu controle da Companhia de Geração de Energia Elétrica Paranapanema (1999);

Diversas outras distribuidoras também foram vendidas:

- Companhia Energética do Rio Grande do Norte, Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. e Empresa Energética de Sergipe S.A. (1997);

- Companhia Energética do Ceará, Centrais Elétricas do Para S.A. e Empresa Bandeirante de Energia (1998); e

- Companhia Energética de Pernambuco e Companhia Energética do Maranhão (2000).

*Encargos Regulatórios*

As companhias de eletricidade são indenizadas por certos ativos utilizados em razão das concessões na hipótese de a concessão ser revogada ou deixar de ser renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou fundo de reserva destinado a prover recursos a essa indenização, denominado Fundo RGR. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a cobrança da quota da RGR que exige que companhias de eletricidade do setor público façam recolhimentos mensais ao Fundo RGR a uma taxa anual igual a 2,5% dos ativos em operação, não devendo exceder 3% da receita operacional total de qualquer exercício. Vide Notas 19(b) de nossas demonstrações financeiras de final de exercício e 10(b) das demonstrações financeiras intercalares. Nos últimos anos, nenhuma concessão foi revogada ou deixou de ser renovada, e o Fundo RGR foi utilizado principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. Prevê-se a expiração do Fundo RGR até 2002.

A União impôs quota aos PIEs similar à quota cobrada das companhias de geração do setor público no que respeita à RGR. Os PIEs estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público - Fundo UBP por cinco anos a contar da data em que recebam suas concessões. A Eletrobrás receberá os pagamentos do Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos subseqüentes ao Fundo UBP serão efetuados diretamente à União.

As distribuidoras estão obrigadas a contribuir para a Conta de Consumo de Combustível ou Conta CCC. A Conta CCC foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir custos de combustíveis fósseis em usinas térmicas na hipótese de escassez de chuvas, o que exigiria o aumento da utilização de usinas térmicas. As usinas térmicas têm custos operacionais marginais mais elevados do que as usinas hidrelétricas. Cada companhia de eletricidade está obrigada a contribuir anualmente para a Conta CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo de combustível necessário às usinas térmicas para o ano subseqüente. A Eletrobrás administra a Conta CCC. A Conta CCC, por sua vez, reembolsa companhias de eletricidade por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas térmicas.

Em fevereiro de 1998, a União estabeleceu a eliminação gradual da Conta CCC. Os subsídios da Conta CCC serão progressivamente eliminados no prazo de três anos com início em 2003 para usinas térmicas construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas térmicas construídas após essa data não terão direito a subsídios da Conta CCC. A proteção de riscos hidrológicos entre usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está atualmente sendo fornecida por meio de Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. O MRE assegurará que, sob condições operacionais normais, os geradores hidrelétricos receberão a receita associada a seu direito de energia assegurada mediante alocação de geração das que possuem superávit àquelas deficitárias.

Todas as concessionárias hidrelétricas no Brasil estão obrigadas a pagar tarifas a estados e municípios brasileiros pelo uso de recursos hidrológicos. Esses valores tomam por base o valor de energia gerada por cada concessionária e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou reservatório da usina esteja localizado.

*Regulamentos Ambientais*

A Constituição Brasileira confere tanto à União quanto aos governos estaduais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e editar regulamentação ao amparo dessas leis. A par da regulamentação ambiental promulgada pela União, os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa. Por conseguinte, a maior parte da legislação ambiental no Brasil foi promulgada na esfera estadual e não federal. A empresa que violar a legislação ambiental aplicável poderá ficar sujeita a multas significativas e restrições a atividades que, de resto, poderia exercer.

Nos últimos anos diversos diplomas ambientais importantes foram aprovados. Principalmente, entrou em vigor a Lei Federal nº 9605 de 12 de fevereiro de 1998 que estabeleceu regime geral de responsabilidade por infrações à legislação ambiental que inclui sanções administrativas, civis e penais. Com relação ao setor hidrelétrico em particular, recentes leis e diplomas legais federais estabeleceram o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos e o Conselho Nacional de Recursos Hídricos para tratar das questões ambientais principais com as quais se deparam o setor hidrelétrico e os usuários de recursos hídricos. Atualmente, o Congresso Nacional está discutindo a possibilidade da criação da Agência Nacional de Águas que regularia e supervisionaria o uso de recursos hídricos. Quando essa agência passar a operar, as companhias hidrelétricas de geração serão cobradas pelo uso de água a um índice de 0,75% da geração valorado de acordo com imposto de referência estabelecido especialmente para esse fim.

O Congresso Nacional também está discutindo reformas do Código Florestal Brasileiro. Essas reformas propostas poderiam ter impacto significativo na viabilidade econômica e novos empreendimentos do setor de energia elétrica, particularmente, no setor hidrelétrico. Uma das disposições propostas estabelece a obrigação da operadora de instalação hidrelétrica e reservatório vizinho de adquirir ou de outro modo estabelecer área de preservação ambiental permanente ao redor do reservatório. No que respeita a maioria desses reservatórios, a área de preservação deverá cobrir, no mínimo, uma faixa de terra de 100 metros em volta do reservatório.