

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

OU

RELATÓRIO ANUAL DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15(d) DO SECURITIES EXCHANGE
ACT DE 1934

Para o exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2002

OU

RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO DE ACORDO COM A SEÇÃO 13 OU 15(d) DO SECURITIES
EXCHANGE ACT DE 1934

Para o período de transição de _____ a _____

Número de arquivo na Comissão: 1-15224

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

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

Energy Company 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

**American Depositary Shares (comprovadas
por American Depositary Receipts), cada qual
representando 1.000 Ações Preferenciais**

Nome de Cada Bolsa em que será Registrada

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

Indicar o número de ações em circulação de cada classe de capital ou capital ordinário da emitente no encerramento do período coberto pelo relatório anual.

70.874.167.923 Ações Ordinárias
91.210.522.699 Ações Preferenciais

Assinalar se a registrante (1) arquivou todos os relatórios exigidos pela Seção 13 ou 15(d) do Securities Exchange Act de 1934 durante os 12 meses anteriores (ou referente a um período menor em que a registrante estiver obrigada a arquivar tais relatórios) e (2) está sujeita a tais exigências de arquivamentos durante os 90 dias anteriores.

Sim Não

Assinalar que item da demonstração financeira a registrante optou por seguir.

Item 17 Item 18

ÍNDICE

	Página
Apresentação de Informações Financeiras	1
Posição de Mercado e Outras Informações	2
Informações Prospectivas	2
Parte I	4
Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores	4
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	4
Item 3. Informações Chave	4
Item 4. Informações sobre a Companhia	24
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	49
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados	72
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas	79
Item 8. Informações Financeiras	80
Item 9. A Oferta e a Listagem	87
Item 10. Informações Adicionais	90
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado	108
Item 12. Descrição de Valores Mobiliários Exceto Ações do Capital	111
PARTE II	112
Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora com relação a Dividendos	112
Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos	112
Item 15. Controles e Procedimentos	112
Item 16. [Reservado]	113
PARTE III	113
Item 17. Demonstrações Financeiras	113
Item 18. Demonstrações Financeiras	113
Item 19. Anexos	114
ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS	119
ANEXO A	1

Apresentação de Informações Financeiras

A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG é uma sociedade de economia mista constituída e existente, com responsabilidade limitada, nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências neste relatório anual a “CEMIG,” “nós” ou “Companhia” dizem respeito a Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG e suas subsidiárias consolidadas, exceto quando referir-se exclusivamente à Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (somente a sociedade controladora), ou caso o contexto exija de outra forma. As referências 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.

Mantemos nossos livros e registros em reais. Elaboramos nossas demonstrações financeiras em conformidade com práticas contábeis adotadas no Brasil, inclusive os princípios que estão estabelecidos, principalmente, pela Lei N.º 6.404 de 15 de dezembro de 1976, Lei N.º 9.457, de 5 de maio de 1997 e Lei N.º 10.303, de 31 de outubro de 2001, as quais nos referimos, em conjunto, como a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. Para fins do presente relatório anual, 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 dos Estados Unidos. Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços em 31 de dezembro de 2002 e 2001 e as correspondentes demonstrações das operações e dos resultados globais, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2001 e 2000 em reais, tudo em conformidade com os GAAP dos Estados Unidos. Nossas demonstrações financeiras consolidadas em 31 de dezembro de 2002 e 2001 e para cada um dos três anos no período encerrado em 31 de dezembro de 2002 foram auditadas pela Deloitte Touche Tohmatsu.

A partir de 1º de janeiro de 1998, o Brasil deixou de ser considerado uma economia altamente inflacionária nos termos dos GAAP dos Estados Unidos 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 nota explicativa 2 (b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O presente relatório anual 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\$3,5400 para US\$1,00, 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 em 31 de dezembro de 2002. No entanto, o real experimentou recentemente alta volatilidade. Vide “Item 3. Informações Chave - Taxas de Câmbio” para obter informações adicionais relativas a taxas de câmbio. 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, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa.

Posição de Mercado e Outras Informações

As informações apresentadas neste relatório anual relativas à nossa posição de mercado, ressalvadas as indicações em contrário, referem-se ao período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2002 e têm como base, ou são obtidas de relatórios elaborados pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ou ANEEL.

Certos termos são definidos quando da primeira vez em que são empregados no presente relatório anual. O “Índice de Termos Definidos” a partir da página 126 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.

As referências contidas no presente relatório anual a “ações ordinárias” e “ações preferenciais” constituem referência 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, emitidos de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito celebrado em 10 de agosto de 2001 entre a Companhia e o Citibank, N.A., como depositário, e os detentores e titulares de ADSs comprovados por ADRs emitidos de acordo com esse instrumento.

Informações Prospectivas

O presente relatório anual inclui declarações prospectivas, principalmente no “Item 3. Informações Chave,” inclusive “Fatores de Risco,” “Item 4. Informações sobre a Companhia”, “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado”. 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;
- a possibilidade de que receberemos pagamento relacionados às contas a receber;
- tendências 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 hidrelétrica;
- nossos planos de dispêndio de capital para aquisição de imobilizado;
- nossa capacidade de atender nossos consumidores de forma satisfatória;
- regulamentação governamental existente e futura relativa a tarifas de eletricidade, uso de eletricidade, concorrência em nossa área de concessão e outras questões;
- políticas ora e doravante existentes do governo federal do Brasil, o qual nos referimos como Governo Federal;
- políticas existentes e futuras do governo de Minas Gerais, ao qual nos referimos como Governo Estadual, inclusive políticas que afetam os 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 falta de operação ou geração de receita das instalações de acordo 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 relatório anual talvez não cheguem a ocorrer. Nossos efetivos resultados e desempenho poderiam diferir substancialmente daqueles previstos em nossas declarações prospectivas.

Nem nossos auditores independentes, nem quaisquer outros contadores independentes compilaram, analisaram ou realizaram quaisquer procedimentos em relação às informações prospectivas incluídas neste relatório, nem expressaram qualquer parecer ou qualquer outra forma de garantia de tais informações ou de sua viabilidade, e não assumem qualquer responsabilidade por, e renunciam ao direito de qualquer associação a, tais informações financeiras prospectivas.

Parte I

Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não aplicável.

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 em GAAP dos Estados Unidos nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados. V.Sa. deverá ler as informações seguintes em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas, inclusive suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual, e com as informações apresentadas no “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras”.

Os dados dos balanços consolidados selecionados de 31 de dezembro de 2002 e 2001 e para cada para cada um dos três exercícios no período encerrado em 31 de dezembro de 2002, derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e suas respectivas notas explicativas incluídas neste relatório anual. Os dados selecionados das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2000, 1999 e 1998 e para os exercícios então encerrados derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e respectivas notas explicativas que não estão incluídas neste relatório anual.

Os valores em dólares dos Estados Unidos apresentados nas tabelas abaixo destinam-se à conveniência de V.Sa. Ressalvadas as indicações em contrário, esses valores em dólares dos Estados Unidos foram convertidos a partir de reais à taxa de R\$3,5400 para US\$1,00, a taxa para compra ao meio-dia de 31 de dezembro de 2002. O *real*, no entanto, experimentou alta volatilidade e valorizou em comparação ao dólar dos Estados Unidos. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos possam ser convertidos em reais, ou que reais possam ser convertidos em dólares dos Estados Unidos à taxa acima ou a qualquer outra taxa. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 18 de junho de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,9070 para US\$1,00. Vide “- Taxas de Câmbio”.

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2002	2002	2001	2000	1999	1998
	(US\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	(Em milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)				
Dados da Demonstração do Resultado:						
Receita operacional Líquida						
Vendas de eletricidade a consumidores finais	1.542	5.458	4.587	4.478	3.678	3.159
Reajuste da tarifa extraordinária regulatória ⁽³⁾	79	281	789	-	-	-
Vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia	45	161	517	145	63	132
Uso da rede básica de transmissão	52	185	154	139	71	2
Outras receitas operacionais	73	260	150	124	93	61
Imposto sobre a receita	(416)	(1.473)	(1.191)	(1.130)	(933)	(767)
Total da receita operacional líquida	1.376	4.872	5.006	3.756	2.972	2.587
Custos e despesas operacionais						
Eletricidade comprada para revenda	(377)	(1.333)	(1.914)	(819)	(727)	(481)
Gás natural comprado para revenda	(43)	(152)	(84)	(60)	(36)	(20)
Uso da rede básica de transmissão	(84)	(298)	(251)	(243)	(151)	(71)
Depreciação e amortização	(188)	(666)	(641)	(583)	(555)	(441)
Pessoal	(150)	(532)	(531)	(466)	(391)	(408)
Encargos regulatórios	(155)	(548)	(420)	(433)	(258)	(206)
Serviços prestados por terceiros	(75)	(265)	(216)	(195)	(153)	(126)
Benefícios pós-aposentadoria do Empregado	(58)	(207)	(293)	(238)	(193)	(475)
Materiais e suprimentos	(22)	(78)	(70)	(71)	(59)	(45)
Outros	(67)	(238)	(274)	(208)	(290)	(133)
Provisão para perda sobre ativos regulatórios diferidos	(8)					
Provisão para perda sobre a conta a receber do Governo do Estado	-	(28)	(150)	-	-	-
		-	(754)	-	-	-
Total dos custos e despesas operacionais	(1.227)	(4.345)	(5.598)	(3.316)	(2.813)	(2.406)
Lucro (prejuízo) operacional	149	527	(592)	440	159	181
Despesa financeira líquida	(148)	(525)	(48)	(42)	(295)	(40)
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda e participações de acionistas minoritários	1					
Benefício (despesa) de imposto de renda	(7)	2	(640)	398	(136)	141
Participações de acionistas minoritários	(3)	(26)	(78)	(32)	114	148
Lucro líquido (prejuízo)	3	12	(1)	-	-	-
Lucro líquido (prejuízo)	(3)	(12)	(719)	366	(22)	289
Outro lucro (prejuízo) consolidado	68	242	203	19	(168)	1
Lucro (prejuízo) consolidado	65	230	(516)	385	(190)	290
Lucro (prejuízo) básico e diluído:	(0,02)					
Por mil ações ordinárias		(0,07)	(4,52)	2,30	(0,14)	1,82
Por mil ações preferenciais	(0,02)	(0,07)	(4,52)	2,30	(0,14)	1,82
Por ADS	(0,02)	(0,07)	(4,52)	2,30	(0,14)	1,82
Dados do Balanço:						
Ativo						
Ativo circulante	483	1711	1.752	1.064	768	593
Ativo imobilizado líquido (em serviço)	2.633	9.322	9.325	9.705	9.503	9.822
Construção em andamento	219	777	516	592	1.032	904
Ativos regulatórios diferidos – longo prazo	472	1.670	1.245	-	-	-
Conta a receber do Governo Estadual	213	755	451	953	809	684
Outros ativos	263	931	773	484	1.016	858
Total do ativo	4.284	15.166	14.062	12.798	13.128	12.861
Passivo						
Parcela corrente da dívida de longo prazo	267	946	451	502	337	160
Outros passivos circulantes	541	1.916	1.561	1.042	1.125	781
Dívida de longo prazo	732	2.593	2.029	1.088	1.039	981
Benefícios pós-aposentadoria a empregados	359	1.272	1.627	1.803	1.734	1.434
Patrimônio líquido	2.102	7.442	7.543	8.162	7.964	8.509
Capital Social	403	1.428	1.396	1.396	1.396	1.396

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2002	2002	2001	2000	1999	1998
(US\$) ⁽¹⁾⁽²⁾		(Em milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação)				
Outros Dados:						
Ações em circulação (por mil ações):						
Ordinárias	-	70.874.168	69.495.478	69.495.478	69.495.478	69.495.478
Preferenciais	-	91.210.523	89.436.237	89.436.237	89.436.237	89.436.237
Dividendos por mil ações						
Ordinárias	0,58	2,04	0,65	1,18	2,23	3,21
Preferenciais	0,58	2,04	0,65	1,18	2,23	3,21
Dividendos por ADS						
Preferenciais	0,58	2,04	0,65	1,18	2,23	3,21
Dividendos por mil ações ⁽⁴⁾						
Ordinárias	-	0,58	0,28	0,60	1,23	2,66
Preferenciais	-	0,58	0,28	0,60	1,23	2,66
Dividendos por ADS ⁽⁴⁾						
Preferenciais	-	0,58	0,28	0,60	1,23	2,66

(1) Para fins desta tabela, US\$1,00 é igual a R\$3,5400, à taxa para compra ao meio-dia de 31 de dezembro de 2002. Vide “_ Taxas de Câmbio”.

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

(3) Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas

(4) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa para compra ao meio-dia em vigor quando da declaração do dividendo.

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, o 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 moeda estrangeira 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 do Brasil, ou Banco Central, e aplica-se 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, elas podem ser influenciadas por uma intervenção do Banco Central.

Anteriormente, o Banco Central manteve uma banda dentro da qual a taxa de câmbio *real*/dólar dos Estados Unidos flutuou. Desde 15 de janeiro de 1999, o real flutua livremente. Durante o ano de 1999, o real experimentou uma alta volatilidade e sofreu uma queda brusca contra o dólar dos Estados Unidos. Durante o ano de 2000 e 2001, o real continuou a cair contra o dólar dos Estados Unidos. Em 2002, fatores que incluem o efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001 e considerações relativas às recentes eleições presidenciais no Brasil fizeram com que o real perdesse uma significativa porcentagem de seu valor medido contra o dólar dos Estados Unidos. No entanto, o real experimentou recentemente uma alta volatilidade e valorizou contra o dólar dos Estados Unidos. Sob o atual sistema de câmbio de conversibilidade flutuante livre, o real poderá sofrer desvalorização ou valorizar contra o dólar dos Estados Unidos e outras moedas.

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, a taxa para compra ao meio-dia mínima, máxima, média e do fim do período para reais, expressas em reais para US\$1,00.

Reais para US\$1,00				
Mês	Mínima	Máxima	Média	Fim do Período
Dezembro de 2002	3,4390	3,7950	3,6268	3,5400
Janeiro de 2003	3,2650	3,6590	3,4375	3,5130
Fevereiro de 2003	3,5350	3,6640	3,5955	3,5650
Março de 2003	3,3320	3,5700	3,4567	3,3320
Abril de 2003	2,8870	3,3290	3,1090	2,8870
Mai de 2003	2,8750	3,0340	2,9517	2,9790
Junho de 2003 (até 18 de junho de 2003).....	2,8550	2,9770	2,8952	2,9070

Reais para US\$1,00				
Exercício findo em 31 de dezembro	Mínima	Máxima	Média	Fim do Período
1998	1,1160	1,2090	1,1605	1,2085
1999	1,2074	2,2000	1,8207	1,8090
2000	1,7230	1,9840	1,8301	1,9510
2001	1,9380	2,7880	2,3527	2,3120
2002	2,2730	3,9450	2,9235	3,5400

Fonte: Federal Reserve de Nova York

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

contravalar em dólar dos Estados Unidos do preço em reais das ações preferenciais na bolsa de valores brasileira em que elas são 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”.

Fatores de Risco

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 atualmente 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 societárias e época e valor de quaisquer dividendos futuros ou juros sobre o capital.

Nossas operações têm e continuarão a ter um impacto importante no desenvolvimento dos negócios, da indústria e condições sociais de Minas Gerais. O Governo Estadual nos orientou e pode vir a nos orientar no futuro, para desenvolvermos certas atividades e realizar certos dispêndios voltados principalmente para a promoção de metas sociais, políticas e econômicas do Governo Estadual e não necessariamente visando o lucro. 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.

Ademais, embora existam salvaguardas constitucionais relativas às relações entre o Governo Estadual e o Governo Federal, não se pode garantir que o Governo Federal não tomará medidas administrativas, legislativas ou de qualquer outra ordem que possam provocar um impacto adverso no Governo Estadual 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, um empreendimento conjunto, o Governo Estadual celebrou um acordo de acionistas com a Southern, a ela conferindo o controle sobre certas decisões societárias importantes. Em 1999, o Governo Estadual impetrou ação pleiteando anular o acordo de acionistas com fundamento em princípios constitucionais. Em agosto de 2001, depois de várias decisões e apelações, um tribunal de primeira instância recentemente proferiu sentença segundo a qual o acordo de acionistas é nulo de pleno direito. No entanto, essa decisão está sendo objeto de recurso a um tribunal de instância superior e portanto, o controle efetivo da CEMIG permanece sujeito a contestação em juízo. Ademais, a Southern 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 ANEEL, a agência que regulamenta o setor elétrico brasileiro, 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 distintas. De acordo com esses contratos de concessão, constituíramos essas três unidades formando três subsidiárias

separadas, cada uma delas uma subsidiária integral da CEMIG e cada uma delas conduziria as operações anteriormente integradas de geração, transmissão e distribuição. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização”. Nos termos da nova estrutura, cada subsidiária operacional estaria 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 controlada pelo estado, exige-se uma legislação estatal específica, além da aprovação do acionista, para podermos constituir tais novas subsidiárias.

Não podemos prever o efeito dessa reorganização sobre nosso negócio. Embora acreditemos que a separação de nosso negócio de energia elétrica em três subsidiárias separadas nos possibilitariam 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 o lucro devidos por unidades de geração e distribuição poderão resultar, em bases consolidadas, em impostos sobre o lucro maiores do que os que pagamos atualmente como companhia elétrica integrada.

Em 2001, a ANEEL impôs uma multa de R\$4 milhões contra nós porque não cumprimos com as exigências de reestruturação dentro do prazo previsto. 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 e, por essa razão, solicitamos formalmente à ANEEL uma prorrogação de 12 meses para o prazo final da desverticalização. Em 20 de setembro de 2001, a ANEEL concedeu à Companhia uma prorrogação até 21 de setembro de 2002 para conclusão da desverticalização, e em 31 de outubro de 2001, a ANEEL cancelou a multa anteriormente imposta. Não concluímos o processo de desverticalização até 21 de setembro de 2002, por essa razão, em 11 de novembro de 2002, a ANEEL impôs uma multa de R\$5,5 milhões contra nós. Contudo, pelos motivos acima estabelecidos, acreditamos que não deveríamos ser considerados responsáveis por qualquer não cumprimento das exigências de reestruturação e, por esse motivo, em 28 de novembro de 2002, apresentamos recurso contra a multa imposta pela ANEEL. Pelo mesmo motivo, não registramos qualquer reserva para essa multa. No entanto, a Companhia poderá estar sujeita a pagar essa multa assim como multas ou penalidades adicionais impostas pela ANEEL, que poderão prejudicar os nossos resultados das operações.

Não obstante as informações dos parágrafos precedentes, em virtude de declarações públicas do Governo Federal e relatórios da mídia, esperamos que o Governo Federal modifique a estrutura regulatória do setor de energia no futuro próximo e, em decorrência disso, a reestruturação das companhias de energia elétrica integrada verticalmente poderá deixar de ser exigida. Se as exigências de reestruturação forem eliminadas, solicitaríamos que a ANEEL altere nossos contratos de concessão para excluir as cláusulas de reestruturação e rescindiríamos nossos planos de reestruturação. No entanto, nenhuma garantia poderá ser dada de que o Governo Federal modificará dessa forma a estrutura regulatória do setor de energia ou de que nós não estaríamos mais obrigados a reestruturar nossas operações.

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. Por exemplo:

- poderemos experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;
- poderemos defrontar-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; e
- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nossos projetos de expansão.

Se enfrentarmos esses ou outros problemas relacionados à expansão de nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição de energia, nossa capacidade de vender energia elétrica em valores comparados às nossas projeções poderão ser prejudicadas e poderemos estar expostos a custos adicionais. Dessa forma, podemos deixar de produzir as receitas antecipadas em relação a tais projetos de expansão.

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

Estamos sujeitos a Regulamentos Ambientais rigorosos. Alterações de Regulamentos Ambientais, ou modificações na política de execução de Regulamentos Ambientais existente, poderiam nos prejudicar. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Matérias Ambientais” e o “Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Regulamentações Ambientais” no Anexo A.

Nossas operações são supervisionadas por órgãos governamentais responsáveis pela implementação de leis e políticas de controle ambiental. Esses órgãos poderiam tomar medidas em relação à inobservância, por nossa parte, de seus regulamentos. Essas medidas poderiam incluir a imposição de multas e revogação de licenças e concessões. Embora as alterações de leis e regulamentos brasileiros sejam aplicáveis 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.

A lei brasileira poderá permitir pedidos de indenização contra nossos acionistas por danos causados por nós ao meio ambiente

A lei federal brasileira N.º 9.605 de 12 de fevereiro de 1998 estabelece que poderá ser desconsiderada a pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente. Não há garantia de que, no caso de pedidos de indenização por danos ambientais em conformidade com aludida lei, as responsabilidades não seriam impostas a nossos acionistas. Embora não tenhamos ciência de qualquer oposição exitosa de pedidos de indenização contra acionistas nos termos dessa lei, não podemos assegurar que tal fato não ocorrerá.

Atualmente operamos sem apólices de seguros

Nossas apólices de seguros que cobriam danos causados a nossas usinas por incêndio e contra riscos, tais como falhas do equipamento, expiraram em 31 de dezembro de 2001, e desde então, não obtivemos cobertura adicional. Estamos atualmente em processo de solicitação de licitação de seguradoras para a emissão de novas apólices de seguros para a cobertura desses riscos. Também não possuímos seguros gerais de responsabilidade contra terceiros para a cobertura de acidentes e não incluímos esse tipo de seguro em nossos pedidos de licitação. No entanto, poderemos contratar esse tipo de seguro no futuro. Além disso, não iniciamos processo licitatório, nem possuímos, coberturas de seguro contra catástrofes de grande proporção que afetem nossas usinas, tais como terremotos e inundações, risco de interrupção das atividades ou falhas do sistema operacional.

Embora não tenhamos sofrido nenhuma perda significativa em decorrência de nossa falta de seguro, no caso de sofrermos perdas ou outros passivos relacionados a tais riscos antes da obtenção das respectivas apólices de seguros, poderemos incorrer custos significativos. Além disso, mesmo após obtivermos as apólices de seguro contra incêndio e riscos operacionais, poderemos incorrer custos não previstos relacionados a passivos que não estão cobertos por tais apólices, incluindo danos emergentes sofridos por nossos consumidores decorrentes da interrupção na distribuição de energia ou passivo que exceda os limites de nossa cobertura de seguro. Esses eventos poderiam prejudicar de forma relevante nossa situação financeira e os resultados das operações. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Seguro”.

Podemos ficar incapacitados de cobrar recebíveis significativos 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 companhias seria igual à média nacional. O déficit apresentado pela maioria das concessionárias de eletricidade no Brasil foi contabilizado em cada conta especial denominada Conta CRC de cada 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 a obrigação de pagar o saldo de nossa Conta CRC do Governo Federal ao Governo Estadual em troca de uma nota promissória do Governo Estadual pagável em parcelas mensais acrescidas de juros. O contrato de cessão referente à essa transferência, denominado Contrato da Conta 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 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.

O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento para nós conforme os termos do Contrato da Conta CRC, nem em 2001, nem em 2002, e não efetuou quaisquer pagamentos até esta data em 2003. A fim de elaborar o acordo desses valores pendentes, realizamos negociações extensivas com o Governo Estadual. Até esta data, essas negociações resultaram na assinatura de duas alterações do Contrato da Conta CRC. Essas alterações dividiram os valores devidos em aberto em duas partes.

Uma alteração reestrutura valores vencidos com datas originais vencidas desde 1º de abril de 1999 até 1º de dezembro de 1999, e de 1º de março de 2000 até 1º de dezembro de 2002. Podemos compensar os valores devidos nos termos dessa alteração, que totalizavam R\$755 milhões em 31 de dezembro de 2002, com os pagamentos de dividendos e juros sobre o capital que estamos obrigados a efetuar ao Governo Estadual, nosso acionista. A partir de 31 de dezembro de 2002, o Governo Estadual tinha o direito de receber aproximadamente R\$50 milhões de dividendos. Desse valor, alocamos R\$22,5 milhões para a construção de nosso projeto de energia de Irapé. Vide “Item 4 - Informações sobre a Companhia – Geração e Compra de Energia Elétrica – Expansão da Capacidade de Geração”. Alocamos os R\$27,5 milhões remanescentes para compensar valores vencidos de acordo com tal alteração. Tendo em vista que não recebemos pagamento dos valores devidos de acordo com essa alteração, não pretendemos pagar esses dividendos ao Governo Estadual.

A outra alteração cobre parcelas previstas no Contrato da Conta CRC originalmente devidas de 1º de janeiro de 2003 até 1º de maio de 2015, representando aproximadamente R\$989 milhões, ajustado ao valor atual, em 31 de dezembro de 2002. Uma vez que essa alteração não inclui quaisquer garantias que assegurariam a realização dos valores devidos de acordo com seus respectivos termos, registramos uma provisão total de perdas para esse ativo em 31 de dezembro de 2001. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras. Cada uma das alterações do Contrato da Conta CRC está descrita em maiores detalhes em “Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes”.

Continuamos a negociar com o Governo Estadual e com o Governo Federal em relação aos recebíveis devidos conforme previsto no Contrato da Conta CRC, no entanto, em virtude da história do Governo Estadual de não efetuar os pagamentos nos termos de tal obrigação, nenhuma garantia poderá ser dada de que o pagamento de qualquer prestação de acordo com esse contrato será efetuado no vencimento ou se será efetuado. Ademais, não podemos assegurar que provisões de perdas adicionais relativas a esse recebível não serão registradas em períodos futuros.

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 exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, nossos dez maiores consumidores industriais responderam por aproximadamente 10% de nossas receitas e cerca de 19,6% do volume total de eletricidade vendida por nossa empresa. Nossos consumidores industriais, no total, responderam no período encerrado em 31 de dezembro de 2002, por aproximadamente 61,5% do nosso volume total de vendas de energia elétrica e 40,6% de nossas receitas. 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, é possível que um número de nossos grandes consumidores industriais possa tornar-se auto-produtor de energia, ou APEs, a fim de obter o direito de gerar eletricidade para uso próprio. Em abril de 2002, nossos grandes consumidores industriais tornaram-se APEs e, desde então, têm reduzido gradualmente a quantidade de energia comprada de nossa companhia. Vide Item 4 – “Informações sobre a Companhia – Clientes e Faturamento”. Além disso, quando esses contratos de consumidores celebrados com nossa companhia expirarem, o regime regulatório que está sendo implantado no setor elétrico do Brasil permitirá que esses consumidores contratem outras concessionárias de energia elétrica ou diretamente de geradores desde que tais consumidores possam ser classificados como consumidores livres (consumidores esses que têm uma demanda igual ou superior a 3MW de eletricidade a níveis de voltagem igual ou superior a 69kV).

A outorga de certas concessões a nossos grandes consumidores industriais e a capacidade de nossos grandes consumidores industriais de contratar concessionárias poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A. Ademais, a desaceleração do setor de manufatura poderia reduzir as demandas de energia de alguns de nossos maiores consumidores industriais, que poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais.

Nossa receita poderá estar prejudicada em virtude da introdução de regulamentos que estimulam a concorrência no mercado de energia

A fim de permitir a introdução gradual da concorrência no mercado de energia e para proteger os participantes do mercado da exposição de preços voláteis de mercado atacadista à vista, a ANEEL implementou, em 1998, um período de transição durante o qual as compras e vendas a prazo de energia foram efetuadas mediante contratos regulamentados, chamados contratos iniciais, com preços e volumes de tais contratos aprovados pela ANEEL. Este período de transição expira em 2005.

De 2003 até 2005, o volume de eletricidade permitida para ser comprada e vendida de acordo com os contratos iniciais será reduzido em 25% ao ano. A energia “não regulamentada” será comprada e vendida mediante contratos com prazos de seis meses ou mais concedidos por meio de leilões públicos, mediante contratos bilaterais com prazos inferiores a seis meses através do Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ou MAE. Durante esse período, o valor total da energia comprada ou vendida por uma concessionária por meio desses tais contratos bilaterais e do MAE não poderá exceder 5% do mercado de energia elétrica de tais concessionárias de serviço público em qualquer dado mês. Consequentemente, 95% da energia que fornecemos a consumidores finais deverão ser gerados de nossas próprias usinas de geração ou adquiridos sob os termos de contratos de no mínimo seis meses que foram concedidos mediante leilões públicos. Se compramos energia em uma quantidade superior ao limite de 5% mediante contratos bilaterais e do MAE, tal energia terá um preço mais alto do que a tarifa legal.

Além disso, nossa prática atual inclui a entrega de eletricidade produzida por nossas usinas de geração para nossa área de distribuição de acordo com termos equivalentes àqueles contidos em contratos iniciais. Acreditamos que essa prática não viola as restrições da ANEEL. No entanto, a ANEEL informou que, como somos considerados como uma concessionária de serviço público integrada verticalmente, não podemos usar termos do contrato inicial para entregar a eletricidade que produzimos a nosso negócio de distribuição. Estamos discutindo em maiores detalhes essa questão com a ANEEL e não esperamos incorrer qualquer perda em virtude dessas discussões. Entretanto, a ANEEL poderia forçar-nos a interromper a entrega de eletricidade de nossas usinas de geração para nossas áreas de distribuição. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A.

Não podemos garantir que seremos capazes de produzir energia suficiente e/ou celebrar contratos suficientes de compra de energia concedidos mediante leilão público para satisfazer a exigência de 95% acima mencionada. Além disso, não podemos garantir a V.Sa. que os custos associados a quaisquer contratos de compra de energia que estamos obrigados a celebrar serão repassados a nossos consumidores. Em decorrência desse fato, nossa receita, lucro líquido, situação financeira e resultados das operações poderão estar prejudicados.

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 da concessionária, independentemente de sujeição ao processo licitatório, contanto que a concessionária tenha dado atendimento aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, de resto, aceitável ao Governo Federal.

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 Elétrico Brasileiro — Matérias Legais e Regulatórias — Concorrência” contido no Anexo A. Ademais, é possível que nossos grandes consumidores industriais que tornarem-se APEs possam obter concessões para a geração de energia elétrica em uma certa área, que poderia prejudicar de maneira relevante nossos resultados operacionais.

Nossas concessões podem ser revogadas, canceladas ou expropriadas

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. A ANEEL poderá impor qualquer uma das penalidades a seguir descritas no caso de deixarmos de cumprir qualquer disposição de nossos contratos de concessão:

- multas de até 2% de nossas receitas brutas anuais, dependendo da gravidade do não cumprimento;
- suspensão temporária para participar de processos de licitações públicas para a obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações da ANEEL, assim como para realizar contrato com agências governamentais;
- intervenção administrativa; e
- revogação de nossas concessões existentes.

Além disso, um contrato de concessão poderá ser rescindido pela encampação para fins de interesse público. Nesses caso, todos os ativos, direitos e privilégios transferidos à concessionária pelo Governo Federal nos termos do contrato de concessão seriam revertidos ao Governo Federal e a concessionária seria indenizada parcialmente por seus investimentos em tais ativos.

O Governo Federal revogou uma concessão que possuíamos anteriormente relacionada a uma usina de geração porque não iniciamos sua construção dentro do prazo especificado no contrato de concessão. Além disso, em 2 de fevereiro de 2002, uma concessão relacionada à construção e operação da usina hidrelétrica Traira II, que nos foi outorgada inicialmente em novembro de 2001, foi cancelada pela ANEEL tendo em vista que o argumento dessa entidade de que não cumprimos com certas condições para a outorga da concessão.

Não podemos assegurar a V.Sa. de que nossas concessões não serão revogadas, canceladas ou encampadas. A revogação, cancelamento ou encampação de qualquer uma de nossas concessões poderia prejudicar de forma relevante os nossos resultados operacionais e perspectivas comerciais.

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 companhias de energia com controle na 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, promover a concorrência no mercado atacadista de energia 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.

No entanto, acreditamos que a atual administração do Governo Federal, eleita em outubro de 2002, poderá praticar atos que alterem ou revertam a tendência de privatização em favor do aumento do papel do governo no planejamento da regulamentação e operação do setor de energia elétrica brasileiro. Especificamente, o Governo Federal indicou que pretende alterar certos aspectos da estrutura regulatória do setor de energia a fim de fortalecer o papel do Governo Federal em relação à implementação de iniciativas regulatórias e supervisão do setor. Embora nenhum anúncio oficial tenha sido feito, esperamos que um anúncio relacionado a tais alterações possa ser divulgado no segundo semestre de 2003. Essas alterações e outras alterações reguladoras poderiam prejudicar de maneira relevante nossa situação financeira, resultados operacionais futuros, fluxos de caixa e perspectivas comerciais.

O programa de racionamento de energia obrigatório do Governo Federal, de 1º de junho de 2001 até 28 de fevereiro de 2002, resultou em redução de nossas receitas. No final de 2001, celebramos um contrato com o Governo Federal por meio do qual um reajuste especial de tarifa foi permitido, para permitir o reembolso de nossa perda de receita, alguns custos incontornáveis referentes aos custos da Parcela A e aos custos de certas transações no MAE incorridos em virtude do período de racionamento. Em 2001 e 2002, registramos ativos regulatórios diferidos que esperávamos recuperar até o prazo máximo de 82 meses a partir de janeiro de 2002 em razão desse aumento de tarifa. Esse registro baseou-se em certas premissas. Embora acreditemos que essas premissas sejam conservadoras, não podemos assegurar que essas premissas provarão ser corretas ou de que seremos capazes de recuperar o valor registrado. Se não formos capazes de recuperar o valor registrado durante o período de 82 meses, poderemos estar obrigados a assumir um encargo do prejuízo em relação a nossos ativos regulatórios diferidos, encargo esse que prejudicaria de forma adversa nossos resultados operacionais, fluxos de caixa e situação financeira. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras.

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

Planejamos dispendar aproximadamente R\$3,6 bilhões durante o período de 2003 a 2007 na construção de novas instalações de energia bem como no condicionamento 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.

Dificuldade em obter financiamento para nossas exigências de capital pode levar a uma diluição na participação societária

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. No entanto, se sofrermos uma redução no caixa provisionado para operações e/ou incorreremos dívida adicional significativa poderia tornar mais difícil a amortização dessa dívida e, provavelmente, podemos obter capital mediante a emissão de ações adicionais. Embora não tenhamos atualmente a intenção de emitir ações adicionais, qualquer emissão futura de ações adicionais poderia resultar em diluição para os acionistas então existentes.

Poderemos sofrer prejuízos ao defender litígios e arbitragens em andamento.

Atualmente, somos parte em diversos processos relativos a pleitos civis, administrativos, ambientais, fiscais e outras reivindicações 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 incluem reservas para litígio e arbitragem no total de R\$245 milhões em 31 de dezembro de 2002 (exceto questões trabalhistas) para prejuízos e despesas prováveis e estimados que poderemos incorrer relacionados a litígios pendentes. Caso nossas reservas legais forem consideradas insuficientes, o pagamento de reivindicações litigiosas em um valor superior àqueles reservados poderia prejudicar de maneira relevante nossa companhia.

Disputas trabalhistas, greves, interrupções de trabalho poderiam ter um impacto negativo sobre nossas operações.

Substancialmente todos os nossos empregados estão protegidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

Estamos defendendo atualmente uma quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, a hora extra e remuneração de adicional de periculosidade. Em 31 de dezembro de 2002, esses empregados buscavam, no total, aproximadamente R\$87,1 milhões em indenização, e, nessa data, possuíamos uma obrigação total de aproximadamente R\$69,7 milhões relacionados a tais reclamações. Somos também réus, junto com a Fundação Forluminas de Seguridade Social – FORLUZ, ou Forluz, a entidade responsável pela administração de nosso fundo de pensão do empregado, em uma reclamação instaurada pelo Sindieleto, a organização que representa os sindicatos de nossos empregados. A Sindieleto afirma que deixamos de realizar aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios em contribuições aos fundos de pensão de nossos empregados. Em 31 de dezembro de 2002, o autor nessa ação exigia R\$593,7 milhões. Não reservamos qualquer passivo relativo a essa reivindicação potencial porque acreditamos ter uma defesa exitosa. Para informações mais detalhadas sobre este e outros processos trabalhistas, vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos – Obrigações Trabalhistas e Fundos de Pensão”.

Não sofremos durante os últimos quatro anos qualquer tipo de manifestação trabalhista relevante durante os últimos três anos. 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 nomeados neste relatório anual 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 Cíveis Contra Pessoas Fora dos Estados Unidos”.

Nosso investimento no setor de telecomunicações pode não ter o retorno esperado

A Infovias iniciou operações em 2001 e sua subsidiária WAY TV Belo Horizonte S.A. iniciou operações em 2002. Consideramos esses negócios como sendo de uso estratégico de nossa infra-estrutura existente. O negócio de telecomunicações exigirá investimentos adicionais para ser considerado completado e competitivo. Realizamos avaliações periódicas da Infovias e da WAY TV, a fim de determinar sua capacidade para a condução de seus negócios em bases independentes e rentáveis, assim como para determinar a necessidade de uma reserva de deterioração para esse investimento. Embora projeções atuais disponíveis não revelaram a necessidade de tal reserva de deterioração, não podemos

assegurar que nosso investimento será rentável ou que uma reserva de deterioração possa não ser necessária no futuro.

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 ciclos econômicos voláteis e por intervenção freqüente e ocasionalmente drástica do Governo Federal do Brasil. 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 na economia brasileira ou nas políticas do nas políticas do Governo Federal e no 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.

O presidente do Brasil, Luiz Inácio Lula da Silva, foi eleito em outubro de 2002 e assumiu o cargo em 1º de janeiro de 2003. Não podemos prever as políticas que essa nova administração poderá adotar ou o efeito que essa política poderá representar sobre a situação econômica no Brasil, confiança do investidor nas empresas brasileiras, nossos resultados operacionais e/ou preço das ações preferenciais e ADSs. A nova administração poderá adotar políticas que podem contribuir para a criação de uma conjuntura que pode ser considerada menos favorável aos interesses do comércio e da indústria brasileiros do que a conjuntura do governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso.

As eleições para o Governo Estadual também foram realizadas em outubro de 2002 e uma nova administração do Governo Estadual foi eleita. A nova administração do Governo Estadual poderá também por em prática alterações ou adotar políticas que poderiam minar a confiança do investidor e prejudicar nossos negócios e/ou o preço das ações preferenciais e ADSs.

Consequentemente, 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;
- aumentos de nossos encargos tributários de acordo com alterações na política fiscal;
- políticas adotadas pelas novas administrações presidencial e estadual; e
- outros acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos no Brasil ou que o afetem.

A inflação e certas medidas governamentais para combatê-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. Exceto nossas compras de Itaipu Binacional, ou Itaipu, que são

denominadas em dólares dos Estados Unidos, e despesas financeiras relacionadas a empréstimos em moeda estrangeira, 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 consumidores, 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 verificadas em períodos anteriores. A inflação, medida pelo IGP-DI, foi de 5,25% para o período de 1º de janeiro de 2003 até 31 de maio de 2003, 26,41% em 2002, 10,4% em 2001, 9,81% em 2000, 19,98% em 1999, e 1,70% em 1998. Se o Brasil experimentar inflação significativa, 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 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 do real frente às aludidas moedas estrangeiras, inclusive o dólar dos Estados Unidos. A desvalorização do real poderá produzir perdas cambiais em relação à nossa dívida denominada em moedas estrangeiras. Ademais, qualquer desvalorização poderá resultar em despesas adicionais para compras obrigatórias de eletricidade, expressas em dólares dos Estados Unidos, de Itaipu, uma das maiores usinas hidrelétricas operacionais de energia do mundo, desenvolvida em conjunto pelos governos do Brasil e do Paraguai. Vide “Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado”.

Anteriormente, o Banco Central manteve uma banda dentro da qual a taxa de câmbio entre o real e o dólar dos Estados Unidos flutuou. Desde 15 de janeiro de 1999, o real pode flutuar livremente. Ainda não é possível prever se o Banco Central continuará permitindo que o real flutue livremente. Não é possível prever qual o impacto que Companhia poderá sofrer em virtude das políticas cambiais do Governo Federal. Não podemos garantir a V.Sa. que o Governo Federal não imporá o sistema de bandas ou algum outro sistema de controle cambial no futuro.

O real desvalorizou em aproximadamente 52,27% frente ao dólar dos Estados Unidos em 2002, devido a fatores que incluem o efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001 e considerações relativas às recentes eleições no Brasil. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00. Em 31 de dezembro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,5400 para US\$1,00. Contudo, o real sofreu recentemente alta volatilidade e valorizou frente ao dólar dos Estados Unidos. Em 18 de junho de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$1,9070 para US\$1,00. Sob o sistema atual de taxa de câmbio de moeda flutuante, não podemos assegurar que o real deixará de desvalorizar ou valorizar em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas.

As desvalorizações do real poderão gerar pressões inflacionárias que podem prejudicar nossa empresa. Essas desvalorizações podem reduzir nosso 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.

A instabilidade da taxa de juros pode prejudicar de maneira relevante nossa situação financeira e resultados operacionais.

Em 31 de dezembro de 2002, nossos empréstimos e dívidas pendentes representavam aproximadamente R\$3.539 milhões, dos quais, aproximadamente, R\$2.119 milhões 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. Embora o Banco Central do Brasil tenha reduzido a taxa de juros de *benchmark* do Brasil de 18,75% para 18,75% em 20 de fevereiro de 2002, 18,50% em 20 de março de 2002, e para 18% em 17 de julho de 2002, o Banco Central aumentou a taxa de juros para 21% em 14 de outubro de 2002, para 22% em 20 de novembro de 2002, 25% em 18 de dezembro de 2002, 25,5% em 22 de janeiro de 2003 e para 26,5% em 19 de fevereiro de 2003. Em 19 de junho de 2003, o Banco Central reduziu a taxa de juros para 26,0%.

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”.

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 consequência da crise econômica asiática, da moratória da dívida russa em 1998 e da desvalorização da moeda russa.

Atualmente, a situação econômica deficitária da Argentina, o maior parceiro comercial do Brasil (responsável por 4% das exportações do Brasil em 2002), representa um risco externo significativo para a economia brasileira. Estamos preocupados, particularmente, com a insolvência da Argentina, a desvalorização do peso e o seu inadimplemento sobre seu endividamento público. Embora não tenhamos qualquer relacionamento direto comercial com a Argentina, ou com companhias argentinas, na medida que o governo argentino deixar de ser bem-sucedido em impedir o declínio econômico, essa crise pode trazer conseqüências prejudiciais à economia brasileira, reduzindo significativamente a demanda de energia elétrica e afetando nossos resultados operacionais.

Outras circunstâncias de instabilidade econômica e política na América Latina, tais como a recente instabilidade política e tumulto civil, que prejudicaram de forma adversa a economia da Venezuela, podem prejudicar de forma relevante a economia brasileira e o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs.

Existe um risco de a continuidade ou piora dessas condições na Argentina, Venezuela ou em outros mercados emergentes ou desenvolvimentos futuros semelhantes em mercados emergentes, poder prejudicar nossa situação financeira e nossa capacidade de captar recursos quando necessário, assim como minar a confiança do investidor de títulos emitidos por companhias da América Latina, tais como as ações preferenciais e as ADSs, prejudicando o seu preço de mercado.

Alterações na estrutura de fixação de tarifa aplicável às concessionárias de serviço público de eletricidade brasileiras, assim como outros atos do Governo Federal, 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 garantia uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletricidade, e as tarifas cobradas de consumidores eram uniformes em todo o país. Os lucros de concessionárias mais rentáveis eram realocados a outras utilidades menos rentáveis, conseqüentemente, a taxa de retorno para todas as companhias seria igual à média nacional. Essa estrutura de fixação de tarifa foi modificada em 1993 ao exigir que cada concessionária apresentasse 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 encargos e tributos regulatórios. Em 1994, o Governo Federal, junto com um plano de estabilização econômica, editou alterações 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 encargos 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 prejudicados. Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos de tarifa a quais temos direitos de acordo com as resoluções da ANEEL. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras. Esse aumento de tarifa deveria estar em vigor em abril de 2003 e tinha a finalidade de reembolsar-nos por certos custos incontroláveis referentes aos custos da Parcela A. Além disso, uma parte dos recursos da operação do MAE a que temos direitos nos termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, foram retidos por outras concessionárias na pendência de uma ação que instauramos contra a ANEEL e a MAE. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Procedimentos Legais – Aumentos de Tarifa e Questões Regulatórias” e “O Setor Elétrico Brasileiro – Visão Geral do Sistema de Eletricidade Brasileiro – Atos do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade” no Anexo A.

Enfrentamos, atualmente, limitações em nossa capacidade de obtenção de financiamentos.

Como uma sociedade controlada, estamos sujeitos a restrições nos termos das leis e regulamentos existentes no Brasil quanto à nossa capacidade de celebrar certas transações financeiras internacionais. 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 através de mercados internos ou deixarmos de obter a aprovação necessária para a captação de fundos suficientes no mercado internacional, poderão acarretar fluxos de caixa insuficientes para atender os dispêndios estimados de capital, fazendo com que nossos resultados financeiros sejam prejudicados.

Estamos ainda sujeitos a avenças financeiras previstas em alguns de nossos contratos de financiamento que exigem a manutenção de certos índices financeiros pela nossa empresa. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras, elaboradas de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil. Estas e outras avenças poderiam limitar nossa capacidade de apoiar nossas exigências de liquidez e de recurso de capital. Atualmente, não estamos cumprindo algumas dessas avenças. No entanto, obtivemos renúncias de nossos credores que afirmam que tais credores não exercerão seus direitos de demandar tanto a antecipação como o pagamento imediato do valores totais devidos. Essas renúncias, entretanto, deverão ser renovadas trimestralmente e estão condicionadas ao nosso cumprimento contínuo de certas exigências. Não podemos garantir que seremos capazes de renovar essas renúncias e que, nesse caso, os credores não anteciparão o pagamento. Vide nota explicativa 17 de

nossas demonstrações financeiras consolidadas e “Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora em Relação a Dividendos”.

Os efeitos do racionamento de energia exigido pelo Governo Federal pode continuar a causar uma diminuição de nosso lucro líquido.

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001, o crescimento significativo na demanda por energia e a significativa dependência do Brasil na eletricidade gerada de recursos hidrelétricos resultaram na queda do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Esses fatores levaram ao racionamento obrigatório de energia imposto pelo Governo Federal, às reduções no consumo de energia, às restrições impostas sobre a capacidade de distribuição de energia e, finalmente, à redução de nossa receita e lucro líquido em 2001 e 2002. Futuros racionamentos de energia, em decorrência da queda do nível pluviométrico ou de qualquer outra forma, poderia prejudicar nosso desempenho financeiro em períodos futuros.

O racionamento obrigatório imposto pelo Governo Federal foi interrompido ao final de fevereiro de 2002 devido à recuperação do nível de água dos reservatórios que abastecem instalações de geração de energia hidrelétrica. No entanto, o consumo de energia elétrica após o final do racionamento foi insignificante e, conseqüentemente, as receitas de nosso negócio de distribuição não foram recuperadas ao nível por nós previsto. Atualmente, existe um excedente de capacidade de eletricidade no sistema de energia interconectada no Brasil. Tal excesso de capacidade poderá continuar a prejudicar adversamente nossas receitas nos próximos anos.

Moratórias ou inadimplementos governamentais poderão prejudicar nossa situação financeira e o preço de mercado das ações preferenciais e ADSs.

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. Em 2001, o Governo Estadual ameaçou declarar uma nova moratória sobre seus pagamentos das dívidas para com o Governo Federal, mas não cumpriu a ameaça. Em 31 de dezembro de 2002, o Governo Estadual devia aproximadamente R\$30,1 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 situação financeira. Além disso, se a economia brasileira ou a economia de Minas Gerais for prejudicada por inadimplemento ou por litúgio 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 são descritas em – “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 poderia ser afetada de forma adversa e nossa situação financeira estaria prejudicada.

Ataques terroristas e certas medidas tomadas pelos Estados Unidos ou por outros poderiam afetar de maneira relevante as condições econômicas de nossas atividades.

Os ataques terroristas de 21 de setembro de 2001 reprimiram a atividade econômica nos Estados Unidos e em todo o mundo, incluindo o Brasil. Não há certeza por quanto tempo essas condições econômicas ainda permanecerão. Embora a extensão do impacto ainda não seja clara, tal fato já resultou em:

- aumento da volatilidade do mercado de curto prazo no preço de mercado de valores mobiliários;
- um declínio significativo em estimativas de lucros das empresas;
- perdas substanciais em indústrias importantes, incluindo empresas de transporte aéreo e seguradoras; e

- o desgaste significativo da confiança do investidor.

Se novos ataques terroristas ocorrerem, a situação de pós-guerra no Iraque piorar ou outras guerras forem declaradas pelos Estados Unidos ou por outros e tiver continuidade, é provável que a situação econômica dos Estados Unidos e internacional poderão deteriorar. Nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais poderiam ser prejudicados de maneira relevante em decorrência de tais atos. Esses eventos poderiam também fazer com que o preço de mercado das ações preferenciais e das ADSs sejam prejudicados.

A reforma fiscal pendente no Brasil poderá aumentar nosso encargo fiscal

O governo Federal propôs uma ampla reforma fiscal no Brasil, com o objetivo principal de reduzir o déficit público mediante o aumento da cobrança fiscal. Espera-se que o projeto final da reforma fiscal será apresentado ao Congresso brasileiro para ser aprovado durante o exercício de 2003, embora não possamos assegurar que esse fato ocorrerá. Poderemos ter um encargo fiscal mais alto caso o projeto de reforma fiscal seja aprovado e implementado.

Riscos atinentes às Ações Preferenciais e ADSs

As ações preferenciais e ADSs não têm, 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 assembleias 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.

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 — Taxas 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 N.º 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. 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, ou CVM. 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 da América Latina, tais como ações preferenciais e ADSs, implica em grau de risco mais elevado do que investimento em valores mobiliários de emissores de países com um cenário político e econômico mais estável, sendo esses investimentos, de modo geral, considerados de natureza especulativa. Esses investimentos 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 - BOVESPA, única bolsa de valores em que as ações são negociadas no Brasil, teve capitalização de mercado de aproximadamente US\$124,04 bilhões em 31 de dezembro de 2002 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US\$4,1 bilhões em 2002. Em termos comparativos, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, teve capitalização de mercado de US\$9,74 trilhões em 31 de dezembro de 2002 e média mensal de volume de negociação de aproximadamente US\$859,26 bilhões em 2002.

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 48,6% da capitalização de mercado total da Bolsa de Valores de São Paulo em 31 de dezembro de 2001. As dez primeiras ações, em termos de volume de negociações, responderam por aproximadamente 56,5% da totalidade das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo em 2002. Vide “Item 9. A Oferta e a Listagem — Mercado de Negociação”.

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, pelo menos, 25% de nosso lucro líquido ajustado do exercício social anterior, tendo os detentores de ações preferenciais prioridade no pagamento. Além disso, o Estatuto Social de nossa empresa prescreve que devemos pagar a detentores de nossas ações preferenciais dividendos anuais iguais ao que for maior entre 10% do valor nominal de nossas ações ou 3% do valor contábil de nossas ações. Caso nosso lucro líquido seja negativo ou insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembleia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não seria 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 — 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 outras jurisdições fora do Brasil. Os direitos de V.Sa. de proteger seus interesses frente a deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração ou pelo nosso acionista controlador 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 à 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 consequência 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 estejam 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.

As Mudanças na Lei das Sociedades Anônimas poderão anular a responsabilidade do Governo Estadual para nossas obrigações relativas às ADSs em algumas circunstâncias

Em 31 de outubro de 2001, o presidente do Brasil editou a Lei N.º 10.303, que alterou algumas disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, incluindo disposições aplicáveis a companhias controladas pelo estado como nossa empresa. Essa lei, que passou a estar em vigor em 1º de março de 2002, revogou disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira que dispunham sobre a responsabilidade contingente de acionistas controladores de companhias controladas pelo estado por dívidas. Consequentemente, o Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, não seria responsável por nossas dívidas e obrigações assumidas após 28 de fevereiro de 2002. No entanto, a Lei N.º 10.303 não desobriga acionistas controladores de quaisquer responsabilidades ou obrigações incorridas antes da data de eficácia da Lei N.º 10.303. Embora não consideremos que a Lei N.º 10.303 afetarà a responsabilidade contingente do Governo Estadual por nossas obrigações referentes às ADSs, não se pode assegurar que os tribunais brasileiros chegarão à mesma conclusão.

Ademais, de acordo com a Lei N.º 10.303, não estamos mais imune à falência. De fato, se nos tornarmos insolventes, estaremos sujeitos, como devedor, à concordata ou falência. Para mais informações relacionadas às mudanças da Lei das Sociedades Anônimas, vide “Item 10. Informações Adicionais – Mudanças na Lei das Sociedades Anônima Brasileira”.

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 N.º 828, de 14 de dezembro de 1951, e respectiva regulamentação de implementação, Decreto Estadual de Minas Gerais N.º 3.710 de 20 de fevereiro de 1952. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso número de telefone é (55-31) 3299-3711.

Somos a maior concessionária de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica em 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 dezembro de 2002, gerávamos eletricidade em 44 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.712 MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 4.830 quilômetros de linhas de transmissão e 344.696 quilômetros de linhas de transmissão e distribuição. Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 96,7% do território de Minas Gerais.

O setor elétrico brasileiro está passando por extensa reestruturação regulatória, em consequência 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. 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 na legislação estadual de Minas Gerais promulgadas 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, provedor de serviço de telecomunicações, como um empreendimento conjunto com a AES Força e Empreendimentos Ltda., parte do grupo AES Corporation. Em 2002, adquirimos a participação da AES Força e Empreendimentos Ltda. na Infovias. Também prestamos serviços de consultoria e 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 controladas pelo estado foram privatizadas em um esforço para promover a eficiência e a concorrência do setor. No entanto, acreditamos que administração atual do Governo Federal, eleito em 2002, não pretende autorizar a continuidade da privatização no setor de energia elétrica estatal em setor privado. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Privatização” contido no Anexo A.

Regulamentação

O setor de energia elétrica brasileiro é regulado pela ANEEL. As responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) conceder e supervisionar concessões para geração, transmissão e distribuição de eletricidade, (ii) determinar normas do setor elétrico, incluindo a aprovação de tarifas de eletricidade, (iii) supervisionar e auditar as atividades das concessionárias de energia elétrica, e (iv) implementar e regulamentar o uso de energia elétrica, termelétrica e hidrelétrica. A fim de estabelecer a concorrência e garantir o fornecimento de energia de curto prazo no mercado do Brasil quando da privatização do setor de energia, o Governo Federal criou o MAE, que opera como uma câmara de compensação para transações comerciais de energia elétrica atacadista.

O setor de energia elétrica no Brasil alcançou um ponto crítico em 2001, devido a uma série de problemas regulatórios, meteorológicos e de mercado. Os efeitos combinados de crescimento na demanda de energia elétrica, redução do índice pluviométrico, e a significativa dependência na capacidade de geração de energia hidrelétrica resultaram em redução no fornecimento de energia para atender a demanda em algumas regiões do Brasil. Além disso, o MAE teve um fraco desempenho em virtude da incapacidade de solucionar disputas comerciais. Em decorrência desses fatores, o Governo Federal, após junho de 2001, implementou o Plano de Racionamento de Energia. O Plano de Racionamento de Energia impôs restrições significativas sobre o consumo de energia elétrica a consumidores residenciais, comerciais, industriais e governamentais em todo o Sudeste industrializado do Brasil, resultando na diminuição substancial das receitas a diversas concessionárias de energia elétrica, inclusive nós. O Plano de Racionamento de Energia foi interrompido em fevereiro de 2002. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias – Restrições e Racionamento” contido no Anexo A.

A fim de estruturar alguns dos prejuízos econômicos sofridos pelas concessionárias de energia elétrica na área afetada pelo Plano de Racionamento de Energia foi celebrado um acordo amplo da indústria com a ANEEL. Esse acordo, denominado Acordo Geral do Setor Elétrico, aplica-se às nossas atividades de geração e distribuição. Vide notas explicativas 2(q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O Acordo Geral do Setor Elétrico procura sanar os prejuízos de receita incorridos pelas atividades de geração e de distribuição no Brasil em decorrência do Plano de Racionamento de Energia. O Acordo Geral do Setor Elétrico prevê, entre outras coisas, que:

- as companhias de distribuição têm o direito de recuperar perdas relacionadas ao racionamento mediante o aumento extraordinário de tarifa em vigor a partir de janeiro de 2002 e que permanecerá em vigor por um período de até 72 meses;
- as usinas termelétricas negociaram, a fim de cumprir com as exigências contratuais das usinas termelétricas que deverão ser pagas pelo preço à vista pelas usinas hidrelétricas geradoras (até um preço máximo), com consumidores finais pagando as diferenças entre o preço à vista e o preço máximo permitido mediante o aumento de tarifas; e
- as companhias de distribuição utilizarão os recursos do aumento extraordinário da tarifa para pagar aproximadamente 97% dos valores originalmente pagáveis nos termos dos contratos iniciais a fim de proporcionar às companhias de geração a recuperação dos valores permitidos da receita contratualmente.

Além disso, o Acordo Geral do Setor Elétrico estabeleceu uma resolução para uma questão regulatória de longo prazo relacionada a uma parte das tarifas de distribuição denominada custos da Parcela A. Os custos da Parcela A são a parcela da fórmula de cálculo da tarifa regular que prevê a recuperação de certos custos que não estão dentro do controle da companhia de distribuição. Conforme o Acordo Geral do Setor Elétrico, uma conta de rastreamento foi criada a fim de compensar as companhias de distribuição pelas variações mensais nos custos da Parcela A que ocorreram entre as datas do reajuste regular da tarifa. Os custos da Parcela A incluem o seguinte: compras de energia de Itaipu, custos do consumo da cota de combustível, tarifa para o uso da rede básica de transmissão e certos encargos regulatórios. Vide nota explicativa 4(b) de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O Acordo Geral do Setor Elétrico foi estabelecido na Medida Provisória N.º 14, de 21 de dezembro de 2001, e aprovada pela Lei N.º 10.438, de 26 de abril de 2002.

Para informações mais detalhadas sobre o cenário regulatório em que operamos, vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar as Concessionárias do Setor Elétrico” e “O Setor Elétrico Brasileiro” 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 aos custos operacionais, custos de capital, condições de mercado e eficiência operacional realizada por distribuidores com o passar do tempo. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê, também, um reajuste anual das tarifas com base no aumento dos custos em virtude da inflação e encargos regulatórios, o custo de eletricidade comprada para revenda, o custo para uso de recursos hidroelétricos e custo de transmissão. A variação do custo da inflação ajustado é reduzido por um fator denominado “fator X”. O fator X é o lucro obtido pelos distribuidores em virtude do crescimento do mercado durante o período de cinco anos em que as tarifas são válidas. Durante o primeiro período de cinco anos em que o fator X foi usado, o fator X foi zero. Em 2003, a ANEEL, como parte de sua revisão de tarifa, determinou o novo fator X como 1% a ser aplicado até 2008 com um adicional de até 1% a ser aplicado dependendo de nossa respectiva posição em uma pesquisa anual de satisfação do consumidor realizada pela ANEEL. Em abril de 2003, a ANEEL autorizou um aumento médio de 31,53% das tarifas que podemos cobrar de nossos consumidores finais. Conforme mencionado acima, a ANEEL, por meio do Acordo Geral do Setor Elétrico, autorizou aumentos extraordinários de tarifa para compensar companhias de distribuição pelas perdas incorridas tendo em vista o Plano de Racionamento de Energia.

A ANEEL editou ainda 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 sistema de energia interligado são revisadas anualmente. A revisão leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações mais detalhadas 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.

Aquisição de Terreno

As concessões outorgadas pelo Governo não incluem a outorga de propriedade do terreno onde as usinas estão localizadas. As concessionárias de eletricidade no Brasil, em geral, têm de negociar com cada um dos proprietários da terra para obter o terreno necessário. No entanto, caso uma concessionária deixe de obter o terreno necessário dessa forma, tal terreno poderá ser desapropriado para uso da concessionária mediante legislação específica. Nos casos de desapropriação governamental, as concessionárias poderão ter de participar de negociações relacionadas ao valor da indenização com os proprietários e para o reassentamento dessas comunidades em outras áreas. Nossa política de reassentamento tem resultado, via de regra, no acordo em processos de desapropriação.

Estrutura Organizacional e Desverticalização

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG e operadas diretamente por ela. De acordo com nossos principais contratos de concessão, contudo, estamos obrigados a reestruturar nosso negócio (após obter a autorização legal necessária), 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 aprovação da desverticalização por uma legislação estadual (além da aprovação do acionista que deverá ser obtida) 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 aprovada.

Esse processo de desverticalização resultaria em uma nova estrutura organizacional na qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição, cada qual desenvolveria suas operações como companhia separada, subsidiária integral da CEMIG. Cada nova companhia a ser criada seria constituída nos termos das leis do Brasil. Uma vez que cada subsidiária seria uma subsidiária integral da CEMIG, o poder efetivo de voto de nossos acionistas relativo a essas novas subsidiárias permaneceria, 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.

Em virtude de não termos completado o processo de reorganização antes do final do ano de 2000, conforme estipulado em nossos contratos de concessão, a ANEEL impôs uma multa de R\$4 milhões. No entanto, nós solicitamos formalmente que a ANEEL prorrogasse por 12 meses o prazo para a desverticalização e, em 20 de setembro de 2001, a ANEEL concedeu a prorrogação para a conclusão do processo de desverticalização até 21 de setembro de 2002. Em 31 de outubro de 2001, a ANEEL cancelou a multa anteriormente imposta. Não concluímos o processo de desverticalização até 21 de setembro de 2002, por essa razão, em 11 de novembro de 2002, a ANEEL impôs uma multa de R\$5,5 milhões contra nós. Contudo, em 28 de novembro de 2002, apresentamos recurso contra a multa imposta pela ANEEL porque a reestruturação exige legislação específica do Governo Estadual (além da aprovação adicional do acionista que deverá ser obtida) e, por esse motivo, acreditamos que não deveríamos ser considerados responsáveis por qualquer não cumprimento das exigências de reestruturação ou por quaisquer multas ou penalidades a ela associadas.

Não obstante as informações dos parágrafos precedentes, em virtude de declarações públicas recentes do Governo Federal, relatadas pela mídia, esperamos que o Governo Federal modifique a estrutura regulatória do setor de energia no futuro próximo e, em decorrência disso, a reestruturação das companhias de energia elétrica integrada verticalmente poderá deixar de ser exigida. Caso as exigências de reestruturação sejam eliminadas, solicitaremos que a ANEEL altere nossos contratos de concessão para retirar as cláusulas de reestruturação e rescindiremos nossos planos de reestruturação. Vide “Fatores de Risco – Riscos Relacionados à CEMIG – Dificuldades relativas à reestruturação de nossas operações poderiam prejudicar nosso negócio”.

Visão Geral do Negócio

Introdução

Durante 2002, geramos em nossas usinas aproximadamente 57% do valor total da eletricidade vendida por nós a consumidores finais e perdemos por razões técnicas e não técnicas, e compramos o restante de terceiros. 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 de energia (Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Sistema Interligado de Energia”). Compramos, também, energia gerada por APEs ou de produtos independentes de energia, ou PIEs, que estão localizados em nossa área de concessão. Como parte de nossa atividade de distribuição, entregamos energia que compramos das fontes acima mencionadas para nossos consumidores finais e do sistema interligado de energia. Entregamos também 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:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
Eletricidade gerada pela CEMIG	21.608	18.957	30.228
Eletricidade gerada por APES	1.234	1.003	2.005
Eletricidade gerada por Ipatinga ⁽¹⁾	348	344	301
Eletricidade gerada por Sá Carvalho ⁽²⁾	425	325	27
Eletricidade comprada de Itaipu.....	12.735	11.935	13.967
Eletricidade comprada do sistema interligado de energia e outras concessionárias	13.022	14.420	2.851
Eletricidade entregue a consumidores finais	34.862	34.279	37.542
Eletricidade entregue a APES.....	1.323	1.323	1.618
Eletricidade entregue a Ipatinga ⁽¹⁾	348	344	301
Eletricidade entregue a Sá de Carvalho ⁽²⁾	425	325	27
Eletricidade entregue ao Sistema Interligado e outras concessionárias	7.863	7.120	5.767
Perdas ⁽³⁾	4.551	3.593	4.124

⁽¹⁾ Refere-se à Usina Térmica Ipatinga S.A.. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Subsidiárias de Geração”.

⁽²⁾ Refere-se à Usina de Sá Carvalho S.A. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Subsidiárias de Geração”.

⁽³⁾ 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 consequência de conexões ilegais e por outras razões. Vide “- Perda de Energia”.

Geração

Em 31 de dezembro de 2002, fomos a sexta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil tendo em vista o total de capacidade instalada. Em 31 de dezembro de 2002, geramos eletricidade em 44 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, dispoendo de capacidade instalada total de geração de 5.712 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.540 MW, as usinas termelétricas responderam por 171 MW e nossa usina eólica respondeu por 1 MW. Sete de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 87% de nossa capacidade de geração elétrica instalada em 2002. Fornecemos aproximadamente 97% da eletricidade consumida em Minas Gerais durante 2002. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, geramos aproximadamente 57% da quantidade total de energia entregue a consumidores finais e perdemos por razões técnicas e não técnicas. Vide “- Perdas de Energia”.

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 dezembro de 2002, nossa linha de transmissão de Minas Gerais consistia de 2.170 quilômetros de linhas de 500 kV, 1.921 quilômetros de linhas de 345 kV e 745 quilômetros de linhas de 230kV, bem como de 30 subestações com total de 89 transformadores e capacidade de transformação total de 14.563 MVA.

Distribuição

Detemos concessão de distribuição exclusiva em Minas Gerais para consumidores que necessitam de menos de 3 MW de eletricidade a níveis de voltagem abaixo de 69 kV. A área de nossa concessão cobre aproximadamente 567.270 km², ou 96,7% do território do estado. Em 31 de dezembro de 2002, detínhamos e operávamos 344.696 quilômetros de linhas de distribuição, por meio das quais fornecemos energia elétrica a aproximadamente 5,6 milhões de consumidores. Em 31 de dezembro de 2002, fomos a maior concessionária de distribuição no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais. Da eletricidade por nós fornecida a consumidores finais em 31 de dezembro de 2002, fornecemos

61,5% a consumidores industriais, 17,9% a consumidores residenciais, 9,2% a consumidores comerciais e 11,4% a consumidores rurais e outros consumidores.

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 Gerais por intermédio da Gasmig, nossa subsidiária integral consolidada. Estamos também desenvolvendo o negócio de telecomunicações por meio de nossa subsidiária Infovias, uma companhia criada para fins de prestação de serviços de rede de fibra óptica e de cabos coaxiais instalada ao longo de nossa rede de transmissão e distribuição por meio das quais serviços de telecomunicações 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.

	Exercício findo em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Vendas de eletricidade a consumidores finais	5.458	4.587	4.478
Reajuste extraordinário regulatório de tarifa	281	789	—
Vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia	161	517	145
Uso de rede básica de transmissão	185	154	139
Vendas de gás natural	200	116	80
Serviços prestados	23	24	38
Telecomunicações e outros	37	10	6
Total	6.345	6.197	4.886

Geração e Compra de Energia Elétrica

Geração

Em 31 de dezembro de 2002, detínhamos e operávamos com nossas subsidiárias 48 usinas elétricas, das quais 44 eram hidrelétricas, três delas eram termelétricas e uma delas era usina eólica. Na mesma data, a capacidade instalada de nossas usinas hidrelétricas, de nossas usinas termelétricas e de nossa usina eólica era 5.540 MW, 171 MW e 1 MW, respectivamente, perfazendo capacidade instalada total de 5.712 MW.

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes a nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2002:

Instalação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Garantida⁽¹⁾ (média MW)	Ano de Início de Operações	Capacidade Instalada % do Total	Data de Expiração da Concessão
Principais Usinas Hidrelétricas					
São Simão	1.710	1.207,00	1978	29,6	Janeiro de 2015
Emborcação	1.192	559,00	1982	20,7	Julho de 2005
Nova Ponte.....	510	301,00	1994	8,8	Julho de 2005
Jaguara	424	329,00	1971	7,4	Agosto de 2013
Miranda.....	408	180,00	1998	7,1	Dezembro de 2016
Três Marias	396	243,00	1962	6,9	Julho de 2015
Volta Grande.....	380	250,00	1974	6,6	Fevereiro de 2017
Salto Grande	102	71,00	1956	1,7	Julho de 2015
Sá Carvalho	78	58,00	2000 ⁽²⁾	1,4	Dezembro de 2024
Itutinga	52	27,00	1955	0,9	Julho de 2015
Camargos	46	17,00	1960	0,8	Julho de 2015
Porto Estrela	37 ⁽³⁾	18,60 ⁽³⁾	2001	0,7	Julho de 2032
Igarapava	30 ⁽⁴⁾	18,31 ⁽⁴⁾	1999	0,5	Maio de 2025
Funil.....	29 ⁽⁵⁾	15,00 ⁽⁵⁾	2002	1,5	Dezembro de 2035
Piau	18	8,00	1955 ⁽²⁾	0,3	Julho de 2015
Gafanhoto	14	6,68	1946	0,2	Julho de 2015
Usinas Hidrelétricas de Menor Porte	114	61,80	-	2,0	-
Usinas Termelétricas					
Igarapé	131	93,00	1978	2,3	Agosto de 2004
Ipatinga	40	-	2000	0,7	Dezembro de 2014
Formoso	0,4	0,22	1992	0,0	Indefinido
Usina eólica	1	0,30	1994	0,0	-
Total.....	5.712	3.463,91	-	100,0%	-

- (1) Energia Garantida significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pela ANEEL, de acordo com estudos realizados pela NOS. O cálculo da Energia Garantida considera fatores tais como capacidade do reservatório e conexão com outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não prevêem volumes superiores à Energia Garantida da Usina.
- (2) Indica a data de nossa aquisição.
- (3) Representa nossa participação na Porto Estrela (33,33%).
- (4) Representa nossa participação na usina de Igarapava (14,5%).
- (5) Representa nossa participação na usina do Funil (49,0%).

As tabelas a seguir mostram informações operacionais adicionais relacionadas às nossas operações de geração de eletricidade nas datas indicadas:

Voltagem das Linhas de Ligação	Extensão da Rede de Distribuição de Linhas de Geração em Km (de nossas usinas até subestações de geração)		
	Em 31 de dezembro,		
	2002	2001	2000
500 kV	6,9	6,9	6,9
345 kV	1,0	1,0	1,0
138 kV	8,8	7,8	7,8
34.5 kV	34,7	34,7	34,7
Total.....	51,4	50,4	50,4

	Capacidade de Transformação Abaixadora das Subestações de Geração		
	Em 31 de dezembro,		
	2002	2001	2000
Número de subestações abaixadoras	48	46	40
MVA.....	6.240	6.142	6.080

- (1) Capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber uma certa voltagem e liberá-la à uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Subsidiárias de Geração

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

Usina Térmica 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 Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A., ou Usiminas, uma grande siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas localizada no leste de Minas Gerais. Em 2000, 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.

Sá Carvalho S.A. Operamos a usina hidroelétrica Sá Carvalho, localizada no Rio Piracicaba, no Município de Antônio Dias, no Estado de Minas Gerais, por meio de nossa subsidiária Sá Carvalho, que adquirimos da Acesita S.A., ou Acesita, uma siderúrgica, por R\$87 milhões em 2000. Os recursos foram providos pela emissão de debêntures por um *trust* especial, UHESC S.A., recursos esses que estamos obrigados a amortizar. Em 5 de junho de 2003, renegociamos a taxa de juros aplicável a 46,67% do valor total do principal de tais debêntures para o próximo biênio e os 53,33% restantes foram resgatados. Consequentemente, na mesma data pagamos R\$64 milhões relativos ao resgate de 55,33% de tais debêntures. Veja nota 32(e) das demonstrações financeiras consolidadas.

Cemig Capim Branco Energia S.A. Constituímos a Cemig Capim Branco Energia S.A. para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em sociedade com a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, ou CVRD, uma companhia de mineração, Comercial e Agrícola Paineiras, uma agroindústria e Companhia Mineira de Metais, uma metalúrgica. O projeto consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Essas usinas serão construídas no Rio Araguari na parte oeste de Minas Gerais. Em 31 de maio de 2003 investimos R\$12,5 milhões em estudos de viabilidade relacionados a esse projeto e nossos parceiros reembolsarão essas despesas. Espera-se que a construção do Complexo de Eletricidade Capim Branco terá início em setembro de 2003. Espera-se que a geração comercial em Capim Branco I terá início em janeiro de 2006. Espera-se que a geração comercial em Capim Branco II terá início em dezembro de 2006. As concessões relativas a essas usinas expiram em 31 de julho de 2036. Celebramos contrato de compra com Cemig Capim Branco Energia S.A. nos termos do qual somos obrigados a adquirir a energia produzida por Capim Branco I e Capim Branco II durante 20 anos a contar da data de início da operação comercial de cada uma das usinas. O contrato ainda não foi aprovado pela ANEEL. Além disso, somos réus, juntamente com a CVRD, Comercial e Agrícola Paineiras e Companhia Mineira de Metais em uma ação popular movida pelos cidadãos de Minas Gerais que alega que a licença correta não foi obtida e busca anular as licenças ambientais relativas às usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos – Processos Judiciais relacionados a Questões Ambientais.”

Usina Termelétrica Barreiro S.A. Constituímos da Usina Termelétrica Barreiro S.A. para participar, em parceria com a Vallourec & Mannesmann – V&M do Brasil S.A., ou Vallourec & Mannesmann, uma metalúrgica, na construção e operação da usina termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, utilizando gás de alto-forno como combustível. A construção da usina, localizada na propriedade da Vallourec & Mannesmann em Barreiro na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais, iniciou em abril de 2002. Somos responsáveis pela compra, construção, operação e manutenção da usina. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$4,7 milhões nesse projeto. A Vallourec & Mannesmann proverá as instalações, fornecerá o combustível e assinará um contrato de compra de energia para assegurar a garantia do retorno sobre nosso investimento. A geração está prevista para iniciar em agosto de 2003. A ANEEL solicitou que transferíssemos nossa participação na Usina Termelétrica Barreiro S.A. para uma sociedade na qual temos participação minoritária. A ANEEL autorizou a transferência dessa participação para a Central Termelétrica de Cogeração S.A., uma companhia que constituímos em 2003 em sociedade com a Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA, ou COPASA, a empresa estatal de água e esgotos de Minas Gerais. A Central Termelétrica de Cogeração S.A. ainda não iniciou suas operações.

Horizontes Energia S.A. Constituímos a Horizontes Energia S.A. para gerar e comercializar eletricidade como um PIE, por meio da operação comercial das seguintes usinas hidroelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (localizada no Rio Pardo nos municípios de Águas Vermelhas e

São João do Paraíso no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 1,72 MW); Usina de Salto do Paraopeba (localizada no Rio Paraopeba na cidade de Jeceaba no Estado de Minas Gerais, com capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (localizada no Rio Chapecozinho na cidade de Xanrerê no Estado de Santa Catarina, com capacidade instalada de 6,76 MW); e Usina de Salto do Passo Velho (localizada no Rio Chapecozinho na cidade de Xanzerê no Estado de Santa Catarina, com capacidade instalada de 1,66 MW), assim como outros projetos de geração a serem adquiridos ou construídos com nossa participação. A concessão relativa à Usina de Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. Celebramos contrato com Horizontes Energia S.A., nos termos do qual somos obrigados a adquirir a energia gerada pelas usinas de propriedade de Horizontes Energia S.A. de março de 2003 até dezembro de 2017. Este contrato ainda não foi aprovado pela ANEEL.

CEMIG PCH S.A. Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. A CEMIG PCH S.A. ainda não iniciou operações. A CEMIG PCH S.A. atualmente é detentora dos ativos referentes à usina Pai Joaquim. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$31,5 milhões em projetos relativos à usina Pai Joaquim. A ANEEL solicitou que transferíssemos os ativos da usina Pai Joaquim para a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A., sociedade em que detemos participação minoritária, e estamos em processo de efetuação da transferência dos referidos ativos.

Possuímos também participação minoritária nas seguintes sociedades:

Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. Constituímos a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A em sociedade com a COPASA com relação ao projeto Pequena Central Hidrelétrica Pai Joaquim, que consiste na construção de uma nova usina hidrelétrica e na remontagem da atual central elétrica de Pai Joaquim. As principais atividades da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. serão a produção e venda de energia elétrica, como um PIE. A construção teve início em abril de 2002 e esperamos que o projeto esteja concluído em dezembro de 2003. A Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A ainda não iniciou suas operações. Possuímos participação de 49% na Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. .

Central Termelétrica de Cogeração S.A. Constituímos a Central Termelétrica de Cogeração S.A. em sociedade com a COPASA. As principais atividades da Central Termelétrica de Cogeração S.A. serão a produção e venda de energia elétrica, como um PIE. A ANEEL solicitou que transferíssemos nossa participação na Usina Termelétrica Barreiro S.A. para a Central Termelétrica de Cogeração S.A.. A Central Termelétrica de Cogeração S.A. ainda não iniciou suas operações. Possuímos participação de 49% na Central Termelétrica de Cogeração S.A..

Expansão da Capacidade de Geração

Nosso plano de investimento de capital apresentado à ANEEL atualmente prevê o aumento da capacidade de geração instalada de nossas instalações hidrelétricas em 809 MW durante os próximos quatro 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. A construção das usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II, da usina hidrelétrica de Pai Joaquim e da usina termelétrica de Barreiro descritas em “- Subsidiárias de Geração” acima, constituem uma parte de nosso plano de investimento de capital. Segue-se breve descrição de outros projetos planejados, cuja conclusão está sujeita a várias contingências, estando certas delas fora de nosso controle:

Usina Hidrelétrica de Queimado. Nossa parceira neste projeto é a Companhia Energética de Brasília, ou CEB, empresa controlada pelo estado 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, teve início em 10 de agosto de 2000. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$112,5 milhões no projeto. Esperamos que a geração comercial seja iniciada em agosto de 2003. A usina fica situada no Rio Preto, abrangendo áreas nos estados de Minas Gerais e Goiás e no Distrito Federal. A concessão relativa a esta usina expira em 17 de dezembro de 2032.

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 da primeira unidade principie em dezembro de 2002. A geração comercial relativa à segunda e terceira unidades espera-se que terá início

no segundo semestre de 2003. Detemos uma participação de 49% nesse projeto e a nossa sócia, CVRD, detém uma participação de 51%. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$108,3 milhões nesse projeto.

Usina Hidrelétrica de Aimorés. A usina hidrelétrica de Aimorés, a ser construída no Rio Doce, terá capacidade instalada de 330 MW. Detemos participação de 49% nesse empreendimento e nossa sócia, a CVRD, detém participação de 51%. A construção teve início em maio de 2001 e o início da geração comercial está programado para ter início em abril de 2004. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$209,5 milhões nesse projeto. A concessão relativa a essa usina expira em 19 de dezembro de 2035. Somos réus, com a CVRD, em uma ação popular impetrada pelo Promotor Público de Minas Gerais alegando que a licença adequada não foi obtida e buscando anular as licenças ambientais relativas a essa usina e revogar a respectiva concessão. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Processos – Processos Judiciais relacionados a Questões Ambientais.”

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. A construção teve início em abril de 2002 e espera-se que a geração comercial tenha início em agosto de 2005. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$235,6 milhões nesse projeto, incluindo R\$22,5 milhões em 2002 em dividendos devidos ao Governo Estadual nos termos de um contrato firmado entre nós e o Governo Estadual.

Empreendimentos conjuntos de Co-geração com Clientes

Pretendemos celebrar empreendimentos conjuntos com consumidores industriais com o fim de desenvolver instalações de co-geração. Essas instalações seriam construídas nos estabelecimentos dos consumidores e gerariam eletricidade com utilização de combustível produzido pelos processos industriais do cliente. Cada projeto de co-geração seria financiado, em parte, por meio de um contrato com o consumidor para a compra da eletricidade gerada nas instalações do consumidor. 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 exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, compramos 12.735 GWh de eletricidade de Itaipu, representando aproximadamente 36% da eletricidade por nós vendida a usuários finais. Ademais, durante os mesmos períodos, compramos 13.022 GWh de eletricidade do Sistema Interligado e outras concessionárias, o que representou aproximadamente 37% da eletricidade vendida a usuários finais.

Itaipu. É uma das maiores usinas hidrelétricas 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, de acordo com tratado de 1973 celebrado com o Paraguai, tem a opção de 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 23 companhias de distribuição de energia elétrica 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. Estamos obrigados 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 em reais 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 companhias 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 companhias de eletricidade. Este procedimento é conhecido como Mecanismo de Realocação de Energia. 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.

Transmissão

Visão Geral

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 de transmissão, a rede de transmissão de energia elétrica de todo o território 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, o ONS celebra contratos com companhias de geração, companhias de distribuição e consumidores livres para uso da rede básica de transmissão. Conforme os contratos celebrados entre o NOS e usuários da rede básica de transmissão, os usuários pagam uma parte das receitas que temos permissão de receber (conforme determinação da ANEEL), nos termos de nosso contrato de serviço de transmissão. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, registramos uma receita total de R\$185 milhões em decorrência desse acordo. 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 básica de transmissão exige que paguemos tarifas programadas ao NOS e aos proprietários de trechos diferentes da rede básica de transmissão. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, registramos despesas no total R\$298 milhões relativas aos pagamentos efetuados 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 dezembro de 2002, possuíamos, também, 11 consumidores industriais aos quais fornecíamos diretamente eletricidade de alta voltagem (igual ou superior a 230 kV por consumidor industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Esses consumidores industriais responderam por aproximadamente 11,9% do volume total de eletricidade por nós vendida no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002. 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 Km (de subestações de geração para subestações de distribuição)
Em 31 de dezembro de

	2002	2001	2000
Voltagem da Rede de Transmissão			
500 kV	2.163	2.163	2.166
345 kV	1.921	1.913	1.877
230 kV	745 ⁽¹⁾	859	891
Total	4.829	4.935	4.934

(1) Reduzimos a extensão de nossa rede de transmissão de 230 kV em 2002 porque Escelsa Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. conectou sua própria linha de transmissão de 230 kV da Usina de Mascarenhas à nossa subestação de distribuição de Valadares.

	Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações⁽¹⁾		
	Em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
Número de subestações abaixadoras	30	30	29
MVA	14.563	14.263	13.892

(1) A capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

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.

Itajubá 3. A ANEEL outorgou-nos essa concessão em junho de 2000 para construção e operação de Itajubá 3, uma subestação abaixadora de transmissão de 600 MVA de Minas Gerais, no primeiro processo licitatório realizado pela ANEEL tendo por objeto uma subestação de transmissão. A construção teve início em outubro de 2000, e foi concluída em abril de 2003. A subestação tem dois transformadores de 300 MVA, com capacidade abaixadora de 500 - 138 kV, cada um deles conectado à rede básica de transmissão por meio de duas linhas de transmissão de 500 kV. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$72,2 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 supre a rede de distribuição regional, dobrando a capacidade de transformação abaixadora instalada da região. Itajubá 3 aumentou consideravelmente a eficiência e confiabilidade de nosso sistema de transmissão e sua capacidade de atender novos consumidores.

Vespasiano 2. Em outubro de 2001, a ANEEL outorgou-nos a concessão para a construção e operação da Subestação Vespasiano 2, próximo de Belo Horizonte. A construção teve início em outubro de 2001 e terminou em maio de 2003. Essa subestação tem dois transformadores de 300 MVA, cada um deles com uma capacidade abaixadora de 500 – 138kV. Essa subestação está ligada à rede básica de transmissão através de uma linha de transmissão e fornece energia adicional à região central de Minas Gerais. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$60 milhões nesse projeto.

Bom Despacho 3. A ANEEL outorgou-nos a concessão para a construção e operação da Subestação Bom Despacho 3 em fevereiro de 2002. Essa subestação será construída na cidade de Bom Despacho a 150 Km de Belo Horizonte e está programada para ser concluída no segundo trimestre de 2004. A meta deste projeto é aumentar a confiabilidade da rede básica de transmissão na Região Sudeste do Brasil. Essa subestação incrementará a operação de nosso sistema e fornecerá 100 MVA de energia reativa ao sistema que melhorará a qualidade da eletricidade em nosso sistema e a rede básica de transmissão. Em 31 de maio de 2003, investimos R\$1,1 milhão nesse projeto.

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

Distribuição

Visão Geral

Nossas operações de distribuição consistem da transferência de eletricidade de subestações de distribuição 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 consumidores industriais aos valores mais elevados da escala de voltagem e a consumidores residenciais e comerciais aos valores mais baixos da escala.

De 1º de janeiro de 1998 a 31 de dezembro de 2002, investimos aproximadamente R\$1.935 milhões na construção e aquisição de ativos imobilizados, planta e equipamentos utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

Em 31 de dezembro de 2002, fornecíamos eletricidade a uma área geográfica que compreende 96,7% de Minas Gerais, atendendo aproximadamente 5,6 milhões de consumidores, ou seja, cerca de 99,4% e 84,1% das populações urbanas e rurais de Minas Gerais, respectivamente. No exercício de 2002, efetuamos a ligação e o faturamento de 179.418 novos consumidores. Dentre esses novos consumidores encontram-se aqueles ligados como parte de nossos programas de eletrificação rural e urbana. Em 31 de dezembro de 2002, nossa rede de distribuição consistia de 525.653 transformadores de distribuição e 346 subestações de distribuição medindo a rede de distribuição, no todo, aproximadamente 344.696 quilômetros, em comparação com 336.917 quilômetros em 31 de dezembro de 2001. Em 31 de dezembro de 2002, éramos a maior concessionária de distribuição de eletricidade no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais.

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

Voltagem da rede de distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Km (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
161 kV	54,7	55,0	48,7
138 kV	10.434,0	10.288,0	10.329,6
69 kV	4.618,0	4.727,9	4.178,7
34,5 kV + Outras.....	951,3 ⁽¹⁾	985,3 ⁽¹⁾	1.387,4
Total.....	16.058,0	16.056,2	15.944,4

Tipo de redes de distribuição	Extensão da Rede de Distribuição em Km (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
Redes de distribuição urbanas aéreas	55.082,0	54.413,8	53.072,7
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	313,6	312,3	306,9
Redes de distribuição rurais aéreas	273.244,0	267.966,3	258.999,9
Total.....	328.639,6	322.692,4	312.379,5

	Capacidade de Transformação Abaixadora de Subestações ⁽²⁾		
	Em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
Número de subestações	346	344 ⁽³⁾	293
MVA.....	7.952,2	7.860,3	7.983,0

(1) A diminuição na extensão da rede de distribuição dessas linhas deve-se à remoção de certas linhas no leste de Minas Gerais em virtude da conversão de linhas de 34,5 kV para linhas 69 kV.

(2) a capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber energia a uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

(3) O aumento significativo no número de subestações de distribuição de 2000 para 2001 é o resultado da definição revisada da subestação de distribuição de acordo com a legislação do setor elétrico brasileiro. As subestações abaixadoras com voltagem

inferior a 230 kV ligadas e registradas como ativos de geração são atualmente consideradas como parte do nosso negócio de distribuição, embora a parcela elevadora dessas subestações permaneça classificada como subestações de geração.

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 consumidores, aumentos da utilização de eletricidade entre nossos consumidores 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 aproximadamente 845.000 novos consumidores urbanos e 145.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 360.000 postes de rede de distribuição de média tensão, 1.228 quilômetros de linhas de transmissão e 14 subestações abaixadoras à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 841,5 MVA. Nos próximos cinco anos, esperamos investir aproximadamente R\$1,8 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 2006. Isto requererá recursos da ordem de aproximadamente R\$420 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 não técnicas. Em 2002, nosso nível de total de perdas de energia foi de 9,2% do total da eletricidade que geramos e adquirimos durante esse período.

As perdas técnicas representam aproximadamente 93% de nossas perdas de energia. Essas perdas são o resultado inevitável do retrocesso do processo de transformação e transporte da energia elétrica através de 4.830 quilômetros de linhas de transmissão e 344.696 quilômetros de linhas de distribuição que operamos.

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 tensão a fim de minimizar perdas.

As perdas não técnicas representam 7% de nossas perdas de energia remanescentes, que resultam de fraude, conexões ilegais (que cresceram durante o Plano de Racionamento de Energia), erros de medição e defeitos do medidor. As perdas representaram 0,5% da eletricidade vendida durante 2002. A fim de minimizar as perdas não técnicas, tomamos medidas preventivas, regularmente, incluindo:

- inspeção de medidores e conexões dos consumidores;
- 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 do banco de dados do consumidor; e
- desenvolvimento de uma rede de distribuição protegida contra roubo.

Além disso, desenvolvemos um sistema integrado projetado para auxiliar a detectar e medir perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição.

Clientes e Faturamento

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 exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, vendemos 35.584 GWh de energia, representando receita de R\$5.458 milhões. Essas cifras não incluem vendas ao sistema interligado de energia e outras concessionárias.

Para o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2002, comparado ao período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2001, o volume de energia elétrica vendido por nós a consumidores industriais, comerciais, rurais e outros aumentou 2,6%; 0,4%; 8,5% e 4,3%, respectivamente, enquanto o volume vendido a clientes residenciais teve queda de 1,8%.

A tabela a seguir fornece informações relativas ao número de consumidores que tínhamos em 31 de dezembro de 2002, bem como ao consumo por categoria de consumidor nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000:

Categoria de Consumidor	Número de consumidores em 31 de dezembro de	Consumo (GWh)		
		Exercícios findos em 31 de dezembro de		
		2002	2001	2000
Industrial.....	68.211	21.906 ⁽¹⁾	21.351 ⁽¹⁾	22.247 ⁽¹⁾
Residencial.....	4.615.178	6.360	6.475	7.576
Comercial.....	515.771	3.283	3.269	3.584
Rural.....	338.396	1.705	1.572	1.676
Consumo Próprio	1.339 ⁽²⁾	50	52	62
Outros.....	52.593	2.330	2.229	2.425
Total.....	5.591.488	35.634	34.948	37.570

(1) Inclui o consumo de Sá Carvalho e Ipatinga, que consomem toda a energia que produzem.

(2) Refere-se ao número de nossas instalações que utilizam nossa energia, cada uma delas é considerada um cliente segundo os regulamentos da ANEEL.

Em 2002, tivemos acréscimo e faturamos para 179.418 novos consumidores, representando crescimento de 3,3% em comparação com 2001, decorrente da expansão adicional de nossos sistemas de transmissão e distribuição.

A maior parte da eletricidade por nós vendida é comprada por grandes consumidores industriais. Em 31 de março de 2002, 11 de nossos consumidores industriais eram servidos por energia elétrica de alta voltagem fornecida por ligações diretas a nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 11,9% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica no período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2002, e aproximadamente 6,8% de nossa receita. No mesmo período, nossos dez maiores consumidores industriais responderam por praticamente 19,6% da eletricidade consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes é de propriedade do Governo Estadual ou Federal.

Em 31 de dezembro de 2002, celebramos contratos de compra e venda de eletricidade padrão com 3.647 de nossos consumidores industriais, dos quais 570 apresentavam demanda superior a 500 kW. Nosso contrato de compra e venda de eletricidade padrão celebrado com consumidores 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 consumidor industrial em 31 de dezembro de 2002:

Consumidores industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo como Porcentagem do Volume de Vendas de Energia Industrial Total
Siderurgia	4.619	21,09
Indústria de ferroligas.....	3.934	17,96
Indústria de metais não-ferrosos.....	2.427	11,08
Indústria mineradora.....	2.182	9,96
Indústria de cimento.....	1.026	4,68
Indústria automotiva.....	542	2,47
Outros.....	7.176	32,76
Total de consumidores industriais.....	21.906	100,00%

A tabela a seguir fornece informações adicionais relativas a nossos dez maiores clientes em 2002:

Dez Maiores Clientes
(relacionados por ordem de energia total comprada de nós, em GWh, em 2001)

	Indústria
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.– USIMINAS	Siderurgia
Alcoa Alumínio S.A.– ALCOA	Alumínio
Alcan Alumínio do Brasil S.A.– ALCAN.....	Alumínio
Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio – CBCC	Ferroligas
White Martins Gases Industriais S.A.	Química
Belgo Mineira Participações Ind. Com. S.A.	Siderurgia
Rima Eletrometalurgia S.A.	Ferroligas
Companhia Ferro Ligas de Minas Gerais – MINASLIGAS	Ferroligas
Ligas de Alumínio S.A.– LIASA	Ferroligas
Italmagnésio Nordeste S/A.....	Ferroligas

A Alcoa Alumínio S.A., ou ALCOA, nosso maior cliente em 2001 em termos de eletricidade comprada, tornou-se uma APE em abril de 2002 e agora gera eletricidade para uso próprio em uma usina localizada fora do estado de Minas Gerais, construída para esse fim. Consequentemente, a ALCOA reduziu gradualmente a quantidade de energia adquirida de nós e não é mais o nosso maior consumidor industrial. Uma parcela da energia anteriormente vendida à ALCOA é atualmente vendida para novos clientes e o restante dessa energia é vendido no MAE.

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos a fornecimento de eletricidade variam segundo a categoria de consumidor. Nossos consumidores 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 consumidores 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 após a entrega da fatura, 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 31 de dezembro de 2002, eram-nos devidos aproximadamente R\$414 milhões em faturas vencidas, originadas de cerca de 1,9 milhão de contas. Esse valor representou 7,6% de nossas vendas de 2002. Deste valor, R\$122 milhões correspondiam a faturas vencidas por período menor ou igual a 30 dias. Desde 31 de dezembro de 2002 temos acumulado R\$58 milhões como provisão para devedores duvidosos, representando 14% de nossos montantes vencidos. 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 consumidores industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial. 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 (não incluindo nosso próprio consumo) de 2000 até 2002, em GWh, são apresentadas abaixo:

<u>Ano</u>	<u>Primeiro Trimestre</u>	<u>Segundo Trimestre</u>	<u>Terceiro Trimestre</u>	<u>Quarto Trimestre</u>
2000.....	8.923	9.364	9.572	9.649
2001.....	9.602	9.613	7.800	7.881
2002.....	8.295	9.074	9.114	9.101

Os consumos por consumidores finais durante o terceiro e quarto bimestres de 2001 e o primeiro trimestre de 2002, se comparados aos mesmos períodos de anos anteriores, sofreram uma queda em razão

do Plano de Racionamento de Energia. O consumo de clientes residenciais continua fraco e não voltou aos níveis pré-acionamento.

Concorrência

Concorrência, Grandes Clientes e “Consumidores Livres”

Em consequência de legislação recente, há possibilidade de outros distribuidores ou negociadores de energia oferecerem 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 companhias de distribuição e transmissão permitam que terceiros utilizem suas redes e instalações auxiliares para transmissão de eletricidade mediante pagamento de uma taxa e possibilita a certos consumidores de eletricidade de grande porte, que denominamos “consumidores livres”, firmar contratos com outros fornecedores para fornecimento de eletricidade. Nossa expectativa é que futuras mudanças regulatórias permitam que alguns clientes de menor porte sejam classificados como “consumidores livres” também, possibilitando que adquiram sua energia elétrica de qualquer fornecedor que desejarem; entretanto, não acreditamos que os clientes residenciais tenham acesso a tal possibilidade num futuro próximo. Atualmente, os consumidores livres dispõem de várias alternativas de distribuição, tais como:

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

Ademais, as propostas do Governo Federal referentes à revitalização do setor elétrico estabelecem que consumidores livres em nossa área de concessão que optem por contratar conosco o seu suprimento de energia, terão o direito de comprar a energia por eles consumida em leilões públicos a serem realizados pelo Governo Federal. Para maiores detalhes sobre as medidas de revitalização, vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias – Concorrência” no Anexo A.

Vários de nossos clientes enquadram-se na categoria de consumidores livres. Dessa forma, firmamos contratos com esses clientes de forma personalizada, para que possamos nos manter competitivos em relação a outros fornecedores de energia elétrica que tais consumidores têm direito a escolher. Até 31 de maio de 2003, celebramos 12 contratos com consumidores livres representando um total de 349 MW, incluindo dois contratos com consumidores livres fora de nossa área de concessão. Estamos atualmente negociando mais 14 contratos com consumidores livres, 10 dos quais relacionados a consumidores livres fora de nossa área de concessão. Até o momento, todos os consumidores livres localizados em nossa área de concessão firmaram contratos de fornecimento personalizado de energia conosco.

Exceto no caso da ALCOA, não temos conhecimento de planos, por parte de qualquer consumidor livre, de firmar contrato diretamente com geradoras ou negociadores que não a Companhia ou de passar para a auto-geração. Acreditamos ser prematuro determinar o possível efeito desse aumento em potencial de concorrência sobre nossos resultados operacionais. 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 consumidores industriais de grande porte. Durante mais de 40 anos, tivemos um departamento exclusivamente dedicado à prestação de serviços a consumidores desse tipo. De acordo com nossa política de marketing, designamos gerentes a consumidores específicos, o que nos permite prestar serviços de atendimento ao consumidor sob medida. Por exemplo, desenvolvemos um site na Internet que os consumidores de grande porte podem utilizar em relação a serviços, informações e vendas.

Também desenvolvemos importantes relações com vários consumidores 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 Consumidores.”

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de sua expiração. Entretanto, em conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser renovadas sem necessidade de processo licitatório realizado pelo Governo Federal por prazos adicionais de até 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.

É possível também que vários de nossos consumidores industriais de grande porte, como a ALCOA, se tornem APÊs 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 consumidores industriais de grande porte poderia prejudicar nossos resultados das operações.

Matérias-primas

Nossa principal despesa com matérias-primas constitui a compra de óleo combustível, que é consumido por nossas três usinas termelétricas no processo de geração de eletricidade. O consumo de óleo combustível para o período encerrado em 31 de dezembro de 2002 representou despesa de R\$441 milhões, que nos foram reembolsados pela Conta de Consumo de Combustível, ou Conta CCC, criada pelo Governo Federal para compensar os custos operacionais marginais mais elevados das usinas termelétricas e para o qual, nós e as concessionárias do setor de eletricidade devem fazer contribuições. 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. Em 2002, a Gasmig forneceu cerca de um milhão de metros cúbicos de gás por dia a 102 consumidores industriais. Em 31 de dezembro de 2002, a Gasmig também forneceu gás natural a 46 postos de gás natural automotivo e a duas usinas de geração de eletricidade. Durante o período encerrado em 31 de dezembro de 2002, a Gasmig distribuiu aproximadamente 4% 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 metros cúbicos de gás por dia 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 consumidores de outras áreas de Minas Gerais, principalmente áreas densamente industrializadas.

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, a Gasmig apresentou receita total de R\$200 milhões e lucro líquido depois de impostos de R\$25 milhões.

Os dispêndios para aquisição de imobilizado durante os últimos três anos foram de R\$35 milhões. Em 2002, a Gasmig investiu aproximadamente R\$20,8 milhões na expansão de sua rede de gasoduto para atender mais clientes do Estado de Minas Gerais. Os fundos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e reinvestimento de dividendo. Atualmente, o gasoduto que leva o gás natural da bacia de Campos (Estado de Rio de Janeiro, Brasil) opera em capacidade total e, como tal, exigirá investimento adicional do Governo Federal em nova capacidade ou na construção de um novo gasoduto para prover o crescimento da demanda de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Os dispêndios para aquisição de imobilizado da Gasmig para 2003 serão, em sua maior parte, utilizados para a expansão de gasodutos existentes ou construção de novos gasodutos para prover o crescimento de gás natural em Minas Gerais.

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. Atualmente, detemos 99,92% das ações ordinárias da Infovias. A Infovias dispõe de um rede de cabos de fibras ópticas para telecomunicações de longa distância instalada ao longo de nossas grades de energia que utiliza cabos de fibra ótica subterrâneos. Esse suporte de comunicação está conectado a uma rede de acesso baseada em tecnologia de cabos de fibra híbrida-coaxial e está posicionado ao longo de nossas grades de energia. Locamos à Infovias nossa infra-estrutura de rede de acordo com um contrato de locação operacional de 15 anos por nós celebrado em 31 de março de 2000. Esse contrato ainda está sujeito à aprovação pela ANEEL. De acordo com 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 localá-la.

A Infovias iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicação fornecidos pela Infovias através de sua rede é o acesso e transporte de sinal, ambos para aplicações ponto-a-ponto e ponto-a-multiponto, prestados principalmente a operadoras de telecomunicações e provedores de serviços de Internet com base em canal exclusivo. A Infovias está estendendo seus serviços de Internet de banda-larga, atualmente disponíveis nas cidades de Belo Horizonte e de Poços de Caldas, para outras localidades em Minas Gerais.

A Infovias presta serviço de rede de televisão a cabo e Internet nas 20 maiores cidades de Minas Gerais, de acordo com contrato de prestação de serviço de 15 anos celebrado com a WAY TV Belo Horizonte S.A., ou WAY TV, e com a Brasil Telecomunicações S.A., que são detentoras das concessões para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet em algumas cidades de Minas Gerais, de acordo com o qual, a Infovias permite que essas companhias utilize sua infra-estrutura de rede. Em troca, a WAY TV e a Brasil Telecomunicações estão obrigadas a entregar à Infovias uma porcentagem de suas receitas geradas de seus subscritores de televisão a cabo e Internet. Em 31 de dezembro de 2002, essas duas companhias tinham aproximadamente 28.500 subscritores de televisão a cabo e 5.000 subscritores de serviço de Internet.

A Infovias detém 66,41% de participação na WAY TV, que inclui 49% de suas ações ordinárias. O controle da WAY TV é exercido pela Infovias mediante acordo de acionistas celebrado com o CLIC – Clube de Investimentos de Empregados da Cemig, ou CLIC, que detém 1,1% das ações ordinárias da WAY TV. De acordo com os termos desse acordo, CLIC concordou em votar conforme os interesses da Infovias em assembléias gerais de acionistas da WAY TV. Até esta data, a Infovias investiu aproximadamente R\$56 milhões na WAY TV.

A Infovias também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa conforme estabelecido em um contrato de cinco anos celebrado em 2001. Utilizamos esse serviço para as comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos consumidores. Em janeiro de 2003, apresentamos pedido de autorização da ANEEL a fim de celebrarmos uma alteração desse contrato

para renegociação de certos termos e condições. A ANEEL solicitou informações adicionais e estamos, agora, em processo de resposta à essa solicitação, junto com a Infovias.

Em setembro de 2002, a Infovias celebrou um contrato conosco de acordo com o qual deveremos fornecer informações geo-referenciadas e serviços relacionados à Infovias. Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL enviou aviso alegando que deixamos de obter a autorização necessária da ANEEL relacionada a esse contrato.

A ANEEL pode exigir o pagamento de uma multa relativa a nossos contratos com a Infovias caso considere que esses contratos estejam em desacordo com suas regulamentações. A ANEEL pode também exigir restrições quanto aos termos e condições desses contratos. A penalidade máxima é uma multa em um valor total igual a 2% de nossas receitas durante o período de 12 meses imediatamente anterior à exigência de tal multa.

Durante 2001, a Infovias apresentou receitas operacionais de R\$20 milhões, dos quais, R\$15 milhões são referentes à prestação de serviços de telecomunicação e R\$5 milhões referem-se à prestação de serviços de televisão a cabo e de Internet.

Os dispêndios para aquisição de imobilizado da Infovias durante os últimos três anos foram de R\$298 milhões. Os dispêndios de capital para aquisição de imobilizado da Infovias para 2003 serão basicamente utilizados para a expansão de sua rede de telecomunicações.

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 companhias governamentais em dez países, entre eles Canadá, Paraguai, Honduras, e El Salvador e para o governo do Panamá.

Em 9 de janeiro de 2002, constituímos a Efficientia S.A. para a prestação de serviços de soluções de otimização e eficiência de projeto e de operação e administração a usinas de fornecimento de energia. Detemos uma participação de 100% na Efficientia S.A. A Efficientia S.A. iniciou operações em 2003.

Em 12 de agosto de 2002, constituímos a CEMIG Trading S.A. para a condução dos negócios relativos à comercialização de energia. Detemos 100% de participação na CEMIG Trading S.A. A CEMIG Trading S.A. ainda não iniciou operações.

Matérias Ambientais

Visão Geral

Nossas atividades de geração, transmissão e distribuição estão sujeitas a legislação federal e estadual de cobertura ampla referente à preservação do meio ambiente. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias” contido no Anexo A. Os principais órgãos estaduais responsáveis pela expedição de licenças ambientais no estado de Minas Gerais são a Fundação Estadual do Meio Ambiente, ou FEAM e o Conselho Estadual de Política Ambiental, ou COPAM.

Acreditamos que estamos dando cumprimento nos aspectos relevantes as leis e regulamentos ambientais pertinentes. Durante o ano de 2002, investimos aproximadamente R\$11 milhões no cumprimento da legislação ambiental e dispendemos R\$15 milhões em despesas para medidas corretivas.

Licenças

A legislação brasileira aplicável exige que as licenças sejam obtidas no que respeita à construção, instalação, expansão e operação de qualquer empresa que utilize recursos ambientais, cause degradação ambiental, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição do meio ambiente. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias” contido no Anexo A.

Em geral, os governos estaduais administram o processo de concessão de licenças ambientais para instalações que serão construídas dentro de seus territórios. No entanto, o Governo Federal administra o processo de concessão de licenças para instalações que possam representar um impacto ambiental em mais de um estado e/ou que estão localizadas entre dois ou mais estados.

As Portarias Normativas do COPAM N.º 17, de 17 de dezembro de 1996, e N.º 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que licenças operacionais deverão ser renovadas periodicamente por períodos de 4 a 8 anos dependendo da dimensão e do potencial de poluição da instalação. Com o objetivo de pesquisar e recuperar a riqueza arqueológica que deixou de ser considerada anteriormente, as disposições da Portaria N.º 28, de 13 de janeiro de 2003, o Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, ou IPHAN, estabelecem que a renovação referente a licenças operacionais para usinas hidrelétricas de energia está sujeita a um parecer favorável do IPHAN referente estudos arqueológicos sobre a redução da vazão do reservatório. Esses estudos deverão ser patrocinados pelo operador da usina. Os custos poderão estar associados à obrigação da realização de tais estudos e os custos respectivos poderão prejudicar de forma relevante nossos resultados operacionais. Não podemos estimar o valor de custos futuros relacionados a essas questões uma vez que o valor de tais custos depende de inúmeros fatores.

A distribuição de gás natural pela Gasmig em Minas Gerais através de gasodutos está devidamente licenciada; no entanto, a licença de instalação para a área metropolitana da cidade de Belo Horizonte ainda está sendo analisada.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

Nos termos da Resolução N.º 6, de 16 de setembro de 1987 do Conselho Nacional do Meio Ambiente, ou CONAMA, os estudos de avaliação do impacto ambiental deverão ser desenvolvidos e o respectivo relatório de avaliação de impacto ambiental deverá ser elaborado para todas as instalações de geração de energia elétrica de grande porte construídas no Brasil após 1º de fevereiro de 1986. Embora não são necessários estudos para projetos concluídos antes de 1º de fevereiro de 1986, tais instalações deverão obter licença de operação ambiental corretiva, que poderá ser obtida mediante apresentação de formulário contendo certas informações referentes à instalação em questão.

A Lei Federal N.º 9605, de 12 de fevereiro de 1998, estabelece multas para instalações que operem sem licenças ambientais. Em 1998, o Governo Federal editou a Medida Provisória N.º 1710 (atualmente Medida Provisória N.º 2163/41), que estabelece o potencial para operadoras de projeto celebrarem contratos com os órgãos normativos ambientais competentes para o fim de dar cumprimento à Lei Federal N.º 9605/98. Por conseguinte, estamos negociando com o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou 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, Jaguará 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, Jaguará e Volta Grande. Estamos atualmente aguardando as recomendações do IBAMA referentes à licença corretiva dessas instalações. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Avencamos com a FEAM promover o enquadramento gradual de nossas instalações localizadas em Minas Gerais na legislação aplicável. Não prevemos atualmente quaisquer custos e compromissos relacionados a quaisquer recomendações que possam ser feitas pelo IBAMA e pela FEAM.

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 que habitam reservatórios vizinhos, em 1997 o Governo Estadual promulgou a Lei Estadual N.º 12.488, de 9 de abril de 1997, que impôs medidas para assegurar que os peixes de piracema que passam pelas barragens sejam redirecionados a escadas por meio das quais eles poderão passar de maneira segura. Em 31 de dezembro de 2002, tínhamos projetos de escadas para peixes implantados em nossas instalações de Igarapé, Salto dos Moraes e Igarapava. Em abril de 2002, enviamos um estudo ao COPAM relacionado a nossas barragens. Em julho de 2002, recebemos uma resposta da Secretaria de Estado de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável de Minas Gerais, ou SEMAD que exige a elaboração de

estudos adicionais relacionados à possibilidade de instalação de escada de peixes em nossas barragens localizadas em Minas Gerais. Atualmente, estamos elaborando esses estudos para serem apresentados à SEMAD.

Tecnologias Operacionais

Continuamos a investir em equipamento de monitoramento e controle relacionado à nossa estratégia para aumento da eficiência e modernização e automação adicional de nossos sistemas de geração, distribuição e transmissão.

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema, ou COS, da Cemig, 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 4.974 quilômetros de linhas 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 CODs. Os CODs monitoram e coordenam nossas operações de rede de distribuição em tempo real. Os CODs são responsáveis pela supervisão e controle de 346 subestações de distribuição, 328.637 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 16.058 quilômetros de redes de sub-transmissão e 5,6 milhões de consumidores em nossa área de concessão.

Os CODs utilizam várias tecnologias operacionais, tais como:

- CONDIS, um grupo de sistemas de computador que gerenciam as necessidades dos consumidores, como restauração fornecimento de eletricidade, comutação, desconexão e pedidos de inspeção;
- GEMINI, sistema que propicia uma visão geográfica de toda a nossa rede de distribuição (inclusive informação geo-referenciada sobre consumidores, postes, transformadores, alternadores e outros equipamentos), possibilitando-nos averiguar informações importantes sobre a rede, tais como quais consumidores são afetados por interrupções de serviço e outras análises de funções que nos auxilia na tomada de decisões sobre nossas operações, inclusive em relação ao local e a medida da extensão de nossas necessidades de expansão da rede; e
- OMNISAT, sistema de transmissão de dados via satélite que propicia comunicações rápidas e seguras entre os CODs, nosso departamento de atendimento ao consumidor 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.

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 2.253 quilômetros, um sistema de telefonia com 188 centrais telefônicas e uma rede corporativa que integra 6.997 microcomputadores e um sistema de comunicação móvel com 3.000 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.

Rede de Dados Corporativos

Nossa rede de dados corporativos integra nossos escritórios em 85 cidades no estado de Minas Gerais e conecta 6.935 estações de trabalho que executam aplicativos locais e corporativos. Em 2002,

implementamos um sistema de gerenciamento de rede para prover respostas e soluções de contingências mais rápidas.

Tecnologia PLC de banda estreita

A tecnologia de comunicação através de redes de eletricidade em banda estreita, 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 consumidores individuais. Essas informações podem ser usadas numa variedade de aplicações comerciais, tais como:

- Criação de atendimento customizado aos 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;
- controle e gerenciamento de iluminação pública; e
- detecção de perda de energia.

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.

Tecnologia PLC de banda larga

A tecnologia PLC de banda larga permite o acesso à Internet por meio de nossas redes de distribuição de eletricidade. Em novembro de 2001, implementamos um projeto piloto para desenvolver esta tecnologia. Somos uma das primeiras concessionárias de energia no Brasil a trabalhar com tecnologia PLC de banda larga.

O objetivo do nosso projeto piloto da tecnologia PLC de banda larga é de testar, a longo prazo, a qualidade dos serviços de voz, dados e imagem fornecidos através da nossa rede de distribuição de baixa voltagem e verificar a viabilidade econômica de adicionar esta tecnologia ao segmento final de nossa rede de distribuição que se conecta aos consumidores finais. Este segmento final de nossa rede de distribuição é chamada “*last mile*” (“última milha”).

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 CODs, possibilitando-nos fornecer aos consumidores 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 consumidores. Mais de 90% de nossas interrupções de serviço são consequência 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.

Gerenciamento de Segurança do Sistema

Nossa equipe de Gerenciamento de Segurança do Sistema é responsável pela segurança de nosso ambiente de tecnologia de telecomunicação e informação. Em 2002, esse grupo iniciou uma série de seminários de conscientização da segurança da informação que apresentamos em nossas instalações em 11 cidades. Além disso, estamos em processo de contratação de uma empresa de consultoria de segurança da informação para auxiliar-nos na criação de um plano geral de segurança da informação. Estimamos que teremos um custo de aproximadamente R\$3,2 milhões para a implementação desse plano.

Ferramentas de Gerenciamento

Software de Gerenciamento

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

Programa de Qualidade Total

Em 1991, instituímos em toda a companhia um programa de controle de qualidade denominado “Qualidade Total”. Como parte do Programa de Qualidade Total, adotamos em 1999 o Projeto de Organização para Padronização Internacional, por meio do qual certificamos partes diferentes de nossas operações e administração que apresentam qualidade superior de acordo com padrões internacionais chamados ISO 9000 e ISO 14000. Certificamos também parte de nossas operações de acordo com critérios criados internamente.

Recebemos o certificado ISSO 9001/2000 para 38 áreas de nosso negócio, incluindo certos escritórios de atendimento ao consumidor, centrais de chamada, laboratórios, oficinas, equipes de engenharia, e a usina hidrelétrica de São Simão a qual representou 30% de nossa capacidade instalada em 31 de dezembro de 2002.

Em fevereiro de 2000, a usina hidrelétrica de Nova Ponte, com uma capacidade instalada de 510 MW, recebeu o certificado ISO 14001 concedido pela DNV –Det Norske Veritas. Esta certificação inclui o reservatório de 500 quilômetros quadrados (193 milhas quadradas) bem como a reserva natural de Galheiro com 2.850 hectares (11 milhas quadradas). Nova Ponte é a primeira grande usina de energia na América Latina a receber este certificado.

Três unidades de distribuição, que cobrem quase 70 municípios, estão certificados de acordo com os critérios internos, que nós chamamos de EMS (Sistema de Gerenciamento de Emergência) da CEMIG. Produtos e serviços certificados incluem: conexões com novos clientes; faturamento; cobrança; vendas de produtos e serviços; expansão e melhoria da rede; operação da rede; manutenção e restauração da iluminação pública; manutenção e inspeção de redes aéreas e da rede; planejamento do sistema elétrico e manutenção e inspeção de subestação e equipamentos.

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 dezembro de 2002, foram registrados 45 CCQs. Os CCQs realizam reuniões semanais para tratar de problemas operacionais e técnicos, assim como suas soluções.

Ativo Imobilizado

Nossos principais ativos consistem das usinas de geração de eletricidade e instalações de transmissão e distribuição descritas neste Item 4. O valor contábil líquido total referente à propriedade, usina e equipamento foi de R\$10.099 milhões em 31 de dezembro de 2002 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 44% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 50% e outras propriedades e equipamentos diversos, inclusive instalações de gás natural e de telecomunicações, representaram 6%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era 2,47% para hidrelétricas de geração, 3,08% para instalações de transmissão, 5,21% para instalações de distribuição e 9,63% para outras instalações administrativas, 5,96% para instalações de gás natural e 7,79% para instalações de telecomunicações. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às suas finalidades a que se destinam.

Ademais, somos participantes em alguns consórcios que operam projetos de geração de eletricidade. O valor contábil líquido de nosso investimento total nesses consórcios era de R\$530 milhões em 31 de dezembro de 2002 (inclusive projetos de construção em andamento).

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 relatório anual. A explanação a seguir baseia-se em nossas demonstrações financeiras, elaboradas em conformidade com os GAAP dos Estados Unidos e apresentadas em reais.

Introdução

Somos uma empresa de energia elétrica de controle estatal e totalmente integrada dedicada sobretudo à geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2002, éramos a sexta maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil segundo medição pela capacidade total instalada e, no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, fomos a segunda maior empresa de distribuição de energia elétrica do Brasil, segundo medição em GWh de eletricidade vendida a consumidores finais. Fornecemos aproximadamente 97% da eletricidade consumida em Minas Gerais durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Clientes e Faturamento”. Em 31 de dezembro de 2002, geramos eletricidade em 44 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, com capacidade instalada total de geração de 5.712 MW, respondendo as usinas hidrelétricas por 5.540 MW desse total. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Geração e Compra de Eletricidade.” O Governo Estadual, nosso acionista controlador, estabelece nossa estratégia operacional e de longo prazo.

As subsidiárias a seguir descritas são nossas subsidiárias operacionais em 31 de dezembro de 2002:

- 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 APE dedicada à produção e venda de energia elétrica na usina termelétrica e a vapor de Ipatinga.
- Gasmig (participação de 95,17%). Gasmig, empresa dedicada à aquisição, transporte e distribuição de gás natural e produtos correlatos.
- Infovias (participação de 99,92%). Infovias dedica-se à prestação de serviços de telecomunicações e na condução de atividades correlatas através de sistemas integrados usando cabo de fibra ótica, cabo coaxial, equipamento eletrônico e outros itens.

Detemos também uma participação de 100% em cada uma das seguintes subsidiárias: Efficientia S.A.; Horizontes Energia S.A.; Usina Termelétrica Barreiro S.A.; CEMIG PCH S.A.; CEMIG Trading S.A. e CEMIG Capim Branco Energia S.A.. Essas companhias foram organizadas de forma a desenvolver projetos específicos no setor de energia elétrica e ainda não iniciaram suas operações.

Nossas demonstrações financeiras consolidadas para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002 incluem os resultados financeiros da CEMIG e de todas as nossas subsidiárias (operacionais e pré-operacionais) acima descritas. Nossas demonstrações financeiras consolidadas para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001 e 2000 incluem os resultados financeiros da CEMIG e das seguintes subsidiárias: Gasmig, Sá Carvalho S.A. e Usina Térmica Ipatinga S.A.. Vide nota explicativa 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Detemos, ainda, 49,0% de participação na Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A., uma companhia que constituímos em 2002 em sociedade com a COPASA. A Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. ainda não iniciou operações.

Além disso, temos uma participação de 49,0% na Central Termelétrica de Cogeração S.A., uma companhia constituída em 2003 em sociedade com a COPASA. A Central Termelétrica Pai Joaquim S.A. ainda não iniciou operações.

Políticas Contábeis Críticas e Estimativas

A elaboração de nossas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os GAAP dos Estados Unidos exige que façamos estimativas e suposições que afetam os montantes de ativos e passivos relatados e a divulgação de ativos e passivos contingentes na data das demonstrações financeiras, bem como os montantes relatados de receitas e despesas durante tal período. Avaliamos nossas estimativas em base contínua e fundamentada em uma combinação de experiências passadas e várias outras suposições que acreditamos ser razoáveis em tais circunstâncias. Os resultados efetivos podem ser substancialmente diferentes daqueles estimados. Nossas políticas contábeis críticas que afetam os nossos julgamentos e estimativas mais significativos, utilizados na elaboração de nossas demonstrações financeiras estão especificados abaixo. Por favor, vide notas explicativas de nossas demonstrações financeiras consolidadas contidas neste relatório para a explanação mais detalhada dessas e de outras políticas contábeis.

Reconhecimento de Receita

Receitas são reconhecidas em regime de competência, ou seja, quando existir evidência persuasiva de uma tratativa (ocorrência da entrega de bens e prestação de serviços, fixação ou possível determinação de nosso preço para o comprador, ou garantia razoável do recebimento), indiferente de quando o pagamento é recebido.

Receitas advindas da venda da geração de eletricidade são registrados com base na produção entregue, fornecida mediante taxas especificadas nos termos contratuais ou prevalentes no mercado. As vendas de distribuição de energia a consumidores finais são reconhecidas quando do fornecimento da energia. As receitas das vendas de energia a consumidores finais são reconhecidas quando auferidas. O faturamento das vendas é efetuado em base mensal ao longo do mês. Receitas do ciclo de faturamento não faturadas até o final de cada mês são estimadas com base no faturamento de meses anteriores e acumuladas no final do mês. As diferenças entre as receitas não faturadas efetivas e estimadas, cujos montantes não têm sido significativos, são reconhecidas no mês seguinte.

Faturamentos antecipados de energia elétrica representam vendas a tarifas preestabelecidas, reajustadas contratualmente pela inflação ou variação da taxa de câmbio, de acordo com critérios específicos estabelecidos em cada contrato. As receitas são reconhecidas quando a eletricidade é efetivamente entregue e os faturamentos antecipados são conseqüentemente reduzidos.

Vendas de eletricidade a sistemas interligado de energia são registradas quando auferidas e faturadas mensalmente.

As receitas que recebemos de outras concessionárias que utilizam a rede básica de transmissão são reconhecidas no mês em que os serviços de rede são prestados às outras concessionárias.

Receitas auferidas de vendas de gás natural pela Gasmig são reconhecidas quando o gás natural é fornecido.

Serviços prestados incluem tarifas de conexão e outros serviços correlatos prestados pela CEMIG e Infovias e as receitas são reconhecidas quando os serviços são efetivamente prestados. O efeito líquido de diferir as tarifas de conexão não é relevante para a nossa posição financeira consolidada e resultados de operações uma vez que as tarifas cobradas se aproximam dos custos da prestação de serviço.

O Imposto sobre Operações Relativas a Circulação de Mercadorias e sobre a Prestação de Serviços de Transporte Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, um imposto de valor agregado do governo, devida sobre as vendas finais a consumidor, ou VAT, é faturada aos consumidores e registrada como receita bruta. O VAT devido ao governo é registrado como uma dedução das receitas operacionais líquidas sob impostos em receitas na demonstração de resultados.

Ativos regulatórios

Em virtude das alterações no setor de concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil em 2001 e 2002 e respectivos atos de órgãos regulatórios do Governo Federal, concluímos que, tendo em vista que a estrutura de fixação de tarifa no Brasil estabelece a recuperação de certos custos admissíveis, estamos sujeitos às disposições da Declaração 71 de Padrões de Contabilidade Financeira, “Contabilidade para Efeitos de Certos Tipos de Regulamentações”, ou SFAS 71.

A SFAS 71 exige que concessionárias de serviço público com controle de tarifas, como a CEMIG, registrem certos custos e créditos permitidos no processo de fixação da tarifa em períodos diferentes de outras empresas que não estão sujeitas a esse controle. Esses custos e créditos são diferidos como ativos regulatórios e são reconhecidos na demonstração do resultado consolidado no momento em que são refletidos em tarifas. Dessa forma, capitalizamos os custos incorridos como ativos regulatórios quando existe uma expectativa provável de que a receita futura igual aos custos incorridos será faturada e cobrada como resultado direto da inclusão dos custos na elevação da tarifa determinada pelo regulador. O ativo regulatório diferido é realizado quando cobramos os respectivos custos mediante o faturamento do consumidor. A ANEEL realiza uma revisão de tarifa anualmente. Se a ANEEL excluir a recuperação de todo o custo, ou de parte dele, essa parte do ativo regulatório diferido estará prejudicada e, conseqüentemente, será reduzida na medida que os custos são excluídos. Avaliamos e analisamos a contabilidade de nossos ativos regulatórios em bases contínuas à medida que novos despachos regulatórios são editados e contabilizamos nossas atividades nos termos da SFAS N.º 71. Como reconhecemos ativos regulatórios de acordo com normas de órgãos reguladoras do Governo Federal, normas reguladoras futuras poderão impactar o valor contábil e tratamento contábil de novos ativos regulatórios.

Durante o exercício de 2001, os mercados de eletricidade sofreram racionamento ou a disponibilidade de eletricidade a consumidores foi reduzida em regiões significativas do Brasil, em virtude do baixo índice pluviométrico, redução de nossos níveis nos reservatórios e da significativa dependência do Brasil da eletricidade gerada por recursos hidrelétricos. Esses fatores resultaram em vendas mais baixas. Em dezembro de 2001, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil, inclusive nossa empresa, celebraram um acordo amplo da indústria com o Governo Federal que estabeleceu a solução das questões relacionadas a racionamento, assim como a certas questões relativas a tarifas de energia. Esse acordo, conhecido como Acordo Geral do Setor Elétrico, permite, em geral, a cobrança de aumentos de tarifas de consumidores de energia até que os valores perdidos pelas concessionárias de geração e de distribuição de energia em decorrência do racionamento sejam recuperados. Espera-se que os aumentos de tarifa estabelecidos no Acordo Geral do Setor Elétrico que têm a finalidade de reembolsar perdas relacionadas ao racionamento estejam em vigor a partir de janeiro de 2002 por um período médio de 72 meses. Contudo, não podemos assegurar que o valor total das perdas relacionadas ao racionamento por nós incorridas sejam recuperadas durante esse período.

Além disso, estamos sujeitos às disposições das Força Tarefa para Questões Emergentes 92-07, “Contabilidade para Concessionárias de Tarifa Controlada para os Efeitos de Certos Programas de Receita Alternativa”, ou EITF 92-07, que determina um prazo máximo de 24 meses para a cobrança de ativos regulatórios relativos a perda de faturamento. Dessa forma, fomos obrigados a estimar essa recuperação do ativo com base em premissas de faturamentos futuros em 2003 e 2004. O período estimado de 24 meses para a recuperação das perdas tem como base a Resolução N.º 90 da ANEEL, de 18 de fevereiro de 2002, e da Resolução N.º 36, de 29 de janeiro de 2003, que estabelecem que as perdas de faturamento decorrentes do período de racionamento serão recuperadas simultaneamente às operações de energia no MAE e antes da recuperação de custos adicionais da Parcela A.

Realizamos avaliações periódicas sobre a probabilidade de recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos a fim de determinar se as provisões de deterioração são necessárias com base em regulamentos aplicáveis da ANEEL. Registramos uma provisão de perda de acordo. Essa provisão tem como base nossas projeções elaboradas pela Companhia, projeções essas que poderão ser alteradas em resposta às alterações regulatórias e outros desenvolvimentos. Vide notas explicativas 2 (q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Se a ANEEL deixar de permitir que um montante relevante de custos capitalizados sejam incluídos em tarifas futuras, a baixa dos ativos regulatórios poderão ter um impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais.

Avaliação dos ativos

Possuímos ativos permanentes, inclusive usinas de geração de energia. A maioria desses ativos é o resultado de investimentos recentes de capital e ainda não atingiram o ciclo de vida maduro em construção. Avaliamos o valor contábil e a potencial deterioração desses ativos permanentes sempre que eventos ou mudanças nas circunstâncias indiquem que o valor contábil não poderá ser recuperado. Os fatores que consideramos para determinar se uma revisão da deterioração será necessária incluem uma significativa queda de desempenho dos ativos relativos a futuros resultados operacionais e redução significativa da indústria ou tendências econômicas. Determinamos quando uma revisão da deterioração é necessária mediante uma comparação entre os fluxos de caixa futuros não descontados esperados e o valor contábil do ativo. Se o valor contábil do ativo for o maior de dois meses, uma perda por deterioração é reconhecida no montante em que o valor contábil do ativo exceder o valor justo do ativo. O valor justo é determinado pelos preços de mercado cotados, avaliações ou mediante a utilização de técnicas tais como os fluxos de caixa futuros não descontados esperados. Ao determinar fluxos de caixa futuros estimados, consideramos a experiência passada assim como expectativas futuras e os fluxos de caixa futuros estimados têm como base tarifas futuras esperadas e demanda futura esperada de cliente. Uma redução significativa do fluxo de caixa efetivo e fluxos de caixa estimados podem ter um impacto material adverso em nossos resultados operacionais e situação financeira.

Provisão para contingências

Nossa empresa e nossas subsidiárias são parte em ações no Brasil decorrentes do curso normal dos negócios relativos a questões fiscais, trabalhistas, civis entre outras.

Efetuamos a contabilidade de contingências de acordo com a SFAS 5, “Contabilidade para Contingências”. Tais provisões são estimadas com base em experiência passada, natureza das ações, assim como situação atual das reivindicações. A avaliação dessas contingências é realizada por diversos consultores legais internos ou externos. A Contabilidade para Contingências exige um julgamento substancial da administração em relação às possibilidades estimadas e alcance da exposição de responsabilidade potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências poderia ser alterada à medida que novos desenvolvimentos ocorram ou mais informações tornem-se disponíveis. O resultado das contingências poderia variar de maneira significativa e poderia causar um impacto material sobre nossos resultados operacionais, fluxos de caixa consolidados e situação financeira. A administração usou seu melhor julgamento na aplicação da SFAS N.º 5 em relação a essas questões.

Benefícios pós-aposentadoria ao empregado

Patrocina um plano de benefício de pensão definido e um plano de contribuição de pensão definido cobrindo substancialmente todos os nossos empregados. Estabelecemos também planos de seguro saúde pós-aposentadoria e pagamos prêmios de seguro de vida. Contabilizamos esses benefícios de acordo com SFAS 87 “Contabilidade para Pensão de Empregados”, e SFAS 106 “Contabilidade para Benefícios Pós-aposentadoria de Empregados, exceto Pensões”.

A determinação do valor de nossas obrigações com pensão ou outros benefícios pós-aposentadoria dependem de certas premissas atuariais. Essas premissas estão descritas na nota explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e incluem, entre outras, a taxa de retorno de longo prazo esperada sobre ativos do plano e aumento dos custos do salário e de seguro saúde. De acordo com os GAAP dos Estados Unidos, os resultados efetivos diferentes de nossas premissas são acumulados e amortizados em períodos futuros e, em geral, afetam nossas despesas reconhecidas e obrigações registradas em tais períodos futuros. Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, realizamos algumas alterações a certas premissas atuariais usadas para fazer a estimativa de nossas obrigações benefícios pós-aposentadoria, tais como taxa de desconto anual e retorno sobre nossos ativos do plano durante os últimos cinco anos. Ademais, alteramos a tabela de mortalidade de AT-49 para UB-94. Embora acreditemos que nossas premissas sejam adequadas, diferenças significativas em resultados efetivos ou mudanças significativas em nossas premissas podem prejudicar de maneira relevante nossas obrigações de pensão e pós-aposentadoria.

No terceiro trimestre de 2002, nós e nossos sindicatos de empregados, que são, em sua maioria, representados pelo Sindieletrô, avençamos algumas mudanças para os planos de seguro saúde que oferecemos, que alteraram (i) os critérios utilizados para calcular as contribuições que nós, nossos

empregados e aposentados somos responsáveis e (ii) os tipos de custos cobertos em cada plano. Essas mudanças foram implementadas em 1º de janeiro de 2003. Os efeitos decorrentes dessas mudanças representaram um ganho no montante de R\$48 milhões, registrados como um componente do custo do benefício do período líquido para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002.

Impostos Diferidos

Contabilizamos os impostos diferidos de acordo com SFAS 109 “Contabilidade para Impostos Diferidos”, que exige uma abordagem do ativo e passivo para registrar impostos atuais e diferidos. Dessa forma, os efeitos das diferenças entre a base de imposto do ativo e passivo e os montantes reconhecidos em nossas demonstrações financeiras consolidadas são tratadas como diferenças temporárias para os fins de registro do imposto de renda diferido.

Analizamos regularmente nosso ativo do imposto diferido para recuperação e estabelecemos uma provisão de avaliação com base na receita histórica tributável, receita tributável futura projetada e momento previsto dos estornos das diferenças temporárias existentes. Se formos incapazes de gerar receita futura tributável ou dedutível suficiente, poderemos estar obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação contra todos ou contra uma parcela significativa de nossos ativos diferidos decorrente de um aumento substancial em nossa alíquota de imposto e um impacto adverso relevante em nossos resultados operacionais.

Depreciação

A depreciação é calculada utilizando o método de depreciação linear, a taxas anuais com base no tempo de vida útil do ativo, de acordo com os regulamentos da ANEEL e práticas do setor no Brasil. A medida que o tempo de vida útil diferir daquele previsto poderá representar um impacto no montante da depreciação acumulada em nossas demonstrações financeiras consolidadas. Uma redução significativa na estimativa da vida útil em valor significativo do ativo imobilizado poderia ter um impacto adverso relevante sobre os nossos resultados operacionais no período em que a estimativa for revisada e em períodos subsequentes.

Provisão para contas de devedores duvidosos

Registramos uma provisão para contas de devedores duvidosos em um montante que estimamos ser suficiente para cobrir perdas previsíveis atuais. A estimativa do montante da provisão para contas de devedores duvidosos considera (i) nossa política de manter 100% da reserva relativa a montantes vencidos por mais de 90 dias em relação a consumidores residenciais, 180 dias em relação a consumidores comerciais e 360 dias em relação a industriais e entidades governamentais; e (ii) uma análise de cada cliente industrial principal que estão enfrentando dificuldades financeiras.

Monitoramos nossas cobranças e pagamentos de clientes e revemos e refinamos nosso processo de estimativa.

Pronunciamentos Recentes dos GAAP dos Estados Unidos

Em junho de 2001, O Conselho de Padrões de Contabilidade Financeira, ou FASB, editou a SFAS 141, “Combinações de Negócios”. A SFAS 141 trata da contabilidade financeira e elaboração de relatórios para combinações de negócios. Todas as combinações de negócios dentro da abrangência da SFAS 141 devem ser contabilizadas usando um método, o método de compra. Ademais, a SFAS 141 exige que os ativos intangíveis sejam reconhecidos como ativos separados do fundo de comércio caso atendam a dois critérios: o critério contratual legal ou o critério a separabilidade. No auxílio à identificação de ativos intangíveis adquiridos, a SFAS 141 fornece ainda uma lista de ativos intangíveis que atendem a um dos dois critérios. Além dos requisitos de divulgação prescritos na Opinião 16, a SFAS 141 exige a divulgação dos motivos principais para a combinação do negócio e a alocação do preço de compra pago aos ativos adquiridos e passivo assumido mediante título em separado no balanço patrimonial. A SFAS 141 exige ainda que nos casos em que os montantes de fundo de comércio e ativos intangíveis adquiridos forem significativos em relação ao preço de compra pago, a divulgação de outras informações sobre tais ativos é obrigatória, tais como o valor do fundo de comércio por segmento a ser incluído em relatório e o valor do preço de compra atribuído a cada classe principal do ativo intangível. As disposições da SFAS 141 aplicam-se a todas as combinações de negócios iniciadas após 30 de junho

de 2001. A SFAS 141 aplica-se ainda a todas as combinações de negócios contabilizadas pelo emprego do método de compra para as quais a data de aquisição seja de 1º. de julho de 2001, ou posterior. A implementação das disposições da SFAS 141 em 1º. de janeiro de 2002 não resultou em impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras.

Em junho de 2001, o FASB editou a SFAS 142, “Fundo de Comércio e Outros Ativos Intangíveis” ou SFAS 142. A SFAS 142 aborda a contabilidade e relatório financeiros para o fundo de comércio e outros ativos intangíveis adquiridos. A SFAS 142 também altera a SFAS 121, “Contabilidade de Ativos Permanentes Deficitários e Ativos Permanentes que serão Alienados”, para excluir de seu escopo o fundo de comércio e ativos intangíveis que não estão amortizados. A SFAS 142 determina como os ativos intangíveis que são adquiridos individualmente ou com outro grupo de ativos (mas não aqueles adquiridos em uma combinação de negócio) deverão ser contabilizados nas demonstrações financeiras quando de sua aquisição. A SFAS 142 também estabelece como o fundo de comércio e outros ativos intangíveis deverão ser contabilizados após terem sido inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras. As disposições da SFAS 142 são obrigatórias para os exercícios sociais com início a partir de 15 de dezembro de 2001. A implementação da SFAS 142 em 1º. de janeiro de 2002 não resultou em um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em junho de 2001, o FASB editou a SFAS 143, “Contabilidade das Obrigações da Baixa Contábil de Bem do Ativo”, ou SFAS 143. A SFAS 143 exige que o valor justo do passivo da obrigação de baixa contábil de bem do ativo seja reconhecido no período em que é incorrido, caso seja possível realizar uma estimativa razoável do valor justo. Nos termos da SFAS 143, o passivo da obrigação de baixa contábil de bem do ativo é descontado e o aumento da despesa é reconhecido utilizando a taxa de juros livre de risco de ajuste do crédito em vigor quando o passivo foi inicialmente reconhecido. Além disso, as exigências de divulgação contidas na SFAS 143 fornecerão mais informações sobre as obrigações da baixa contábil de bem do ativo. A SFAS 143 é aplicável para demonstrações financeiras elaboradas para os exercícios sociais com início em 15 de junho de 2002, sendo que a aplicação anterior a essa data é recomendável. Não esperamos que a implementação da SFAS 143 a partir de 1º. de janeiro de 2003 tenha um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em abril de 2002, o FASB editou a SFAS 145, “Revogação das Declarações do FASB 4, 44 e 64, Alteração da Declaração FASB 13 e Correções Técnicas”, ou SFAS 145. A SFAS 145 revoga a SFAS 4, “Relatório de Lucros e Perdas da Extinção de Débito”, que exige que todos os lucros e perdas da extinção de débito sejam somados e classificados como um item extraordinário, se relevante. A SFAS 145 exige que lucros e perdas da extinção de débito sejam classificados como extraordinários somente se atenderem aos critérios da APB 30, distinguindo dessa forma as transações que são parte de operações recorrentes daquelas que são extraordinárias ou menos frequentes, ou que atendem os critérios para a classificação de um item extraordinário. A SFAS 145 altera a SFAS 13, “Contabilidade de Arrendamentos” exigindo que as mudanças nos arrendamentos que tenham efeitos econômicos semelhantes a transações de venda para arrendamento posterior sejam contabilizadas da mesma forma que a venda para arrendamento posterior. Ademais, a SFAS 145 revoga a SFAS 44, “Contabilidade para Ativos Intangíveis de Transportadores Automotivos” e SFAS 64, “Extinção de Débito Contraído para Satisfazer Exigências do Fundo de Amortização”, que não são aplicáveis a nossa empresa. As disposições da SFAS 145, tendo em vista que são relacionadas à revogação da SFAS 4, serão aplicáveis no exercício social de 2003. Algumas disposições relativas à SFAS 13 estão em vigor para transações ocorridas após 15 de maio de 2002. A implementação dessa declaração não resultará em um impacto significativo sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em junho de 2002, o FASB editou a SFAS 146 “Contabilidade para Custos Associados às Atividades de Saída ou Demissão”. Essa declaração aborda contabilidade financeira e relatório de custos associados às atividades de saída ou demissão e anula Questões Emergentes Força Tarefa (EITF) Edição 94-3, “Reconhecimento de Responsabilidade de Certos Benefícios de Rescisão do Empregado e Outros Custos da Saída de uma Atividade (inclusive Certos Custos Incorridos em uma Reestruturação)”, ou EITF 94-3. A diferença principal entre esta declaração e a EITF 94-3 refere-se às exigências desta declaração para o reconhecimento de uma responsabilidade pelo custo associado à atividade de saída ou demissão. Esta declaração exige que uma responsabilidade pelo custo associado a uma atividade de saída ou demissão seja reconhecida quando a responsabilidade for incorrida. Nos termos da EITF 94-3, uma responsabilidade pelos custos da saída foi reconhecida na data de um compromisso da instituição a um plano de saída. Uma conclusão fundamental determinada pela FASB nesta declaração é a de que um compromisso de uma instituição a um plano, por si só, não cria uma obrigação efetiva perante outros que

atenda à definição de uma responsabilidade. Esta declaração também estabelece que o valor justo é o objetivo para a medida inicial da responsabilidade. Esta declaração aprimora o relatório financeiro exigindo que uma responsabilidade pelo custo associado a uma atividade de saída ou demissão seja reconhecida e medida inicialmente pelo valor justo somente quando a responsabilidade for incorrida. A contabilidade de eventos e circunstâncias semelhantes será a mesma, aprimorando dessa forma a veracidade comparativa e representativa das informações financeiras relatadas. As disposições desta declaração são efetivas para atividades de saída ou demissão iniciadas após 31 de dezembro de 2002, sendo estimulada a antecipação de sua aplicação. Nossa administração não espera que a adoção da SFAS 146 tenha um impacto relevante sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em novembro de 2002, o FASB emitiu a Interpretação 45, “Requisitos de Contabilidade e Divulgação do Garantidor em relação a Garantias, inclusive Garantias Indiretas de Endividamentos de Terceiros”, ou FIN 45. A FIN 45 exige que determinadas divulgações sejam feitas por um garantidor em suas demonstrações financeiras intermediárias e anuais sobre suas obrigações nos termos de determinadas garantias por ele emitidas. Essa interpretação exige ainda que o garantidor reconheça, na constituição da garantia, um passivo pelo valor justo da obrigação assumida na emissão da garantia. Os requisitos de divulgação da FIN 45 aplicam-se a períodos intermediários e anuais encerrados após 15 de dezembro de 2002. Os requisitos de reconhecimento e medidas iniciais da FIN 45 aplicar-se-ão para o futuro a garantias emitidas ou alteradas após 31 de dezembro de 2002. Com base em uma avaliação inicial das disposições e requisitos da FIN 45, não acreditamos que a implementação da mesma tenha qualquer impacto sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em dezembro de 2002, o FASB emitiu a SFAS 148 “Contabilização de Remuneração com Base em Ações – Transição e Divulgação”, ou SFAS 148. A SFAS 148 altera a SFAS 123, “Contabilização de Remuneração com Base em Ações” e prevê métodos alternativos de transição para uma mudança voluntária para o método contábil baseado no valor justo para remuneração de funcionários com base em ações. A SFAS 148 altera ainda os requisitos de divulgação da SFAS 123 exigindo divulgações mais evidentes e freqüentes nas demonstrações financeiras sobre os efeitos da remuneração com base em ações. As disposições sobre orientação para transição e divulgação anual da SFAS 148 aplicam-se a demonstrações financeiras elaboradas para exercícios sociais encerrados após 15 de dezembro de 2002. A adoção da SFAS 148 não terá impacto sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em abril de 2003, o FASB emitiu a SFAS 149 “Alteração da Declaração 133 sobre Derivativos e Atividades de Hedge”, ou SFAS 149, que altera e esclarece a contabilização de derivativos, incluindo determinados derivativos embutidos em outros contratos e atividade de hedge previstos na SFAS 133 “Contabilização de Derivativos e Atividades de Hedge”, ou SFAS 133. A SFAS 149 esclarece as circunstâncias em que um contrato com um investimento líquido inicial atende as características de um derivativo conforme discutido na SFAS 133. Ademais, a SFAS 149 esclarece quando um derivativo contém um componente de financiamento que garante inclusão especial na demonstração de fluxo de caixa. A SFAS 149 altera alguns outros pronunciamentos existentes, resultando no relato mais consistente de contratos integralmente compostos de derivativos ou que contenham derivativos embutidos que exijam contabilização em separado. SFAS 149 é válido para contratos celebrados ou alterados após 30 de junho de 2003 e para relacionamentos designados após 30 de junho de 2003 e deve ser aplicado para o futuro. Não acreditamos que a adoção da SFAS 149 terá um impacto material sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em maio de 2003, o FASB emitiu a SFAS 150 “Contabilização de Determinados Instrumentos Financeiros com Características concomitantes de Passivo e Ações” ou SFAS 150. A SFAS 150 modifica a contabilização de determinados instrumentos financeiros que, segundo a orientação anterior, poderiam ser contabilizados pelos emissores como ações. A SFAS 150 exige que tais instrumentos sejam classificados como passivo das demonstrações de posição financeira. A SFAS 150 afeta a contabilização pelo emissor de três instrumentos financeiros independentes, a saber:

- ações de resgate obrigatório, que a companhia emissora está obrigada a recomprar em troca de dinheiro e outros ativos.
- instrumentos, exceto ações em circulação, que exigem ou podem exigir a recompra, por parte do emissor, de suas ações em troca de dinheiro e outros ativos. Tais instrumentos incluem opções de venda e contratos de compra a termo.

- obrigações que podem ser liquidadas com ações, cujo valor monetário é fixo, atrelado somente ou predominantemente a uma variável como um índice de mercado, ou que varia de forma inversa em relação ao valor das ações do emissor.

A SFAS 150 não se aplica a dispositivos embutidos em instrumentos financeiros que não sejam derivativos em sua totalidade. Além dos requisitos para classificação e mensuração de instrumentos financeiros dentro dessa abrangência, a SFAS 150 exige ainda a divulgação de formas alternativas de liquidação de tais instrumentos e da estrutura de capital das entidades, todas cujas ações sejam de resgate obrigatório. A SFAS 150 é válida para instrumentos financeiros firmados ou alterados após 31 de maio de 2003 e de outra forma aplicável no início do primeiro período intermediário iniciado após 15 de junho de 2003. Deverá ser implantada relatando-se o efeito cumulativo de uma alteração em um princípio contábil para instrumentos financeiros criados antes da data de emissão da SFAS 150 e ainda em vigor no início do período intermediário de adoção. A reformulação não é permitida. Estamos em processo de avaliação do impacto da SFAS 150 sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Análise de Vendas de Eletricidade e Custo de Eletricidade Comprada

As tarifas de eletricidade no Brasil são estabelecidas pela ANEEL, a qual tem a autoridade de reajustar e rever tarifas em resposta às mudanças nos custos operacionais, custos de capital, condições de mercado e eficiência operacional realizadas por distribuidores. Cada contrato de concessão da companhia de distribuição prevê também um reajuste anual de tarifas com base no aumento de custos decorrentes de inflação e encargos regulatórios, custo de eletricidade comprada para revenda, custo para utilização de recursos hidrelétricos e custo de transmissão. A variação do custo ajustado da inflação é reduzido por um fator chamado “fator X”. O fator X é o ganho obtido pelos distribuidores em virtude do crescimento do mercado durante o período de cinco anos em que as tarifas são válidas. No primeiro período de cinco anos em que o fator foi utilizado, o fator X foi zero. Em 2003, a ANEEL, como parte de sua revisão de tarifa, estabeleceu o novo fator X em 1% a ser aplicado até 2008 com um adicional de até 1% a ser aplicado dependendo de nossa colocação em uma pesquisa anual de satisfação do cliente realizada pela ANEEL.

Ademais, a ANEEL, mediante o Acordo Geral do Setor Elétrico, estabeleceu aumentos de tarifa extraordinários para a compensação de companhias de distribuição por perdas incorridas em virtude do Plano de Racionamento de Energia. Vide “Item 4 – Informações sobre a Companhia - Mercado de Energia do Brasil – Tarifas”.

A ANEEL também editou regulamentações referentes a tarifas que controlam o acesso ao sistema de transmissão e estabelece tarifas para transmissão. As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e consumidores independentes para o uso dos sistemas interligados são revistas anualmente. A revisão considera as receitas que são permitidas das concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para maiores detalhes referentes à estrutura de fixação de tarifas no Brasil, vide “O Setor Elétrico Brasileiro – Matérias Legais e Regulatórias - Tarifas” no Anexo A.

Cobramos de clientes cativos seu consumo efetivo de eletricidade em cada período de faturamento de 30 dias a tarifas especificadas. Certos consumidores 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 ultrapassem 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 capacidade 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 referem-se a 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 consumidor final durante qualquer período em particular.

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
Vendas de Eletricidade:			
Tarifa média a consumidores finais (R\$/MWh)			
Tarifa Industrial	100,66	86,23	74,84
Tarifa Residencial	281,60	246,18	215,15
Tarifa Comercial	240,94	206,18	176,90
Tarifa Rural.....	147,80	131,04	113,96
Serviços públicos e outros.....	158,80	137,73	120,00
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores Industriais.....	21.906	21.351	22.247
Consumidores Residenciais	6.360	6.475	7.576
Consumidores Comerciais	3.283	3.269	3.584
Consumidores Rurais	1.705	1.572	1.676
Serviços públicos e outros consumidores.....	2.330	2.229	2.425
Tarifa média.....	151,64	132,45	117,60
Receita total (milhões de R\$).....	5,458	4,587	4,478
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	313	632	4.937
Tarifa média (R\$/MWh)	67,09	102,85	23,50
Receita total (milhões de R\$) ⁽¹⁾	21	65	116
Compras de Eletricidade de Itaipu:			
Volume (GWh)	12.735	11.935	13.967
Custo médio (R\$/MWh).....	76,87	68,96	50,91
Custo total (milhões de R\$).....	979	823	711

(1) Não inclui R\$140 milhões relativos a transações de energia no MAE durante 2002, 2001 e 2000, respectivamente.

Tarifas

No passado, nossos resultados de 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 distribuimos a consumidores cativos (aqueles consumidores que não dispõem de meios alternativos de fornecimento de eletricidade, incluindo consumidores 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, de 2003 a 2006, 25% da eletricidade comprada e vendida ao ano no mercado atacadista por meio de contratos iniciais serão não regulamentados, deixando de ser controlados pelo regime de fixação de tarifas da ANEEL. Somos incapazes de avaliar o impacto dessa medida em nossas operações. Em terceiro lugar, podemos agora celebrar contratos de fornecimento de eletricidade a tarifas livremente negociadas com nossos consumidores livres (consumidores que têm uma demanda igual ou superior a 3MW de eletricidade a níveis de voltagem igual ou superior a 69kV), 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.

A ANEEL aprovou aumentos extraordinários de tarifa destinados a compensar as companhias de geração e distribuição por perdas incorridas em decorrência do Plano de Racionamento de Energia. Vide “- Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar as Concessionárias de Eletricidade”.

Racionamento de Energia e Medidas Governamentais para Compensar Concessionárias de Eletricidade

O baixo índice pluviométrico registrado em 2000 e no início do ano de 2001, o crescimento significativo na demanda por energia e a significativa dependência do Brasil da eletricidade gerada por recursos hidrelétricos resultaram na queda anormal do nível de água em diversos reservatórios que são utilizados pelas maiores usinas hidrelétricas de geração de energia do país. Em maio de 2001, o Governo Federal anunciou diversas medidas em resposta a tais condições. Primeiro, o presidente do Brasil promulgou a Medida Provisória 2.147, em 15 de maio de 2001 (conforme alterada pela Medida Provisória 2.152-2, em 1º de junho de 2001) criando a Câmara de Gestão da Crise de Energia. Essa força tarefa decidiu, em 16 de maio de 2001, 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%. Em segundo lugar, o presidente, mediante o Decreto 3.818, de 15 de maio de 2001, exigiu 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 exigiram que a maioria dos consumidores residenciais reduzisse o consumo de energia em 20% do consumo médio de maio, junho e julho de 2000. Os consumidores industriais e comerciais também reduziram o consumo entre 15% a 25% da média de consumo durante o mesmo período. Medidas adicionais estabeleceram o pagamento de bônus a consumidores residenciais cujo consumo de energia abaixo da meta obrigatória e cortes de energia e cobrança de sobretaxas cobradas de consumidores excedessem a meta obrigatória de consumo de energia. A ANEEL estabeleceu contas e controle específicos para registrar o efeito das medidas de racionamento relativas ao bônus, sobretaxa e outros custos correlatos. As medidas de racionamento de energia deixaram de ser impostas em 28 de fevereiro de 2002.

Em 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, mediante a Medida Provisória N.º 4, aprovada pela Lei 10.310 de 22 de novembro de 2001, estabeleceu que concessionárias de eletricidade, nós inclusive, seriam reembolsadas por despesas associadas ao pagamento de bônus a consumidores e outros custos correlatos que excederam as acima mencionadas sobretaxas. Em 2002, recebemos aproximadamente R\$132 milhões como reembolso de uma parte das despesas por nós incorridas em relação ao pagamento de bônus a consumidores. Além disso, estamos atualmente negociando com a ANEEL nosso reembolso de aproximadamente R\$24 milhões relativos às sobretaxas que não foram pagas a nós por certos consumidores porque suas sobretaxas estão sendo contestadas. Embora não possamos assegurar com certeza, não esperamos incorrer uma perda em relação a esse valor pendente. De acordo com a Resolução N.º 600 da ANEEL, de 31 de outubro de 2002, recebemos reembolso de custos operacionais de aproximadamente R\$28 milhões relativos à adoção do Plano de Racionamento de Energia e que excedem valores recebidos de sobretaxas sobre tarifas do consumidor. O reembolso desses custos operacionais foi efetuado mediante o aumento de tarifa em vigor desde 8 de abril de 2003. Vide nota explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 12 de dezembro de 2001, mediante a Medida Provisória N.º 14, aprovada em 26 de abril de 2002 pela Lei N.º 10.438, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico. Esse Acordo prevê que companhias de distribuição e de geração de energia elétrica no Brasil, como nós, serão compensadas por perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida e a compra de energia no MAE, se aplicável, tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação será realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a futuras vendas de energia e as companhias terão o direito de usar esse aumento da tarifa por um período não superior a 82 meses, com início em janeiro de 2001. O Acordo Geral do Setor Elétrico prevê, ainda, um empréstimo concedido pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, às companhias de distribuição e geração em um valor equivalente a 90% das suas perdas de receita ou da energia comprada no MAE, se aplicável, para que essas companhias possam manter seus saldos de conta como se nenhum programa de racionamento tivesse sido implementado. Esse empréstimo seria então amortizado ao BNDES utilizando a receita obtida da venda de energia a consumidores à tarifa aumentada. As concessionárias privadas de distribuição já receberam esse financiamento. No entanto, tendo em vista que somos uma companhia estatal, somos obrigados a aguardar a decisão do Governo Federal se o financiamento deverá ser concedido a nós ou se uma transação de efeito financeiro equivalente deveria ser implementada, pela qual os montantes devidos a nós pelo Governo Estadual nos

termos do Contrato da Conta CRC seriam transferidos ao Governo Federal através do BNDES e, em troca, receberíamos pagamento do Governo Estadual. Até esta data, não recebemos esse financiamento. Recebemos somente R\$335 milhões como empréstimo do BNDES em relação à liquidação de uma parte de nossas obrigações pendentes ao MAE, relativas à energia que compramos durante o Plano de Racionamento de Energia. Embora esperamos receber recursos tais como outras companhias de distribuição receberam e conforme companhias de geração esperam receber por meio de financiamento ou uma transação com efeito financeiro equivalente, não podemos garantir que tal fato ocorrerá. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Ainda não está definido se obteremos esse empréstimo do BNDES.

Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual

Nossa liquidez, bem como o lucro líquido constantes em nossa demonstração do resultado, é afetada por pagamentos efetuados em relação à Conta CRC, a conta a receber do Governo Estadual. O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento a nós nos termos do Contrato da Conta CRC em 2001 ou 2002, e não efetuou qualquer pagamento até esta data em 2003. A fim de realizar um acordo relativo a tais valores pendentes, realizamos negociações com o Governo Estadual. Até hoje, essas negociações resultaram na negociação de duas alterações do Contrato da Conta CRC, que estão, cada uma delas, descritas abaixo.

A Segunda Alteração do Contrato da Conta CRC, assinado em 14 de outubro de 2002 refere-se ao pagamento de 149 parcelas mensais, com vencimento de 1º de janeiro de 2003 até 1º de maio de 2015, representando o valor total de R\$989 milhões, corrigido ao valor atual, em 31 de dezembro de 2002, acrescido de juros de 6% ao ano, reajustado com base no IGP-DI. Celebramos esta segunda alteração com o Governo Estadual a fim de preservar os termos e as condições do Contrato da Conta CRC original relativos às parcelas acima mencionadas. Não recebemos quaisquer pagamentos programados do Governo Estadual referentes ao saldo total em aberto dessa segunda alteração. Registramos uma provisão total de perda para esse ativo em 31 de dezembro de 2001. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A Terceira Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 24 de outubro de 2002 refere-se a parcelas em aberto originalmente devidas nos termos do Contrato da Conta CRC de 1º de abril de 1999 até 31 de dezembro de 1999, e de 1º de março de 2000 até 1º de dezembro de 2002. Essas parcelas, no total de R\$755 milhões em 31 de dezembro de 2002, incorrem juros à taxa anual de 12%, reajustadas conforme o IGP-DI. Não recebemos quaisquer pagamentos programados relativos à esta terceira alteração em 2002 ou até esta data em 2003. Podemos reter os pagamentos de dividendos e de juros sobre o capital devido ao Governo Estadual como nosso acionista como compensação face aos valores que o Governo Estadual deixou de nos pagar conforme os termos desta terceira alteração. Por esse motivo, não registramos uma provisão de perda em relação aos valores devidos conforme previsto em tal instrumento. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Taxas de Câmbio

Praticamente a totalidade de nossas receitas e despesas operacionais são denominadas em reais. Temos níveis significativos de dívida e outras responsabilidades em moeda estrangeira. Em consequência, 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 e situação financeira 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. Em 2003, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swap* de taxas de juros para fazer o *hedge* de uma parte de nossa dívida denominada em moeda estrangeira a fim de reduzir o risco de flutuações da taxa de câmbio. Em 31 de maio de 2003, celebramos contratos de *swap* no valor total de US\$52 milhões a fim de alterar a taxa de juros original de certo financiamento de uma de taxa de juros baseada na variação do dólar dos Estados Unidos para uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário – CDI. Não utilizamos quaisquer outros instrumentos semelhantes em 2002 ou 2001. Vide notas explicativas 2(d), 17, 26(d) e 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O real depreciou aproximadamente 52,27% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2002 devido aos fatores que incluem o efeito do inadimplemento da dívida da Argentina em dezembro de 2001, e às considerações relacionadas às recentes eleições presidenciais no Brasil. Mais recentemente, o real experimentou alta volatilidade e valorizou frente ao dólar dos Estados Unidos. Em 2 de janeiro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,3100 para US\$1,00 e em 31 de dezembro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,5400 por US\$1,00. Em 18 de junho de 2003, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$2,9070 para US\$1,00.

Desverticalização

Introdução

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas na CEMIG, que centraliza sua administração. No entanto, nos últimos anos, o setor elétrico brasileiro tem passado por modificações e desregulamentações fundamentais. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Matérias Legais e Regulatórias – Metas de Reforma” contido no Anexo A. Em consequência, de acordo com nossas concessões e compromissos contratuais celebrados com a ANEEL, estamos obrigados a alterar nossa estrutura comercial e societária e “desverticalizar” nossas operações de geração, transmissão e distribuição. Esse processo de desverticalização, ou reestruturação, resultaria em uma nova estrutura organizacional na qual cada um de nossos negócios de geração, transmissão e distribuição desenvolveria suas operações como empresa separada, para fins administrativos, legais, regulatórios e fiscais. Cada uma dessas companhias separadas seria uma subsidiária integral da CEMIG e seria consolidada com a CEMIG para fins de reporte financeiro. Submetemos nosso plano de reestruturação à ANEEL. Não obstante as informações acima relatadas, em virtude de declarações públicas recentes do Governo Federal relatadas pela mídia, esperamos que o Governo Federal modifique a estrutura regulatória do setor de energia no futuro próximo e, em decorrência disso, a reestruturação das companhias de energia elétrica integrada verticalmente poderá deixar de ser exigida. Caso as exigências de reestruturação sejam eliminadas, solicitaremos que a ANEEL altere nossos contratos de concessão para retirar as cláusulas de reestruturação e rescindiremos nossos planos de reestruturação. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à CEMIG – Dificuldades Relativas à reestruturação de nossas operações podem prejudicar nosso negócio” e Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização”.

Relatório Financeiro e Considerações Fiscais

Segundo prevemos, a desverticalização não acarretaria diferenças relevantes na apresentação de nossos relatórios para fins financeiros em conformidade com os GAAP dos Estados Unidos ou os GAAP Brasileiros, visto que os resultados das novas subsidiárias de geração, transmissão e distribuição seriam consolidados com os da Companhia. Tampouco prevemos a alteração de nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, como consequência da desverticalização. Entretanto, segundo nossas previsões, nossos resultados operacionais seriam prejudicados em consequência da incidência de certos impostos brasileiros sobre a receita. Os impostos incidentes sobre as receitas os quais afetarão de modo adverso os resultados de operações referem-se à Contribuição para Seguridade Social, ou COFINS e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor, ou PASEP e foram taxados sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de 4,65% em dezembro de 2002, 3,65% de janeiro a novembro de 2002 e 3,65% para 2001 e 2000. 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 geração e, em separado, às receitas da subsidiária de distribuição.

Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 2002 em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 2001

Receitas operacionais líquidas

A receita operacional líquida diminuiu 2,7%, passando de R\$5.006 milhões em 2001 para R\$4.872 em 2002, em razão principalmente da receita mais baixa auferida do ajuste regulatório extraordinário de tarifa em 2002, o qual teve o intuito de reembolsar as perdas de receitas incorridas em virtude do Plano de Racionamento de Energia e transações do mercado à vista relacionadas, e em virtude

de uma diminuição nas vendas de energia elétrica ao sistema interligado de energia, parcialmente compensada por um aumento de 19,0% em vendas de energia elétrica a consumidores finais.

Em 2002, registramos R\$281 milhões em receita relativa ao ajuste regulatório extraordinário de tarifa, uma diminuição de 64,4% em comparação com os R\$789 milhões que registramos em 2001. Registramos receita relativa ao ajuste regulatório extraordinário de tarifa em 2002 e 2001 de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, que prevê o reembolso das perdas de receita incorridas durante o período do Plano de Racionamento de Energia e transações do mercado à vista relacionadas através de aumentos especiais de tarifa a serem faturados para os consumidores finais, e de acordo com consensos descritos nas Força Tarefa para Questões Emergentes - EITF 92-07, “Contabilidade para Concessionárias de Tarifa Controlada para os Efeitos de Certos Programas de Receita Alternativa”, que determina um prazo máximo de 24 meses para a recuperação de perdas de receita incorridas durante o Plano de Racionamento de Energia. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de energia a consumidores finais foram de R\$5.458 milhões em 2002, representando um aumento de 19,0% comparado aos R\$4.587 milhões apurados em 2001. Isso ocorreu principalmente em virtude de um aumento na tarifa média e de um aumento no volume de vendas de energia aos consumidores finais. Houve um aumento de 14,5% na tarifa média de energia em 2002, passando para R\$151,64 por MWh em comparação com R\$132,45 por MWh em 2001, em decorrência de aumentos nas tarifas de 16,5% em abril de 2001 (em pleno vigor em 2002) e 10,5% em abril de 2002. Além disso, houve um aumento de 2,0% no volume de nossas vendas de eletricidade a consumidores finais. Para o período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2002, comparado ao período de 12 meses encerrado em 31 de dezembro de 2001, o volume de energia elétrica vendido por nós a consumidores industriais, comerciais, rurais e outros aumentaram 2,6%; 0,4%; 8,5%; e 4,3%, respectivamente, enquanto que as vendas a consumidores residenciais decresceram em 1,8%. Apesar do aumento no volume de eletricidade vendida, novos padrões de consumo por parte dos consumidores e a queda de atividade econômica no Brasil não permitiram que as vendas de energia voltassem aos níveis praticados antes do Plano de Racionamento de Energia. Vide nota explicativa 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia foram de R\$161 milhões em 2002, uma diminuição de 68,9% em comparação com os R\$ 517 milhões em 2002. Essa diminuição ocorreu principalmente em virtude de tarifas mais elevadas no mercado à vista associadas a transações de energia no MAE enquanto o Plano de Racionamento de Energia esteve em vigor de 01 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002.

As receitas provenientes do uso da rede básica de transmissão por outras concessionárias aumentaram 20,1%, passando de \$154 milhões em 2001 para R\$185 milhões em 2002. Esse aumento ocorreu em virtude dos aumentos de tarifa de 11,6% e 7,5% em julho de 2001 e 2002, respectivamente, bem como de um aumento no número de outras concessionárias que usavam nossa rede básica de transmissão em 2002.

Outras receitas operacionais aumentaram 73,3%, passando de R\$150 milhões em 2001 para R\$260 milhões em 2002, em razão principalmente de um aumento de R\$84 milhões em receitas da Gasmig, nossa subsidiária, refletindo um crescimento período a período de 72,4%, e R\$20 milhões de receita da Infovias, resultantes de serviços de telecomunicação prestados em 2002.

Impostos sobre a receita aumentaram 23,7%, de R\$1.191 milhões em 2001 para R\$1,473 milhões em 2002, decorrente do aumento nas nossas vendas de eletricidade a consumidores finais em 2002 comparadas a 2001 e decorrente do VAT cobrado de consumidores, relativo ao reajuste extraordinário de tarifa. Os impostos sobre receitas consistem de: (i) VAT, cobrado à taxa média de 21% sobre as vendas de eletricidade a consumidores finais, e VAT cobrado de consumidores, relativo aos ativos regulatórios diferidos; (ii) COFINS, cobrado à taxa de 3%; (iii) PASEP, cobrado à taxa de 0,65%; e (iv) o Encargo de Capacidade Emergencial, um novo encargo instituído em 2002 que é calculado proporcionalmente entre os consumidores finais de energia e é relativo à Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica—CBEE, ou CBEE, uma agência do Governo Federal criada para fornecer energia a concessionárias de eletricidade no casos de reduções futuras. Vide nota explicativa 4 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais diminuíram 22,4%, passando de R\$5.598 milhões em 2002 para R\$4.345 milhões em 2002, em consequência principalmente de uma diminuição em 2002 da eletricidade comprada para revenda e do reconhecimento de provisões em 2001 a perdas sobre nossas contas a receber do Governo Estadual e a perdas sobre ativos regulatórios diferidos.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas de Itaipu por intermédio de *Furnas Centrais Elétricas S.A.*, ou Furnas. Somos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17% da capacidade de Itaipu, a preços expressos em dólares dos Estados Unidos. Compramos também eletricidade do MAE e da própria Furnas. A eletricidade comprada para revenda diminuiu 30,4%, passando de R\$1.914 milhões em 2001 para R\$1.333 milhões em 2002, em consequência principalmente do registro de R\$149 milhões de provisão relativa a energia comprada do MAE em 2002 enquanto o Plano de Racionamento de Energia esteve em vigor (comparado com o registro da provisão de R\$952 milhões em 2001), parcialmente compensado por um aumento em 19,0% em compras de Itaipu de R\$979 milhões em 2002 comparado a R\$ 823 milhões em 2001. Vide nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. O gás natural comprado para revenda aumentou 81,0%, passando de R\$84 milhões em 2001 para R\$152 milhões em 2002, e consiste das compras feitas por nossa subsidiária, Gasmig. O aumento na compra de gás natural para revenda é decorrente de um aumento de 17,7% no volume de gás vendido pela Gasmig em 2002 e de aumentos de 26% e 50,6% no preço do gás natural durante 2002.

Encargos para uso da rede básica de transmissão correspondem principalmente ao custo do transporte de eletricidade comprada de Itaipu e de outras concessionárias. Encargos para uso da rede básica de transmissão representam um aumento de 18,7%, passando de R\$251 milhões em 2001 para R\$298 milhões em 2002, principalmente em decorrência de aumentos de tarifa em julho de 2001 e 2002 e de um aumento no volume de energia transportada através da rede básica de transmissão após o final do Plano de Racionamento de Energia.

Depreciação e amortização aumentaram 3,9%, passando de R\$641 milhões em 2001 para R\$666 em 2002, em consequência do início de operação de novas linhas e redes de distribuição e transmissão.

A despesa com pessoal aumentou de R\$531 milhões em 2001 para R\$532 milhões em 2002, em consequência, principalmente, de aumentos de salário de funcionários. Os salários aumentaram em 11,45% e 8,16% em novembro de 2002 e 2001, respectivamente. No entanto, a ausência em 2002 de uma provisão relativa ao nosso Programa de Demissão Voluntária (R\$33 milhões de provisão em 2001) contribuiu para que as despesas com pessoal permanecessem relativamente constantes.

Os encargos regulatórios aumentaram 30,5%, passando de R\$420 milhões em 2001 para R\$548 milhões em 2002, em consequência principalmente de (i) um aumento de R\$96 milhões em encargos da Conta CCC em 2002, totalizando R\$345 milhões, em comparação com R\$249 milhões em 2001, oriundos do aumento de operações de usinas de geração térmica em 2002 e (ii) um aumento de R\$14 milhões em contribuições obrigatórias ao Fundo RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso brasileiro que determina a compensação a companhias de energia por certos ativos usados em relação às suas concessões, se suas concessões forem revogadas ou não renovadas), que passaram de R\$130 milhões em 2001 para R\$144 milhões em 2002. . Vide nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 22,7%, perfazendo R\$265 milhões em 2002, em comparação com R\$216 milhões em 2001. Esse aumento é basicamente em razão de um aumento nos preços dos contratos de prestação de serviços relativos a leitura de medidor, entrega de contas e serviços de cobrança.

Benefícios pós-aposentadoria de empregados diminuíram 29,4%, para R\$207 milhões em 2002 comparado a R\$293 milhões em 2001, devido a um custo periódico líquido menor projetado para 2002, em virtude de um de retorno maior esperado sobre os ativos do plano e do ganho na redução de R\$48 milhões decorrente de mudanças em nossos planos de seguro-saúde. Vide nota explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos uma provisão de perda sobre ativos regulatórios diferidos perfazendo R\$28 milhões em 2002, em comparação com R\$150 milhões em 2001, para refletir nossa estimativa sobre a possibilidade de recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos. Vide nota explicativa 2(q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas diminuíram 13,1%, perfazendo R\$238 milhões em 2002, em comparação com R\$ 274 milhões em 2001, principalmente em razão de uma diminuição em nossas perdas relativas à alienação de ativos fixos, totalizando R\$42 milhões em 2002, em comparação com R\$90 milhões no exercício anterior. Vide nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro (prejuízo) operacional

Em consequência dos fatos expostos acima, tivemos um lucro operacional de R\$527 milhões em 2002, comparado com o lucro operacional de R\$592 milhões no ano de 2001.

Despesas Financeiras, líquidas

Despesas financeiras, líquidas, consistem de (i) receita financeira, que inclui principalmente juros e correção monetária sobre a nossa conta a receber do Governo Estadual, receita auferida de investimento, encargos moratórios em contas de eletricidade vencidas, correção monetária referente a impostos restituíveis, ganhos cambiais, contas a receber renegociadas e (ii) despesa financeira, que inclui principalmente despesa de juros sobre empréstimos e financiamento, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, perda cambial, perdas com correção monetária e outras despesas. As despesas financeiras, líquidas, aumentaram 993,8% indo para R\$525 milhões em 2002, em comparação com os R\$48 milhões em 2001, em razão principalmente de um aumento de R\$576 milhões em perdas cambiais líquidas em consequência da desvalorização de 52,3% do real contra o dólar dos Estados Unidos em 2002 (em comparação, houve uma depreciação de 18,7% do real contra o dólar dos Estados Unidos em 2001) e de um aumento de R\$204 milhões em juros e correção monetária sobre empréstimos e financiamentos, parcialmente compensados por um aumento de R\$152 milhões na receita advinda de investimentos de caixa temporários em razão de um caixa e equivalentes a caixa e investimentos restritos mais alto em 2002 e da receita de investimentos de caixa expressos em dólares dos Estados Unidos e um aumento de 361,5% em receita financeira perfazendo R\$120 milhões em 2002, em comparação com R\$26 milhões em 2001, devido a correção monetária dos ativos regulatórios diferidos. Vide nota explicativa 3, 4, 17 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos de Renda

Os impostos de renda constituíram uma despesa de R\$26 milhões sobre o lucro antes do imposto no valor de R\$2 milhões em 2002 em comparação com uma despesa de R\$78 milhões sobre o prejuízo antes do imposto no valor de R\$640 milhões em 2001. Deduções de R\$73 e R\$34 milhões em 2002 e 2001, respectivamente, relativas aos juros sobre capital ajudaram a reduzir o montante provisionado para impostos de renda em 2002. Vide nota explicativa 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participações Minoritárias

Participações minoritárias constituíram receita de R\$12 milhões em 2002, em comparação com a despesa de R\$1 milhão em 2001. O aumento em participações minoritárias está principalmente relacionado à operação da Infovias, que foi consolidada nas demonstrações financeiras em 2002.

Prejuízo líquido

Em consequência dos fatos expostos acima, apresentamos um prejuízo líquido de R\$12 milhões em 2002 em comparação ao prejuízo líquido de R\$719 em 2001.

Outro lucro consolidado

Outro lucro consolidado consistiu de R\$242 milhões em 2002, em comparação com R\$203 milhões em 2001, em consequência de uma redução de nossas obrigações de benefícios projetadas resultantes de um aumento maior no valor justo de mercados dos ativos incluídos nos planos

administrados pela Forluz, em comparação com o aumento das obrigações de benefício da Forluz. Esse aumento no valor justo de mercado dos ativos foi principalmente consequência de um retorno sobre os ativos do plano em 2002.

Lucro (prejuízo) consolidado

Em consequência dos fatos expostos acima, apresentamos um lucro consolidado de R\$230 milhões em 2002 em comparação ao prejuízo consolidado de R\$516 milhões em 2001.

Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 2001 em Comparação com o Exercício Encerrado em 31 de dezembro de 2000

Receita Operacional Líquida

A receita operacional líquida aumentou 33,3% passando de R\$3.756 milhões em 2000, para R\$5.006 milhões em 2001, em razão principalmente da receita registrada auferida do ajuste regulatório extraordinário de tarifa em 2001, o qual teve o intuito de reembolsar as perdas de receitas incorridas em virtude do Plano de Racionamento de Energia e transações do mercado à vista relacionadas.

Em 2001, registramos uma receita relativa ao ajuste de tarifa regulatório extraordinário no valor de R\$789 milhões, de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, que prevê o reembolso das perdas de receita incorridas durante o período do Plano de Racionamento de Energia e transações do mercado à vista relacionadas através de aumentos especiais de tarifa a serem faturadas para os consumidores finais. Vide nota explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade a consumidores finais totalizaram R\$4.587 milhões em 2001, um aumento de 2,4% em comparação com R\$4.478 milhões em 2000. Esse aumento resultou de um efeito líquido do aumento na tarifa média e uma diminuição no volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Houve um aumento de 12,6% na tarifa média em 2001 passando para R\$132,45 por MWh em comparação com R\$117,60 por MWh em 2000. As tarifas aumentaram 11,8% em maio de 2000 (em pleno vigor em 2001) e 16,5% em abril de 2001. O efeito positivo do aumento das tarifas foi parcialmente compensado por uma diminuição de 7,0% no volume de vendas de eletricidade a consumidores finais em função do Plano de Racionamento de Energia. Nossos consumidores residenciais, industriais e comerciais reduziram de forma significativa o consumo em 2001 em 14,5%; 4,0% e 8,8%; respectivamente, comparado a 2000. Apesar dos efeitos do Plano de Racionamento de Energia, acrescentamos 270.778 novos clientes à nossa rede em 2001. Vide notas explicativas 4 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade ao sistema interligado de energia foram de R\$145 milhões em 2000. Esse aumento deve-se ao aumento expressivo na tarifa média em 2001, que passou de R\$23,50 por MWh em 2000 para R\$102,85 por MWh em 2001, e que foi compensado parcialmente por uma diminuição de 87,2% no volume de energia elétrica vendida. O aumento na tarifa média reflete tarifas mais altas praticadas durante o Plano de Racionamento de Energia.

As receitas provenientes do uso da rede básica de transmissão por outras concessionárias aumentaram 10,8%, passando de R\$139 milhões em 2000, para R\$154 milhões em 2001. Esse aumento ocorreu em virtude principalmente dos aumentos de tarifa de 14,7% e 11,6% em julho de 2000 e 2001, respectivamente.

Outras receitas operacionais aumentaram 21,0%, passando de R\$124 milhões em 2000, para R\$150 milhões em 2001, em razão de aumento de R\$365 milhões em receitas da Gasmig, refletindo um crescimento período a período de 45,0%, parcialmente compensado pela redução em R\$14 milhões nas receitas de serviços relativos a nossa atividade de distribuição de eletricidade, inclusive inspeção, conexão, leitura do medidor e outros, basicamente devido ao cancelamento obrigatório de certos encargos relativos a faturamentos vencidos de clientes.

Impostos sobre a receita aumentaram 5,4%, de R\$1.130 milhão em 2000 para R\$1.991 milhão em 2001, decorrente do aumento nas nossas receitas operacionais em 2001 comparadas a 2000. Os impostos sobre a receita consistem de VAT, cobrado à taxa média de 21% sobre vendas de eletricidade a consumidores finais (não incluindo receita de do ajuste regulatório extraordinário da tarifa), COFINS,

cobrado à taxa de 3% e PASEP, cobrado à taxa de 0,65%. O VAT relativo à receita relacionada ao reajuste extraordinário regulatório da tarifa no total de R\$301 milhões, somente se tornará uma obrigação a ser registrada nas demonstrações financeiras quando do faturamento do consumidor. Assim, nenhuma provisão relativa ao VAT prejudicará nossos resultados porque nós somente cobramos esse valor de consumidores para transferi-los ao Governo Estadual. Vide notas explicativas 4 e 22 de nossas demonstrações financeiras.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 68,9%, passando de R\$3.316 milhões em 2000, para R\$5.598 milhões em 2001, em consequência, principalmente, do reconhecimento da provisão de R\$754 milhões relativa à conta a receber do Governo Estadual, assim como de aumentos em eletricidade comprada para revenda, depreciação e amortização, custos com pessoal e benefícios pós-aposentadoria de empregados.

Registramos uma provisão de R\$754 milhões relativa a nossa conta a receber do Governo Estadual em virtude da incerteza em relação à possibilidade de recuperação dos valores devidos nos termos do Contrato da Conta CRC (conforme alterado pela Segunda Alteração) entre 1º de janeiro de 2003 e 1º de maio de 2015. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos ainda uma provisão de R\$150 milhões para refletir nossa estimativa sobre a possibilidade de recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos. Vide notas 2(q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras efetuadas de Itaipu através de Furnas. Somos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17% da capacidade a preços expressos em dólares dos Estados Unidos. Compramos também eletricidade do MAE e da própria Furnas. A eletricidade comprada para revenda aumentou 133,7%, perfazendo R\$1.914 milhões em 2001, contra R\$819 milhões em 2000, em consequência, principalmente, do registro da provisão de R\$952 milhões relativa à energia comprada do MAE durante o Plano de Racionamento de Energia e, em menor medida, do aumento na taxa de câmbio dólar/real aplicável às compras feitas de Itaipu.

Depreciação e amortização aumentaram 10,0%, passando de R\$583 milhões em 2000, para R\$641 milhões em 2001, em consequência, principalmente, do início de operação de novas linhas e redes de distribuição e transmissão.

A despesa com pessoal aumentou 14,0%, passando a R\$531 milhões em 2001, em comparação com R\$466 milhões em 2000, em consequência, principalmente, de aumentos de salário de 5,4%; 6,2% e 8,2% implementados em julho de 2000, novembro de 2000 e novembro de 2001, respectivamente, e do registro da provisão de R\$33 milhões relacionado ao programa de demissão voluntária, em março de 2001.

Os benefícios pós-aposentadoria de empregados aumentaram 23,1% para R\$293 milhões em 2001 comparado com R\$238 milhões em 2000 em virtude da variação do custo dos juros no período. Vide nota explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os encargos regulatórios decresceram 3,0%, passando de R\$433 milhões em 2000, para R\$420 milhões em 2001, em consequência de uma diminuição nos encargos da Conta CCC em 2001 totalizando R\$249 milhões em comparação com R\$282 milhões em 2000 e um decréscimo de R\$7 milhões nos encargos de indenização pela utilização de recursos hídricos, parcialmente compensados por um aumento de R\$26 milhões em contribuições obrigatórias ao Fundo RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso Nacional que determina a compensação de companhias de energia por certos ativos usados em relação às suas concessões se suas concessões forem revogadas ou não renovadas) que passaram de R\$104 milhões em 2000 para R\$130 milhões em 2001. Os encargos da Conta CCC representam contribuições feitas por companhias concessionárias do setor elétrico tendo em vista o subsídio do custo do combustível consumido no processo de geração de energia termelétrica no sistema de energia brasileiro. A diminuição nos encargos da Conta CCC resultou do fato de que a parcela de R\$76 milhões desses encargos foi registrada como ativo regulatório diferido, sob custos da Parcela A não controláveis, de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico e alterações à legislação referente a tarifas em 2001. Vide notas explicativas 4 e 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 10,8%, perfazendo R\$216 milhões em 2001, em comparação com R\$195 milhões em 2000, basicamente em razão do aumento nas despesas relacionadas a serviços de cobrança, manutenção de nossas redes de distribuição e transmissão e operações das nossas centrais de chamadas.

Encargos para uso da rede básica de transmissão corresponde principalmente ao custo do transporte de eletricidade comprada de Itaipu e representou um aumento de 3,3% passando de R\$243 milhões em 2000 para R\$251 milhões, principalmente, em decorrência do aumento da tarifa de 11,6% em julho de 2001.

Outras despesas aumentaram 31,7%, passando de R\$208 milhões em 2000, para R\$274 milhões em 2001, em consequência de um aumento de R\$20 milhões em despesas de participação de lucros para empregados, provisões para contingências no valor de R\$18 milhões em 2001 em comparação com R\$9 milhões em 2000 e R\$90 milhões referentes a perdas líquidas relativas à alienação de ativos fixos (dos quais, R\$32 milhões estão relacionados a uma de nossas menores usinas hidrelétricas) em comparação com R\$66 milhões em 2000. Vide “Item 8.- Informações Financeiras – Processos Judiciais” e nota explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro (prejuízo) operacional

Em consequência dos fatos expostos acima, tivemos um prejuízo operacional líquido de R\$592 milhões em 2001, comparado o lucro líquido operacional de R\$440 milhões no ano de 2000.

Despesas Financeiras, líquidas

Despesas financeiras, líquidas, consistem de (i) receita financeira, que inclui principalmente receita de juros e correção monetária sobre a nossa conta a receber do Governo Estadual, receita de investimento auferida, encargos moratórios em cobranças de eletricidade vencidas, correção monetária referente a impostos restituíveis, contas a receber renegociadas, ganhos cambiais, correção monetária de ativo regulatório diferido e (ii) despesa financeira, que inclui despesa de juros sobre dívida de empréstimos e financiamento, CPMF, juros e multas sobre impostos, perda cambial, perdas com correção monetária e outras despesas. As despesas financeiras aumentaram para R\$48 milhões em 2001, em comparação com R\$42 milhões em 2000, em razão, principalmente, da perda cambial líquida de R\$105 milhões em consequência da depreciação de 18,7% do real contra o dólar dos Estados Unidos em 2001 (em comparação, no ano de 2000 houve uma depreciação de 9,3% do real contra o dólar dos Estados Unidos), e um aumento de R\$46 milhões em juros sobre empréstimos e financiamentos decorrentes da variação da inflação relativa aos índices associados a nossos contratos de endividamento, parcialmente compensados por um aumento de R\$93 milhões nos valores devidos sob nossas contas a receber do Governo Estadual, um aumento de R\$40 milhões na receita advinda de investimentos de caixa temporários devido a um maior superávit de caixa em 2001 quando comparado a 2000 e R\$26 milhões de receita da correção monetária dos ativos regulatórios diferidos resultantes das alterações na legislação no que se refere a tarifas, em 2001. Vide notas explicativas 3, 4, 17 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos de Renda

Os impostos de renda constituíram uma despesa de R\$78 milhões sobre o prejuízo antes do imposto no valor de R\$640 milhões em 2001 em comparação com uma despesa de R\$32 milhões sobre o lucro antes do imposto de R\$398 milhões em 2000. Deduções de R\$34 milhões e R\$62 milhões em 2001 e 2000, respectivamente, relativas aos juros sobre o patrimônio líquido ajudaram a reduzir o montante provisionado para impostos de renda em ambos os períodos. Não registramos quaisquer benefícios de imposto de renda relativa à provisão de nossa conta a receber do Governo Estadual tanto de acordo com os GAAP brasileiros, como de acordo com os GAAP dos Estados Unidos, devido ao tratamento de tal provisão como uma despesa não dedutível, uma vez que refere-se a um prejuízo em uma transação com um acionista controlador. Vide “Item 8. – Informações Financeiras – Política e Pagamentos de Dividendos” e nota explicativa 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro (prejuízo) líquido

Em conseqüência dos fatos expostos acima, apresentamos um prejuízo líquido de R\$719 milhões em 2001 em comparação ao lucro líquido de R\$366 milhões em 2000.

Outro lucro (prejuízo) consolidado

Outro lucro consolidado consistiu de R\$203 milhões em 2001, em comparação com o lucro de R\$19 milhões em 2000. Esse aumento em outros lucros consolidados em 2001 é conseqüência principalmente da redução significativa de nossas obrigações de benefícios projetadas em 2001 resultantes de um aumento no valor justo de mercado dos ativos incluídos nos planos administrados pela Forluz em comparação com o aumento das obrigações de benefício da Forluz. O aumento em 2001 no valor dos ativos foi resultante de um estorno de R\$166 milhões do passivo acumulado para contingências devido a promulgação de uma nova legislação permitindo a dedução, pela Forluz, de multas e juros de seus pagamentos de imposto de renda em relação a um certo processo judicial.

Lucro (prejuízo) consolidado

Em conseqüência dos fatos expostos acima, o prejuízo consolidado foi de R\$516 milhões em 2001 em comparação ao lucro consolidado de R\$385 milhões em 2000.

Acerto de Contas fora do Balanço

Realizamos acertos de contas relevantes fora do balanço conforme definição das regras da Comissão.

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.

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2002 totalizaram R\$123 milhões, em comparação com R\$218 milhões em 31 de dezembro de 2001 e R\$236 milhões em 31 de dezembro de 2000. Em 31 de dezembro de 2002, nem o nosso caixa, nem nosso equivalentes a caixa foram mantidos em outra moeda que não o real.

Fluxo de Caixa proveniente de atividades operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2002, 2001 e 2000 totalizou R\$732 milhões, R\$720 milhões e R\$831 milhões, respectivamente. O aumento do caixa proveniente de atividades operacionais em 2002 comparado a 2001 decorre principalmente dos ganhos mais altos de caixa mais alterações do capital de giro. A diminuição da provisão do caixa de atividades operacionais em 2001 comparado a 2000 decorre principalmente de ganhos menores do caixa mais alterações do capital de giro. Itens relevantes não incluídos no caixa que afetam ganhos incluíram aumento da despesa de depreciação e amortização em virtude de nossos projetos de melhoria de capital em andamento, reconhecimento de ativos regulatórios diferidos em 2002 e 2001, os efeitos da variação monetária e variações da taxa de câmbio e a provisão para perda reconhecida em 2001 sobre nossa conta a receber do Governo Estadual.

Fluxo de Caixa de atividades de investimento

O caixa líquido empregado em atividades de investimento durante os períodos de 2002, 2001 e 2000 totalizou, respectivamente, R\$546 milhões, R\$1.099 milhões e R\$ 523 milhões, principalmente, em decorrência da compra de ativos imobilizados, destinados à construção de novas instalações de geração realizadas por nós e nossos consórcios e à expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. O dispêndio para a aquisição de imobilizado totalizou R\$636

milhões, R\$523 milhões e R\$406 milhões em 2002, 2001 e 2000, respectivamente. Novos investimentos em consórcios e outras afiliadas também exerceu efeito sobre o caixa líquido usado em nossas atividades. Tais investimentos totalizaram R\$336 milhões, R\$223 milhões e R\$50 milhões em 2002, 2001 e 2000, respectivamente. Vide tabela abaixo em “ – Fluxo de caixa de atividades financeiras” para mais detalhes sobre como esses dispêndios foram aplicados por nós.

Em 31 de dezembro de 2001, possuíamos investimentos restritos de curto prazo no valor de R\$602 milhões, dos quais R\$468 milhões refere-se à nossa emissão de debêntures de longo prazo, em novembro de 2001, no valor de R\$625 milhões. Vide “Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes”. Esses recursos foram utilizados em relação a nosso plano de investimento, executado em 2002, relativo à expansão de nossa produção de energia, operações de transmissão e distribuição de energia.

Fluxo de Caixa provenientes de atividades financeiras

O caixa líquido usado em atividades financeiras durante 2002 foi de R\$281 milhões, composto da amortização de R\$597 milhões do financiamento a longo prazo denominado em real e moeda estrangeira, e pagamento de R\$214 milhões em dividendos e juros sobre capital, compensação de R\$518 milhões de recursos de financiamento de longo prazo, inclusive empréstimos de longo prazo denominados em dólares dos Estados Unidos, e um adiantamento para aumento futuro de capital realizado pelos acionistas minoritários de R\$12 milhões.

O caixa líquido provisionado por atividades financeiras durante 2001 totalizou R\$361 milhões, composto de R\$1.150 milhão em recursos de financiamento de longo prazo, inclusive empréstimos em dólares dos Estados Unidos e emissão de novembro de 2001 de R\$625 milhões de debêntures de longo prazo, compensado pela amortização de R\$617 milhões em financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira (incluindo um pagamento de US\$121 milhões efetuado para o resgate parcial de Eurobonds com taxa fixa em novembro de 2001), e o pagamento de R\$172 milhões em dividendos e juros sobre o capital. Uma parte dos recursos de nossa emissão de debêntures de longo prazo, no valor de R\$468 milhões, foi registrada sob o item investimentos restritos de curto prazo em 31 de dezembro de 2001. Vide “Item 10. - Informações Adicionais – Contratos Relevantes”.

O caixa líquido empregado em atividades financeiras durante 2000 totalizou R\$158 milhões, em consequência da amortização de R\$282 milhões de financiamentos de longo prazo denominados em real e pagamento de R\$196 milhões de dividendos e juros sobre o capital parcialmente compensados por R\$320 milhões em recursos de empréstimos de longo prazo denominados em reais.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2002 totalizou R\$3.539 milhões, composto de R\$2.593 milhões em dívida de longo prazo, R\$946 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo. Em comparação com o endividamento em 31 de dezembro de 2001 de R\$2.480 milhões composto de R\$2.029 milhões em dívida de longo prazo e R\$451 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (inclusive a parcela corrente) em 31 de dezembro de 2002, R\$2.119 milhões eram denominados em moeda estrangeira (sendo R\$1.995 milhão denominado em dólares dos Estados Unidos) e R\$1.420 milhão era denominado em reais. Vide notas explicativas 17 e 26(d) de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Estamos sujeitos a cláusulas financeiras contidas em alguns de nossos contratos de dívidas que nos obrigam a manter certos índices financeiros. Esses índices são calculados com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas e outras cláusulas podem limitar a nossa capacidade de sustentar nossa liquidez e exigências de capital. Atualmente não estamos cumprindo com algumas dessas cláusulas. No entanto, obtivemos renúncias de nossos credores que afirma que tais credores não exercerão seus direitos de exigir o pagamento antecipado e imediato dos totais devidos. Entretanto, essas renúncias deverão ser renovadas trimestralmente e estamos obrigados a continuar o cumprimento de certas exigências. Não podemos assegurar que seremos capazes de renovar essas renúncias e de que, nesses caso, os credores relevantes não anteciparão o pagamento. Vide nota explicativa 17 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e “Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora em Relação a Dividendos”.

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 tal aprovação é geralmente concedida somente se a finalidade da transação for a financiar importação de mercadorias ou para a rolagem da dívida externa. 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 – Estamos atualmente enfrentamos limitações sobre nossa capacidade de obter financiamento”.

Os dispêndios de capital para aquisição de imobilizado para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999, indicados em milhões de reais, são os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2002	2001	2000
Projetos de geração de energia – Consórcios.	233	179	39
Aquisição de Participação Infovias	87	-	-
Outros	16	44	11
Total de dispêndio de capital para aquisição de imobilizado – Consórcio	336	223	50
Projetos de geração de energia – Ativo Imobilizado	180	6	107
Expansão da rede de transmissão.....	59	47	10
Expansão da rede de distribuição.....	278	206	260
Outros.....	119	64	29
Total da aquisição de imobilizado.....	636	323	406

Planejamos efetuar dispêndios para aquisição de imobilizado totalizando aproximadamente R\$855 milhões em 2003. Espera-se que as principais destinações desses dispêndios sejam a expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Em 2002, provemos recursos de nossos dispêndios para aquisição de imobilizado e atingimos nossas exigências de liquidez mediante a combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Esperamos prover recursos a nossos dispêndios para aquisição de imobilizado e atender nossas demais exigências de liquidez em 2003 por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Pelo fato de contarmos basicamente com o caixa gerado das operações para gerar recursos que atendam as nossas exigências de liquidez e capital, fatores que causem o aumento ou diminuição de nossos lucros ou receitas líquidas podem causar efeito correspondente ao nosso acesso a recursos de liquidez.

No decorrer do período, prevemos que será necessário realizar dispêndios significativos para aquisição de imobilizado 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.

Compromissos

Nossos compromissos e obrigações contratuais em aberto incluem provisões para pagamento de dívida principal, a obrigação de comprar eletricidade comprada para revenda de Itaipu, a obrigação de transferir e transportar energia elétrica de Itaipu, assim como compromissos de construção. A tabela abaixo apresenta informações sobre nossos futuros compromissos em milhões de reais, posição em 31 de dezembro de 2002:

	2003	2004	2005	2006	2007
Eletricidade comprada de Itaipu para revenda ⁽¹⁾	1.405	1.405	1.405	1.405	1.405
Transferência e transporte de energia elétrica de Itaipu ⁽¹⁾	43	43	43	43	43
Amortização de financiamento de longo prazo	946	818	179	179	179
Investimento na Infovias	130	60	-	-	-
Compromissos de Construção ⁽²⁾					
Usina Hidrelétrica de Aimorés	56	15	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Irapé	224	251	160	9	9
Usina Hidrelétrica do Funil	26	-	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Queimado	20	-	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim	28	3	-	-	-
Subestação de transmissão Bom Despacho 3	60	9	-	-	-
	414	278	160	9	9
Total	3.117	2.783	2.480	2.197	1.744

(1) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu.

(2) Compromissos contratuais com contratados.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos em campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento do uso de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança. Em 2002, dispendemos um total de aproximadamente R\$21 milhões, em pesquisa e desenvolvimento e inclusive transferências ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT. Durante os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000 dispendemos um total de aproximadamente R\$12,3 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos R\$22,3 milhões para o FNDCT. Esses números não incluem as compras de tecnologia como hardware e software de computador e outros itens relacionados a tecnologia. Esperamos dispender um total de aproximadamente R\$25 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2003. Realizamos esses esforços de acordo com a Lei Federal 9.991 que exige que as companhias de eletricidade brasileiras dispendam pelo menos 0,5% de seu lucro líquido em projetos de pesquisa e desenvolvimento (inclusive transferências ao FNDCT), assim como de acordo com nossos planos corporativos estratégicos.

Dedicamos uma parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento para desenvolver o uso de fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e biomassa. Por exemplo, nossa usina eólica experimental de Morro do Camelinho, com capacidade instalada de 1 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:

- o o desenvolvimento do primeiro protótipo da América Latina de 500W e 1.000W de células de combustível de hidrogênio (*Direct Hydrogen Proton Exchange Membrane Fuel Cells*) e pesquisa relativa ao desenvolvimento de células movidas diretamente por etanol sem reforma externa (*Direct Ethanol Proton Exchange Membrane Fuel Cell*);
- o emprego de tecnologias de baixo custo relativas à geração de eletricidade, tais como motores Elsbeth e Stirling, motores de combustão interna, painéis fotovoltaicos, micro turbinas, células de combustível de alta temperatura, gaseificação de biomassa e biogás extraído de biomassa animal;
- o criação de laboratório experimental para produção de hidrogênio como fonte de energia; e
- o um programa de pesquisa conjunta com a Universidade Federal de Itajubá relativa a usinas hidrelétricas de menor porte, geração térmica e recursos de energia distribuída;
- o um programa de pesquisa conjunta com o Centro Tecnológico de Minas Gerais voltado para o desenvolvimento de uma célula fotoelétrica de baixo custo;
- o um programa de pesquisa conjunta com a Universidade Federal de Viçosa relativa a biomassa plantada para geração de energia; e

- o um programa de pesquisa conjunta com o Centro Federal de Educação Tecnológica voltado para o desenvolvimento de usinas de energia solar de pequeno porte usando materiais de baixo custo;

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

- programa de pesquisa em relação a raio, a causa principal de interrupção de energia elétrica, que utiliza a primeira estação de pesquisa de tempestade da América do Sul e o primeiro sistema de rastreamento e localização de raios do Brasil, e uma parceria com a Universidade Federal de Minas Gerais que criou o Centro de Pesquisa de Raio;
- 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 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.”

Tendências

Sob condições normais de tempo, temos condições de gerar aproximadamente 60% da eletricidade vendida a consumidores finais. Durante os dois últimos anos, nossa capacidade para fazê-lo foi profundamente afetada por níveis insuficientes de reservatório. Assim sendo, parte da eletricidade fornecida a consumidores finais teve que ser comprada no MAE e de PIEs. Durante os últimos trimestres sociais, fomos gradualmente adquirindo capacidade para aumentar a geração a um nível semelhante ao vivenciado antes do Plano de Racionamento de Energia. No entanto, ainda não fomos capazes de gerar 60% da eletricidade vendida a consumidores finais tal como havíamos sido capazes de gerar sob condições normais de tempo.

Na condição de concessionária de serviço público, estamos sujeitos aos regulamentos do Governo Federal, conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia – O Mercado de Energia do Brasil – Regulamentação”. Portanto, qualquer mudança na estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja em relação à nossa receita caso a mudança diga respeito a preços, seja em relação a nossas despesas operacionais caso a mudança diga respeito a custos incorridos para a prestação de serviço a consumidores residenciais.

Não estamos prevendo nenhuma mudança significativa nas receitas no tocante à transmissão e distribuição da atividade, visto que a regulamentação em funcionamento atende aos planos anunciados da nova administração do Governo Federal. As tarifas de eletricidade no varejo foram recentemente revistas nos termos dos nossos contratos de concessão, e nossas tarifas para consumidores cativos aumentaram em 31,5%, no intuito de serem suficientes para proporcionar retorno adequado sobre o investimento feito ao longo do período de concessão. A taxa de reajuste foi aplicada de modo diferente às diversas categorias de clientes, sendo que os clientes industriais têm reajuste mais altos do que os clientes residenciais. Para maiores informações, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia — O Mercado de Energia do Brasil—Tarifas” e “O Setor Energético Brasileiro —Matérias Legais e Regulatórias—Tarifas” contido no Anexo A. Essa diferença na aplicação poderá ter um impacto sobre o crescimento do volume de vendas no futuro, visto que clientes industriais tenderão a desenvolver projetos de energia para fornecimento de eletricidade para si mesmos a custo mais baixo. Estamos tomando medidas para atenuar esse impacto através da conexão com novos clientes de categorias diferentes, bem como com clientes localizados nos estados vizinhos. Nos próximos anos, espera-se que o consumo de eletricidade cresça para o nível anterior ao racionamento, levando-se em conta a suposição de que a atividade econômica no Brasil voltará aos níveis atingidos antes do racionamento imposto pelo Governo Federal. No entanto, não é possível haver garantia de que isso ocorrerá.

Esperamos que as despesas que não sejamos capazes de controlar aumentem a uma taxa bem acima da inflação, o que tornará necessário novos aumentos de tarifa conforme descrito no “Item 3. Informações Chave—Fatores de Risco—Riscos Atinentes ao Brasil—Mudanças na estrutura de fixação de tarifa aplicável às concessionárias elétricas do Brasil, bem como demais ações do Governo Federal, poderiam fazer com que nosso lucro líquido diminuísse” e “Setor Elétrico Brasileiro—Matérias Legais e Regulatórias —Ação do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade” contido no Anexo A. Espera-se que nossos custos controláveis aumentem mais ou menos à taxa da inflação, visto que a maioria dos itens desse custo são reajustados pela inflação de acordo com termos contratuais. Adotamos medidas para cortar custos operacionais de modo a atingir *benchmarks* propostos pela ANEEL no processo de revisão de tarifa.

Com relação a expansão, a tendência mais significativa diz respeito à universalização dos serviços para clientes. Concessionárias de serviço público são obrigadas a prestar serviço a todos os clientes de acordo com um cronograma a ser definido pela ANEEL. Os fundos necessários para a expansão de nosso sistema de distribuição para conectar consumidores que não estejam sendo atendidos atualmente serão concedidos de fundos federais advindos de encargos regulatórios cobrados de consumidores. Não está claro como esses recursos serão distribuídos às concessionárias de serviço público. Espera-se que as regulamentações da ANEEL referentes a essa questão sejam apresentadas em breve.

Com relação ao fornecimento de energia, esperamos que o atual excesso de capacidade e os níveis favoráveis dos reservatórios prevaleçam no curto prazo, permitindo aos clientes consumirem eletricidade a preços mais baixos e desestimulando investimento em novos projetos de energia. O investimento em nova capacidade de geração é uma das maiores preocupações do Governo Federal a ser tratado por meio de reforma de estrutura regulatória. De acordo com versões preliminares da estrutura regulatória revisada, os geradores serão estimulados a investir em nova capacidade por meio de contratos de longo prazo a serem assinados com distribuidores, a preços a serem definidos em leilões públicos. Serão prestadas garantias a fim de reduzir o risco de crédito dos distribuidores.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

Somos administrados por nosso Conselho de Administração, que consiste de 14 conselheiros, cada um com um suplente correspondente, e por nossa Diretoria, que consiste de sete diretores executivos. Como nosso acionista majoritário, 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, 10% das ações ordinárias em circulação poderá acumular votos para um ou mais de um nomeado como membro de Conselho de Administração.

De acordo com nosso estatuto, detentores de ações preferenciais que representam, pelo menos, 10% de nosso capital social ou detentores de ações ordinárias que representam, pelo menos, 15% de nosso capital com direito a voto (outro que não o acionista controlador) têm o direito de nomear um membro efetivo e um suplente do Conselho de Administração. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou preferenciais preencham os respectivos limites acima mencionados, os acionistas que representarem, pelo menos, no total, 10% de nosso capital social poderão reunir suas ações para nomear um membro e um substituto do Conselho de Administração.

Conselho de Administração

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

Cada membro efetivo do Conselho de Administração possui um suplente, que é eleito nas assembleias 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 14 integrantes de nosso Conselho de Administração, oito foram eleitos pelo Governo Estadual e cinco foram eleitos pela Southern e um foi eleito por nossos acionistas. Os mandatos dos atuais membros de nosso Conselho de Administração expiram em abril de 2006.

Os nomes, cargos e datas da nomeação original de nossos conselheiros e de seus respectivos suplentes são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Wilson Nélio Brumer ⁽¹⁾	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Fernando Lage de Melo	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Djalma Bastos de Moraes	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Luis Antônio Athayde Vasconcelos	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Francelino Pereira dos Santos	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Marco Antônio Rodrigues da Cunha	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Antônio Adriano Silva	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Francisco Sales Dias Horta	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Flávio José Barbosa de Alencastro.....	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Guilherme Horta Gonçalves Júnior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Oderval Esteves Duarte Filho ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril 2000
Geraldo Dannemann ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Marcelo Pedreira de Oliveira ⁽²⁾	Conselheiro	30 de abril de 2002
Luiz Felipe Leal da Fonseca Júnior ⁽²⁾	Suplente	28 de maio de 2003
João Bosco Braga Garcia ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril de 2000
Carlos Suplicy de Figueiredo Forbes ⁽²⁾	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Sérgio Lustosa Botelho Martins ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril de 2000
Marc Leal Claassen ⁽²⁾	Suplente	14 de abril de 2000
Mário Lúcio Lobato ⁽²⁾	Conselheiro	28 de maio de 2003
André Luis Garbuglio ⁽²⁾	Suplente	28 de maio de 2003
Aécio Ferreira da Cunha	Conselheiro	28 de maio de 2003
Eduardo Lery Vieira	Suplente	28 de maio de 2003
Maria Estela Kubitschek Lopes	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Fernando Henrique Schuffner Neto	Suplente	30 de abril de 2000
Alexandre Heringer Lisboa	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Francisco Roberto André Gros ⁽³⁾	Conselheiro	28 de maio de 2003
Arnaldo José Vollet ⁽³⁾	Suplente	28 de maio de 2003

(1) Presidente do Conselho de Administração.

(2) Eleitos pela Southern

(3) Eleitos por nossos acionistas preferenciais

Seguem-se breves informações biográficas sobre nosso Conselho de Administração:

Wilson Nélio Brumer – O Sr. Brumer formou-se em administração de empresas pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade – FUMEC – BH em 1975 e completou diversos cursos de administração financeira, planejamento e desenvolvimento gerencial no Brasil e no exterior. É Secretário do Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais desde janeiro de 2003 e conselheiro da Valepar S.A. desde janeiro de 2001. Foi presidente do conselho das seguintes empresas: BHP Billiton Brasil, de novembro de 1998 a dezembro de 2002; Grupo Paranapanema, de fevereiro de 1996 a outubro de 1998; Aço Minas Gerais – Açominas, de maio de 1995 a junho de 1997; Eletrometal Metais Especiais S.A., de 1994 a 1996; Brasifco S.A., de 1993 a 1996; Rio Doce Finance Ltd. – RDF, de 1990 a 1992; Itabira International Company Ltd. – ITACO, de 1990 a 1992; e Navegação Rio Doce S.A. – DOCENAVE de 1990 a 1991. Foi vice presidente do Conselho de Administração das seguintes companhias: Acesita, de novembro de 1992 a outubro de 1998; Acesita Energética S.A., de 1992 a 1996; Forjas Acesita S.A., de 1992 a 1996; CVRD, de 1990 a 1992, e Grupo Villares, que inclui as Indústrias

Villares, Aços Villares S.A. e Elevadores Atlas S.A., de fevereiro de 1995 a outubro de 1998. Foi conselheiro da: Companhia Siderúrgica de Tubarão – CST, de julho de 1996 a abril de 1999; Varig de novembro de 1994 a fevereiro de 1996; Usiminas, de outubro de 1991 a novembro de 1992; Companhia Siderúrgica Tubarão, de agosto de 1992 a novembro de 1992; Rio Doce Geologia e Mineração S.A. – DOCEGEO, de 1998 a 1990; Florestas Rio Doce S.A., de 1988 a 1990; e Ferritas Magnéticas S.A. - FERMAG, de 1984 a 1986. O Sr. Brumer foi também diretor presidente da Acesita, de novembro de 1992 a outubro de 1998; Companhia Siderúrgica de Tubarão, de julho de 1996 a abril de 1999; CVRD, de abril de 1990 a novembro de 1992; Acesita Energética S.A., de 1992 a 1993; e Forjas Acesita S.A., de 1992 a 1993. Foi diretor financeiro da CVRD, de fevereiro de 1988 a abril de 1990. Fez parte também do conselho fiscal de Navegação Rio Doce S.A. – DOCENAVE, de 1983 a 1987 (presidente); Urucum Mineração S.A., de 1983 a 1984; e Fundação Vale do Rio Doce de Seguridade Social – VALIA, de 1982 a 1983. Foi também presidente do Instituto Brasileiro de Siderúrgicas de agosto de 1997 a maio de 1999, presidente do Conselho de Política Industrial da Federação das Indústrias de Minas Gerais, de 1994 a 1999, presidente do comitê financeiro da Valesul Alumínio S.A., de 1984 a 1988, diretor executivo da Associação Brasileira de Comércio Exterior – AEB, de 1994 a 1997, e membro de diversos conselhos e comitês.

Djalma Bastos de Moraes – O Sr. Moraes é formado em engenharia pelo Instituto Militar de Engenharia, tendo concluído estudos de pós-graduação em telefonia e informática no mesmo instituto. Desde janeiro de 1999 é o Diretor Presidente da Gasmig e desde julho de 2002 é o Diretor Presidente da Infovias. A Partir de maio de 1999 até agosto de 2001 foi Diretor Presidente da Infovias. De 1995 a 1998, foi Vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A., a empresa de petróleo brasileira. De 1993 a 1994, exerceu o cargo de Ministro das Comunicações do Brasil. 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.

Francelino Pereira dos Santos – O Sr. Santos formou-se em direito na Universidade Federal de Minas Gerais, em 1949. Foi também senador de Minas Gerais, de 1995 a 2002 e governador de Minas Gerais de 1979 a 1983. Foi também deputado federal por quatro mandatos sucessivos de 1963 a 1979 e vereador da cidade Belo Horizonte de 1951 a 1954. De 1961 a 1966 foi Chefe de Gabinete do Secretário do Estado de Minas Gerais de Assuntos Internos e da Justiça, Chefe do Departamento de Administração Geral do Estado de Minas Gerais e Conselheiro Chefe de Assuntos Municipais do Gabinete do Governador. De 1985 a 1990 foi vice-presidente da administração do Banco do Brasil S.A. e diretor presidente da Acesita, de outubro de 1983 a agosto de 1984. Foi também professor e diretor da Escola Municipal de 2º Grau de Contabilidade em Belo Horizonte de 1955 a 1959.

Antônio Adriano Silva – O 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.

Flávio José Barbosa de Alencastro – O Sr. Alencastro formou-se em administração de empresas em 1988 na Faculdade de Ciências Econômicas da Universidade de Brasília – UniCEUB e completou o curso de pós-graduação em Desenvolvimento Gerencial na Universidade de Brasília. Atualmente, está cursando a faculdade de direito na Universidade de Brasília. É também secretário particular do Governador de Minas Gerais. Foi Chefe de Gabinete do Presidente da Câmara Federal de 2001 a 2002, Chefe de Gabinete para os líderes do Partido Social Democrata, ou PSDB, da Câmara Federal de 1998 a 2001, Chefe do Conselho dos líderes do PSDB no plenário da Câmara Federal, de 1995 a 1997. Trabalhou também do Departamento de Comissões do Congresso de 1993 a 1995. É também funcionário da Companhia Energética de Brasília – CEB.

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

Marcelo Pedreira de Oliveira – O Sr. Oliveira é formado em economia e é mestre em administração de empresas pelo IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais). Foi membro do conselho de

administração da Infovias e da Electronet S.A. e Diretor Financeiro e Administrativo da Eletronet S.A. Trabalhou como analista financeiro, administrou o departamento de contabilidade da Light Serviços de Eletricidade S.A e assistente do Vice-presidente Executivo da CEMIG.

João Bosco Braga Garcia – O Sr. Garcia formou-se em contabilidade e administração de empresas, em 1979, e em economia, em 1980, na Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atualmente é o diretor administrativo da Southern. Foi consultor no departamento de auditoria interna da CEMIG de dezembro de 1997 a outubro de 1999. Foi também diretor administrativo da Itaminas Comércio de Minérios S.A. e da Minas Itacolomy Ltda. de outubro de 1990 a agosto de 1997, analista financeiro da Construtora Mendes Júnior S.A., de agosto de 1984 a setembro de 1990, supervisor de auditoria interna da Magnesita S.A., de outubro de 1981 a julho de 1984 e contador sênior da Arthur Andersen S/C de julho de 1977 a julho de 1981. Também foi responsável pelo departamento de contabilidade da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

Sérgio Lustosa Botelho Martins – O Sr. Martins formou-se em economia da Faculdade de Ciências Econômicas de Minas Gerais em 1962. É sócio gerente da Plus Santé Sistemas Assistenciais de Saúde Ltda. desde setembro de 1995. Foi também Diretor Comercial da Datamec S.A. Sistemas de Processamento de Dados, de março de 1996 a maio de 1997, sócio gerente da Mineração Mira Serra Ltda., de 1989 a 1995, Subsecretário da Indústria e Comércio do Estado do Rio de Janeiro de 1988 a 1989, diretor do Grupo Tecnicorp, de 1979 a 1986, sócio gerente da Jequitibá Empreendimentos e Construções Ltda., de 1976 a 1988, diretor do Grupo Múltiplo, de 1971 a 1977 e diretor financeiro da Magnesita S.A., de 1963 a 1971.

Márcio Lúcio Lobato – O Sr. Lobato formou-se em engenharia mecânica na Universidade Federal de Minas Gerais e participou de aulas de pós-graduação em engenharia econômica na Fundação Dom Cabral de setembro de 1980 a abril de 1981. Participou de diversos cursos de atualização como AOTS, Tóquio, Japão, Impost Procurement for Projects in the electrical sector PRODEC/Faculdade de Economia de Helsink, Caracas Venezuela, Project Management from ProjktSyrning AB, Estocolmo, Suécia. O Sr. Lobato é gerente de compras da Eletronet desde 2000. A partir de janeiro de 1999 até fevereiro de 2000, foi gerente de compras da Infovias. De abril de 1984 até janeiro de 1999, trabalhou na CEMIG como gerente geral da área de compras, gerente do setor especial de compra e assistente do setor especial de compras. A partir de 1977 até 1984, foi gerente da área de engenharia industrial, supervisor e engenheiro de métodos e procedimentos da fabricação e da General Motors TEREX do Brasil.

Aécio Ferreira da Cunha – O Sr. Cunha formou-se na Faculdade Nacional de Direito da Universidade do Brasil, no Rio de Janeiro, em 1951. Recebeu certificado da Escola superior de Guerra brasileira em 1973. Atualmente, o Sr. Cunha é um empreendedor de negócios agrícolas no nordeste de Minas Gerais. Desde 1993, é conselheiro de Furnas. Em 1993, foi presidente do conselho do BNDES. Foi deputado federal por seis mandatos, de 1963 até 1987 e deputado estadual de Minas Gerais por dois mandatos de 1955 até 1962. Antes disso, o Sr. Cunha foi Chefe de Gabinete do Secretário da Agricultura, do Comércio e do Trabalho de Minas Gerais. Em 1988 o Sr. Cunha foi nomeado Ministro do Tribunal de Contas brasileiro, tendo o seu nome aprovado pelo Congresso Nacional, mas recusou o cargo, por motivos pessoais, antes de tomar posse.

Maria Estela Kubitschek Lopes – A Sra. Lopes formou-se em arquitetura e é decoradora de interiores e empresária. É sócia gerente da DF Consultores Ltda. e da Santa Júlia Importação, Exportação e Participações. É também conselheira do presidente da Fundação Municipal de Teatro da Cidade do Rio de Janeiro, e do presidente dos Amigos do Estado do Rio de Janeiro – AME – RIO, e do presidente do conselho da Casa Santa Iñez (uma entidade filantrópica responsável pela nutrição e educação de crianças e de famílias de baixa renda no bairro da Rocinha no Rio de Janeiro). Foi uma das fundadoras do Memorial JK, uma organização fundada em memória de Juscelino Kubitschek de Oliveira (ex-presidente do Brasil), e exerceu o cargo de vice-presidente de setembro de 1981 a maio de 2000, e como presidente executiva desde outubro de 2000. Foi também presidente do conselho do Instituto Cultural Cesgranrio, vice-presidente do conselho do Banco da Mulher, presidente de Instituições Beneficentes do Estado do Rio de Janeiro e membro do conselho da Casa das Palmeiras, um instituto cultural. Recebeu diversas honras ao mérito cultural e social.

Alexandre Heringer Lisboa – O Sr. Lisboa formou-se em engenharia no Instituto Politécnico da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e recebeu o grau de mestre em engenharia mecânica, com ênfase em energia solar, da Universidade Federal da Paraíba, na cidade de João Pessoa (Estado da Paraíba).

Recebeu também treinamento especializado em usina eólica na Deutsches Windenergie – Institut DEWI e da Summer School on Wind Energy Technology na Universidade de Oldenburg. Trabalha como engenheiro da CEMIG desde maio de 1985 e é um conselheiro do Sindieletrô, assim como conselheiro do Conselho Regional de Engenharia e Arquitetura. Foi suplente do conselho de administração da CEMIG de janeiro de 1999 a dezembro de 2000. Foi pesquisador e consultor do Centro da Fundação Tecnológica de Minas Gerais – CETEC, de novembro de 1983 a abril de 1985. De janeiro de 1997 a maio de 1979, foi estagiário na Usiminas, Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira e Delle Alstom S.A. – DASA.

Francisco Roberto André Gros – O Sr. Gros formou-se com louvor em economia na Universidade de Princeton, Estados Unidos, em 1964. É conselheiro e diretor presidente da Fosfertil – Ultrafertil desde maio de 2003. Foi nomeado em janeiro de 2002 como presidente da Petrobras e a partir de abril de 2001 até dezembro de 2001 foi membro da Câmara de Gestão de Crises de Energia do Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico. Em fevereiro de 2000, o Sr. Gros foi nomeado presidente do BNDES enquanto exercia o cargo de presidente da Petrobras. De novembro de 1993 até fevereiro de 2000. O Sr. Gros trabalhou para Morgan Stanley Dean Witter como diretor executivo das operações bancárias na América Latina e presidente do conselho da Morgan Stanley Dean Witter Latin America. De 1991 a 1992, e em 1981, foi presidente do Banco Central do Brasil. Em seu segundo mandato como presidente do Banco Central do Brasil, foi um dos principais membros da equipe econômica responsável pela elaboração e condução da recuperação e abertura da economia brasileira, iniciada em 1991. Também, em seu segundo mandato, liderou negociações que foram concluídas com o acordo do Clube de Paris em fevereiro de 1992, e com o FMI em junho do mesmo ano. A partir de 1987 até 1989, foi diretor presidente da Aracruz Celulose, e durante esse período coordenou um projeto que dobrou o tamanho da empresa, com investimentos de aproximadamente US\$1,2 bilhão. De julho de 1985 até fevereiro de 1987, foi conselheiro do BNDES e vice-presidente do BNDESPAR. De 1981 a 1985 foi diretor executivo de mercados de capitais do Unibanco. De 1977 a 1981 foi o superintendente geral e conselheiro da CVM e de 1975 a 1977 foi um diretor executivo da Multiplica Corretora. O Sr. Gros iniciou sua carreira em Wall Street como um banqueiro. De 1972 a 1975, trabalhou para Kidder, Peabody and Co., um banco de investimentos.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e por nossa administração cotidiana. Nossos diretores executivos têm responsabilidades individuais estabelecidas por nosso estatuto social, ocupando seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais diretores expiram em abril de 2006. Em geral, são realizadas reuniões ordinárias pelo menos duas vezes por mês, sendo as reuniões extraordinárias realizadas sempre que convocadas pelo Diretor Presidente ou por dois diretores executivos, que não o Diretor Presidente.

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

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Djalma Bastos de Moraes	Presidente ⁽¹⁾	14 de janeiro de 1999
Francisco Sales Dias Horta	Vice Presidente Executivo	2 de junho de 2003
Celso Ferreira.....	Diretor de Planejamento, Projeto e Construção	11 de fevereiro de 2003
Elmar de Oliveira Santana	Diretor de Distribuição e Geração e Transmissão de Energia	11 de fevereiro de 2003
José Maria de Macedo	Diretor de Distribuição e Comercialização de Energia	11 de fevereiro de 2003
Flávio Decat de Moura	Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	11 de fevereiro de 2003
Heleni de Mello Fonseca.....	Diretor de Gestão Empresarial	11 de fevereiro de 2003

(1) Sr. Djalma Bastos de Moraes está em licença temporária de seu cargo por motivos pessoais. Nesse período, o Sr. Francisco Sales Dias Horta, nosso Vice Presidente Executivo assumirá as funções de Presidente.

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

Djalma Bastos de Moraes – Para obter informações biográficas sobre o Sr. Moraes, vide “- Conselho de Administração”.

Francisco Sales Dias Horta – O Sr. Horta formou-se em Administração de Empresas na faculdade de UNA. É Senador e presidente da Associação da Juventude Cristã de Minas Gerais, da Confederação Latino Americana das Associações da Juventude Cristã e da Fundação Benjamin Guimarães. Foi um dos fundadores da Fundação do Clube de Lojistas para assistência a adolescentes menores. É um empresário do setor de ópticas, possui lojas nas cidades de Belo Horizonte e Sete Lagoas em Minas Gerais e em Manaus, no estado do Amazonas. É conselheiro e presidente da Associação Comercial de Minas Gerais, Associação do Varejo de Minas Gerais, Câmara de Lojistas de Belo Horizonte e do Conselho de Políticas Econômicas da Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais.

Celso Ferreira – O Sr. Ferreira formou-se em engenharia elétrica e mecânica na Escola Federal de Engenharia de Itajubá no Estado de Minas Gerais e possui mestrado em engenharia de sistemas elétricos da Rensselaer Polytechnic Institute e completou cursos em operação de sistemas elétricos e comércio de energia no Brasil e no exterior, inclusive cursos na International Agency for Nuclear Energy em Paris e Commonwealth Edison Co. em Chicago. Desde março de 2003, é presidente das seguintes companhias: Usina Térmica Ipatinga S.A., Cemig Capim Branco S.A. e Usina Termelétrica Barreiro S.A. É Diretor Técnico da Efficientia S.A. e diretor da Gasmig. Foi diretor de geração e comercialização de Furnas, de 1991 a 2003, presidente do conselho dessa companhia por quatro meses em 1999 e membro do conselho de administração por diversas vezes de 1991 a 2003. Exerceu também o cargo de conselheiro da ONS, atuando como presidente do conselho desde a sua fundação em 1998 até o início de 2003. Foi representante de Furnas no MAE, participando de discussões relacionadas a certas normas do MAE e do Acordo Geral do Setor Elétrico. Foi professor da Escola de Engenharia da Universidade do Rio de Janeiro, de 1970 a 1980. De 1966 a 1970, trabalhou como engenheiro da Cia. Auxiliar de Empresas Elétricas – CAEEB. Foi um dos fundadores da Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica – ABRAGE e da Associação Brasileira das Grandes Empresas de Transmissão – ABRATE. Foi também membro de diversas associações, inclusive a comissão de energia da Associação Comercial do Rio de Janeiro, de 1999 a 2000, e do conselho fiscal da Companhia Paraense de Energia – Copel.

Elmar de Oliveira Santana – O Sr. Santana é formado em engenharia elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e é mestre em administração de empresas pelo IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais). Desde março de 2003, é presidente da Efficientia S.A. e da Cemig PCH S.A.. É diretor técnico da Gasmig, assim como diretor executivo da Usina Térmica Ipatinga S.A., Sá Carvalho S.A., Horizontes Energia S.A. e Cemig Trading S.A. É também vice-presidente do conselho de administração da Central Termoelétrica de Cogeração S.A. De 1977 a 1983 trabalhou no DAE/MG (concessionária de água e eletricidade de propriedade do Estado de Minas Gerais) como coordenador de eletrificação rural e superintendente de distribuição e operações. Entre 1983 e 2001, trabalhou na CEMIG como engenheiro, superintendente de vendas e distribuição e assistente do presidente de vendas e distribuição. Entre dezembro de 2001 e abril de 2002, foi Secretário de Minas e Energia do Estado de Minas Gerais.

José Maria de Macedo – O Sr. Macedo formou-se em engenharia elétrica na Universidade Federal de Minas Gerais em 1967 e completou diversos curso de especialização em eletricidade e administração. Foi estagiário na Bonneville Power Administration em Portland, Texas, e na Tennessee Valley Authority no Bureau of Reclamation em Denver, Colorado, e na Southern California Edison na Califórnia. Trabalhou na CEMIG de setembro de 1969 a maio de 1994, quando se aposentou como superintendente de transmissão de eletricidade. Após sua aposentadoria na CEMIG, constituiu a Cooperativa de Prestação de Serviços de Engenharia Ltda., onde atualmente exerce o cargo de presidente. Antes de trabalhar na CEMIG, foi engenheiro na Sociedade de Instalações Técnicas – SIT. Realizou diversos estudos e seminários no campo de eletricidade no Brasil.

Flávio Decat de Moura – O Sr. Moura formou-se em engenharia eletrônica na Universidade Federal de Minas Gerais. Exerceu o cargo de diretor e diretor presidente da Eletronuclear, a agência de energia nuclear do Governo Federal, de maio de 2001 a janeiro de 2003, e como diretor de desenvolvimento da Sithe Energies, Inc., de 1998 a 2000. De 1996 a 1997, foi vice-presidente e diretor de distribuição de eletricidade da Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. – Enersul. Em 1993, foi diretor técnico e de engenharia de Itaipu. Foi diretor de produção de eletricidade da Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. – Electrosul, de 1992 a 1993, e superintendente de engenharia de Itaipu, de 1983 a 1992. Foi também assistente do diretor presidente de Itaipu e engenheiro e gerente de diversos departamentos de Furnas, de 1970 a 1982.

Heleni de Mello Fonseca – A Sra. Fonseca formou-se em engenharia elétrica, com especialização em eletrônica e telecomunicações no Instituto Nacional de Telecomunicações – INATEL e completou estudos de pós graduação em marketing e desenvolvimento comercial na Fundação Getúlio Vargas – FGV. Desde março de 2003, é presidente da Sá Carvalho S.A. e Horizontes Energia S.A. e diretora executiva da Cemig PCH S.A., Cemig Capim Branco Energia S.A. e Usina Termelétrica Barreiro S.A. Foi a diretora de comércio empresarial da Telemar, companhia de telefone do Estado da Bahia, Brasil, de agosto de 2000 a novembro de 2001, diretora de negócios corporativos e de varejo da Telemar de agosto de 1998 a agosto de 1998 e diretora de operações da Telemig/Telemar, de julho de 1995 a dezembro de 1995. Foi também diretora do Departamento de Telecomunicações do Estado de Minas Gerais – DETEL/MG, de junho de 1991 a julho de 1995 e gerente de implementação de serviços de dados da Empresa Brasileira de Telecomunicações – Embratel Minas Gerais, de 1998 a 1991. De 1976 a 1987, trabalhou no Departamento de Telecomunicações da DETEL/MG, como diretora de engenharia, técnica e superintendente de engenharia.

Remuneração dos Conselheiros e Diretores

Para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, o valor total da remuneração que pagamos em tal data aos conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R\$2,3 milhões.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal que, em geral, reúne-se uma vez a cada três meses, é composto de três a cinco membros e respectivos suplentes eleitos pelos nossos acionistas na assembléia geral ordinária para mandato de um ano. Detentores das ações preferenciais, como um grupo, têm o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e seu respectivo suplente. Os detentores de ações ordinárias representando, pelo menos, 10%, individualmente ou em conjunto, têm o direito de eleger um membro do Conselho Fiscal e respectivo suplente. 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. 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 2004, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Luiz Guaritá Neto	Membro Efetivo	27 de fevereiro de 2003
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond.....	Membro Efetivo	27 de abril de 1999
Luiz Otávio Nunes West ⁽¹⁾	Membro Efetivo	27 de abril de 1999
Bruno Constantino Alexandre dos Santos ⁽²⁾	Membro Efetivo	30 de abril de 2001
Thales de Souza Ramos Filho	Membro Efetivo	27 de fevereiro de 2003
Ronald Gastão Andrade Reis	Suplente	30 de abril de 1998
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Augusto César Calazans Lopes ⁽¹⁾	Suplente	30 de abril de 2003
Beatriz Oliveira Fortunato ⁽²⁾	Suplente	30 de abril de 2003
Aliomar Silva Lima	Suplente	27 de fevereiro de 2003

(1) Eleito pela Southern

(2) Eleito por acionistas detentores de nossas ações preferenciais

Conselho de Consumidores

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

Empregados

Em 31 de dezembro de 2002, tínhamos 11.468 empregados, dos quais 147 eram de nível gerencial e durante o exercício então encerrado, tínhamos uma média de 501 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2001, tínhamos 11.288 empregados, dos quais 148 eram de nível gerencial e

durante o exercício então encerrado tínhamos uma média de 528 empregados temporários. A tabela a seguir apresenta o número de nossos empregados por categorias nas datas indicadas:

	Número de Empregados em		
	31 de dezembro de 2002	31 de dezembro de 2001	31 de dezembro de 2000
Gerentes.....	147	148	390
Profissionais	1.424	1.384	1.189
Técnicos operacionais.....	8.112	7.929	8.020
Funcionários de escritório	1.785	1.827	1.933
Total	11.468	11.288	11.532

Praticamente todos os nossos empregados estão cobertos por legislação trabalhista brasileira aplicável aos empregados do setor privado. Celebramos dissídio coletivo com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados. A partir de 1994, deixamos de empregar a prática de longa data de aumento automático de salários como reajuste aos efeitos da inflação. Em vez disso, são realizadas anualmente sessões de dissídio coletivo livremente negociado, vigorando o contrato resultante pelo período subsequente de 12 meses a contar de 1º de novembro. Em novembro de 2002, finalizamos um dissídio coletivo para o período de um ano iniciado em 1º de novembro de 2002. Esse contrato prevê aumento de salário de 11,436% em comparação com o exercício anterior e a participação especial nos lucros equivalente a 65% do salário base real vigente em outubro de 2002 em valor mínimo de R\$ 500,00 por empregado.

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 futuras reclamações trabalhistas 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 um único exercício, não podemos contribuir a nosso plano de participação nos lucros valor superior a 25% da totalidade dos dividendos propostos do exercício em questão.

O nosso sindicato e os de nossos empregados, que em sua maioria, são representados pelo Sindieleto, concordaram com alterações em planos existentes de seguro-saúde do empregado no terceiro trimestre de 2002. Essas alterações modificaram os critérios de contribuição que nós, nossos empregados e nossos aposentados são responsáveis e os tipos de benefícios cobertos por cada plano. A implementação dessas mudanças ocorreram em 1º de janeiro de 2003. Vide nota explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participação Acionária

Cada um de nossos conselheiros e diretores é titular de menos de 1% de nossas ações preferenciais.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2002, o Governo Estadual era titular de 36.119.657.399 ações ordinárias ou 50,96% de nossas ações com direito de voto em circulação e 3.030.572.489 ações preferenciais ou, aproximadamente, 3,31% dessas ações em circulação. Na mesma data, a Southern, nosso segundo maior acionista, é titular de 23.362.956.173 ações ordinárias ou, aproximadamente, 32,96% dessas ações em circulação. A Southern é um empreendimento conjunto constituído em 1994. Acreditamos que a principal participante na Southern é uma Cayman Energy Traders, uma subsidiária da Mirant Corporation (atual denominação da Southern Energy, Inc.), uma grande empresa de energia com sede nos Estados Unidos. Acreditamos que a outra sócia importante da Southern é, até 31 de dezembro de 2002, a 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. Acreditamos que o Fundo

Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern por meio da 524 Participações S.A.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em circulação em 31 de dezembro de 2002.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual ⁽¹⁾	36.119.657.399	50,96	3.030.572.489	3,31
Southern.....	23.362.956.173	32,96	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo ..	38.560	-	1.566.338	-
Outros	11.391.515.79	16,08	88.178.383.872	96,61
Total de ações em circulação.....	70.874.167.923	100,00%	91.210.522.699	99,92%
Ações em Tesouraria	-	-	69.128.403	0,08%
Total de ações autorizadas e emitidas	<u>70.874.167.923</u>	<u>100,00%</u>	<u>91.279.651.102</u>	<u>100,00%</u>

(1) As ações atribuídas a este item ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e outras agências do Governo Estadual.

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 — Fatores de Risco — Riscos atinentes à CEMIG — Somos controlados pelo Governo Estadual”.

Em 31 de dezembro de 2002, tínhamos 12 acionistas nos Estados Unidos, detentores de 229.958.542 ações ordinárias. Tínhamos também 138 acionistas preferenciais nos Estados Unidos, detentores de 11.755.157.882 ações preferenciais.

Desconhecemos quaisquer alterações significativas na porcentagem da participação societária de nossos acionistas detentores de 5% ou mais de nossas ações em circulação durante os últimos três anos.

Embora nosso estatuto social não ofereça restrições referentes a mudança de controle, para que tal mudança ocorra é exigida uma lei estadual autorizando a alteração do controle. Por sermos uma companhia controlada pelo estado, a venda de mais de 50% do capital com direito a voto da CEMIG pelo Governo Estadual exige a aprovação de legislação de autorização específica pelo legislativo de Minas Gerais. Vide nota explicativa 32 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Transações com Partes Relacionadas

Nossa empresa é parte das seguintes transações com partes relacionadas:

- Nosso contrato com o Governo Estadual atinente à Conta CRC e receita financeira correlata e provisão de perdas e pagamentos adiantados de VAT, despesas, ativos e passivos; e
- Nosso contrato com a 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 explicativa 25 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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 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 — Principais Acionistas”, a Southern e o Governo Estadual celebraram acordo de acionistas que continha disposições sobre quorum 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, a Primeira Vara da Fazenda Pública e Autarquias em Belo Horizonte proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo de pleno de pleno direito e essa decisão foi ratificada em 7 de agosto de 2001 pelo Tribunal de Recursos do Estado 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 apresentado à instância superior, a eficácia do acordo de acionistas e o controle da CEMIG não foi definitivamente decidido, permanecendo sujeito a disputa judicial.

Aumentos de Tarifas e Questões Regulatórias

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 Plano Cruzado foram ilegais, em parte, por que incluíram os aumentos do período do Plano Cruzado nos valores que serviram de base de cálculo aos aumentos subsequentes.

Estamos contestando de maneira ativa todos os pleitos referentes a aumento de tarifas acima mencionados. 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 perante o Superior Tribunal de Justiça, que 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\$85,7 milhões em 31 de dezembro de 2002 e nessa data tínhamos passivo provisionado nesse valor.

A Companhia é ré em uma ação que contesta subsídios de tarifa conferidos a consumidores de baixa renda. No momento, não é possível estimar os montantes envolvidos nesse pleito. Não provisionamos qualquer passivo em relação a esse pleito porque acreditamos ter uma defesa exitosa.

Somos réus em cinco processos que contestam o “Encargo de Capacidade Emergencial”, instaurados entre fevereiro e julho de 2002. Cada uma dessas ações foi classificada como uma ação popular e envolve danos alegados causados pelo Plano de Racionamento de Energia. Não provisionamos qualquer passivo em relação a essas ações porque acreditamos que temos defesa exitosa. Nós apenas cobramos o Encargo de Capacidade Emergencial de nossos consumidores em nome a Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica – CBEE, ou CBEE, uma agência do Governo Federal estabelecida para fornecer energia a concessionárias de eletricidade no caso de reduções futuras, e então transferimos o valor total de tal encargo à CBEE.

Somos também réus em um processo relativo à recomposição tarifária, ou ajuste regulatório extraordinário de tarifa instaurado em agosto de 2002. Não é possível no momento, estimar os montantes envolvidos nesse pleito. Não provisionamos qualquer passivo relativo a esse processo porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Em dezembro de 2002, instauramos um processo contra a ANEEL e o MAE contestando os valores que foram cobrados durante o “processo de quitação” realizado pelo MAE em dezembro de 2002 e janeiro de 2003. Esse processo de quitação pretendia liquidar certos valores pendentes que nós e outras concessionárias de serviços de eletricidade devíamos ao MAE em relação às compras de energia no mercado à vista a preços altos durante o Plano de Racionamento de Energia. No processo de liquidação, acreditamos que o MAE não calculou de forma correta a dívida acumulada em relação às compras do MAE. Durante a pendência desse pleito, uma parcela dos recursos da transação do MAE a que temos direito de acordo com o Acordo Geral do Setor Elétrico foi retida por outras concessionárias. Não acreditamos que a retenção desses recursos prejudicará nossos resultados operacionais. Além disso, esperamos ser a parte vencedora nesse pleito.

Em janeiro de 2003, instauramos outro processo relacionado ao processo de quitação do MAE. Em virtude das circunstâncias mencionadas no parágrafo imediatamente precedente, não quitamos nossas obrigações pendentes perante o MAE durante o processo de quitação. Propomos esse pleito adicional para impedir a imposição de uma multa contra nós já que não cumprimos com o acordo. Tal multa, se imposta, importaria em R\$3,2 milhões. Esperamos ter uma defesa exitosa nesse pleito.

Impostos e Demais Contribuições

Nossa companhia é parte de uma série de processos envolvendo o Governo Federal bem como de outros procedimentos no curso normal dos negócios. Esses processos incluem disputas judiciais relacionadas a pagamento de impostos e contribuições tais como litígio fiscal em potencial, inclusive contribuições de imposto e Finsocial, para o qual temos um passivo provisionado no total de R\$112,5 milhões em 31 de dezembro de 2002, e uma disputa relativa ao impostos sobre a receita do COFINS para a qual não registramos nenhuma reserva, porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Contestamos também diversos procedimentos administrativos iniciados pelas autoridades fiscais relacionados à compensação de imposto de renda do ajuste realizado em 2001 em nossas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1997, 1998, 1999 e 2000 atinente à novas normas contábeis para as obrigações de fundo de pensão estabelecidas pela CVM na Instrução N.º 371, de 13 de dezembro de 2000. O valor envolvido nesses processos é estimado em R\$398 milhões em 31 de dezembro de 2002. Em maio de 2003, uma decisão final em nosso favor foi proferida em relação a esses processos.

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 rescisão de seus contratos de trabalho. Em 31 de dezembro de 2002, esses empregados estavam buscando, em termos globais, aproximadamente R\$87,1 milhões de indenização e nessa data tínhamos passivo provisionado no valor de R\$69,7 milhões no que respeita a essas reclamações.

Nossa empresa também está procedendo à defesa, com a Forluz, de reclamação ajuizada pelo Sindieletrô, 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 dezembro de 2002, o autor desta ação pleiteava R\$593,7 milhões. Não provisionamos passivo para essa reclamação porque acreditamos ter uma defesa exitosa.

Além disso, o Sindieletrô também processou a Forluz a fim de contestar o aumento do valor das contribuições a serem pagas pela Forluz a nossos empregados. Estimamos que o valor relativo a esse processo seja de aproximadamente R\$268,2 milhões em 31 de dezembro de 2002. Se o Sindieletrô vencer a ação, esperamos que a Forluz poderá instaurar um processo contra nós buscando reembolso do valor pagável aos empregados. Não provisionamos passivo para essa reclamação porque acreditamos ter uma defesa exitosa.

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 e perdas e danos sofridos em virtude da interrupção no fornecimento de energia. Essas ações totalizavam R\$30,1 milhões em 31 de dezembro de 2002. Nessa data, provisionamos passivo no valor de R\$19,0 milhões para esses processos. Não provisionamos passivo relativo ao valor total dessas ações porque acreditamos na defesa exitosa a certas partes desses processos.

Procedimentos Judiciais Relacionados a Questões Ambientais

Somos réus, junto com a CVRD, Comercial e Agrícola Paineiras e Companhia Mineira de Metais, em uma ação popular, instaurada por cidadãos de Minas Gerais, relacionada a licença ambiental das usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II. Essa ação alega que não obtivemos licença adequada para esses projetos e requer a anulação de licenças ambientais relativas a essas usinas. Acreditamos que temos uma defesa exitosa dessa ação.

Somos também réus, junto com a CVRD, em uma ação popular, instaurada pelo Ministério Público de Minas Gerais, relativa à usina hidrelétrica Aimorés. Essa ação alega que não obtivemos licença adequada para esse projeto e requer a anulação de licenças ambientais relativas a essa usina assim como as respectivas concessões. Acreditamos que temos uma defesa exitosa dessa ação.

Processos Administrativos

A ANEEL instaurou processo administrativo contra nossa empresa, contestando restituição de aproximadamente R\$187,6 milhões a nós concedida em 1995 pelo Tesouro Nacional. A ANEEL alega que essa restituição originou-se de erro de cálculo de créditos de uma redução de tarifas aplicada para reduzir os valores devidos ao Governo Federal. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL proferiu decisão final administrativa contra nós em relação a esta questão, mas pretendemos apresentar recurso dessa decisão judicialmente. Acreditamos que temos uma defesa exitosa em relação a essa questão, portanto, não provisionamos nenhum em relação a esta questão.

Em 18 de setembro de 2002, quatro membros de nosso Conselho de Administração (Cláudio José Dias Sales, Oderval Esteves Duarte Filho, Marcelo Pedreira de Oliveira e David Travesso Neto), todos nomeados pela Southern, iniciaram um processo perante a CVM em relação às práticas de nossa administração e do Governo Estadual, nosso acionista controlador, relativas à nossa capacidade de cobrar os pagamentos a nós devidos nos termos do Contrato da Conta CRC. Em outubro de 2002, apresentamos nossa contestação e indicamos que estávamos negociando com o Governo Estadual em relação à amortização desses valores. A CVM atualmente está investigando a questão. Não sabemos se essa reivindicação resultará em investigações adicionais da CVM e/ou quaisquer procedimentos administrativos. Investigações adicionais da CVM e/ou procedimentos administrativos poderão prejudicar nosso negócio e resultados operacionais, inclusive nossa capacidade de levantar capital adicional. Em 29 de janeiro de 2003, nosso Conselho de Administração autorizou-nos a instaurar um processo contra o Governo Estadual a fim de cobrar os valores devidos a nós nos termos do Contrato da Conta CRC.

Somos também réus em um procedimento administrativo instaurado pela ANEEL porque não atendemos o prazo final de 21 de setembro de 2002 para conclusão do processo de desverticalização. Em 11 de novembro de 2002, a ANEEL impôs uma multa de R\$5,5 milhões contra nós. No entanto, acreditamos que não deveríamos ser considerados responsáveis pelo não cumprimento das exigências de reestruturação e, por essa razão, em 28 de novembro de 2002, apresentamos recurso contra a multa da ANEEL. Pelo mesmo motivo, não provisionamos qualquer passivo para essa multa.

Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL enviou aviso à Companhia alegando que deixamos de obter a autorização prévia da ANEEL exigida em relação ao nosso contrato com a Infovias relacionado à prestação de serviços de informações geo-referenciadas e serviços correlatos. A ANEEL poderá impor uma multa contra nós relacionada a nossos contratos com a Infovias se a ANEEL considerar que eles estão em desacordo com suas regulamentações. A ANEEL pode também impor restrições de acordo com

os termos e condições desses contratos. A penalidade máxima é uma multa em um valor igual a 2% de nossas receitas durante o período de 12 meses imediatamente anterior à imposição dessa multa.

Além disso, em 12 de junho de 2003, a ANEEL impôs uma multa de R\$5,2 milhões contra nós pelo alegado não cumprimento de certos padrões de qualidade de fornecimento de energia relacionado a nossos clientes. Não temos certeza quanto ao resultado provável dessa questão.

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 nossa Diretoria, conforme aprovado pelo nosso Conselho de Administração. O pagamento de dividendos anuais toma por base as demonstrações financeiras elaboradas para o exercício social findo em 31 de dezembro de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. 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 ao maior entre 10% do respectivo valor nominal ou 3% do valor contábil de tal ação preferencial. Esse dividendo preferencial tem prioridade na destinação do dividendo obrigatório do período em questão.

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 o dividendo anual em dinheiro garantido às ações preferenciais. 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 particulares 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 as práticas contábeis adotadas no Brasil 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 débito da reserva legal. Em 31 de dezembro de 2002, não possuímos reserva legal, uma vez que a mesma foi utilizada para compensar o prejuízo líquido registrado em 2002 conforme estabelecido em nossas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. 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 resultam do reconhecimento do crédito do lucro que será efetivamente recebido nos exercícios posteriores.

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 estorno da reserva para contingências em razão de perdas previstas constituída em exercícios anteriores porém não realizadas ou posteriormente 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 reverterem à nossa empresa.

Juros sobre o Capital

Nos termos da legislação brasileira, podemos pagar juros sobre o capital no lugar de dividendos como alternativa a realização de distribuições a acionistas. As distribuições realizadas como juros sobre o capital 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. O real sofreu desvalorização de aproximadamente 52,27% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2002. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes ao Brasil – A instabilidade da taxa de câmbio pode prejudicar nossa condição financeira e os resultados das operações”.

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 possam, em algumas circunstâncias, ficar sujeitos a imposto de retenção na fonte. Vide “Item 10. Informações Adicionais — Tributação — Considerações Fiscais Brasileiras — Tributação de Dividendos” e “ — Considerações Fiscais Norte-americanas — 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 da Alteração e Consolidação 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.

Histórico de Pagamentos de Dividendos

Consta do quadro abaixo o histórico no passado recente das declarações de dividendos e juros sobre o capital às ações ordinárias e ações preferenciais de nossa empresa. Para cada exercício da tabela, o pagamento de dividendos ocorreu no exercício seguinte à declaração, exceto no exercício de 1998, quando uma parcela do valor total do dividendo para tal exercício foi paga durante o mesmo exercício. Para os 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 Seleccionados”.

Histórico de Declaração de Dividendos e de Juros sobre o Capital⁽¹⁾

Declaração do Dividendo	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	(R\$) ⁽²⁾	(US\$) ⁽³⁾	(R\$) ⁽²⁾	(US\$) ⁽³⁾
1998.....	243.991.371	169.459.096	314.001.295	218.083.022
1999.....	81.759.386	41.981.713	105.219.102	54.027.780
2000.....	81.768.792	30.590.644	105.231.208	39.368.203
2001.....	93.858.914	40.099.762	120.790.421	51.605.830
2002 ⁽⁴⁾	96.198.579	33.846.035	123.801.421	43.557.683

(1) De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados como tendo sido pagos no ano do dividendo para o qual são declarados como correspondentes, mesmo se tais dividendos ou juros foram anteriormente aprovados em assembléia geral no ano seguinte.

(2) Os valores em reais são expressos em reais nominais.

(3) Os valores em dólares dos Estados Unidos são calculados pela divisão do valor de dividendos pagos, expressos em reais nominais, pela taxa para compra ao meio-dia nas datas respectivas quando efetuamos o primeiro pagamento dos dividendos indicados.

(4) Os dividendos de 2002 foram aprovados na assembléia geral ordinária e extraordinária realizada em 30 de abril de 2003. Vide nota explicativa (1). Espera-se que os dividendos de 2002 sejam pagos até 31 de dezembro de 2003.

Alterações Significativas

As alterações mais significativas em nossa situação financeira desde a data das demonstrações financeiras de que estão incluídas em nosso relatório anual são aquelas relacionadas à valorização do real frente ao dólar desde 1º de janeiro de 2003. Essa valorização teve um efeito positivo sobre o lucro líquido durante os primeiros cinco meses de 2003 tendo em vista que resultou no aumento de nossas receita financeira. Em 31 de dezembro de 2002, a taxa para compra ao meio-dia para reais era de R\$3,5400 para US\$1,00. Em 18 de junho de 2003, a taxa para compra ao meio-dia era R\$2,9070 para US\$1,00. Vide “Item 3. Informações Chave – Riscos Atinentes ao Brasil – Instabilidade da taxa de câmbio pode prejudicar nossa situação financeira e os resultados das operações” e “Item 11. Divulgações Qualitativas e Quantitativas sobre Risco de Mercado – Risco da Taxa de Câmbio”.

Foi-nos concedido um aumento de tarifa de 31,53% em abril de 2003, o que teve um efeito positivo sobre a receita de vendas de energia elétrica. Ademais, em 5 de junho de 2003, renegociamos a taxa de juros aplicável a 46,67% do total do principal das debêntures emitidas por UHESC S.A. para o biênio seguinte e os 53,33% restantes foram resgatados. . Consequentemente, na mesma data pagamos R\$64 milhões relativos ao resgate de 55,33% de tais debêntures. Veja nota 32(e) das demonstrações financeiras consolidadas

Item 9. A Oferta e a Listagem

Mercado de Negociação

O mercado de negociação de nossas ações preferenciais é a Bolsa de Valores de São Paulo. Nossas ADSs, cada uma delas representando 1.000 ações preferenciais, são negociadas na NYSE, sob o símbolo “CIG” desde 18 de setembro de 2001. Antes dessa data, nossas ADSs eram negociadas no mercado de balcão, ou OTC, dos Estados Unidos. As ADSs são comprovadas por ADRs emitidas pelo Citibank, N.A., como depositário, de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito celebrado entre nossa empresa, o depositário e os detentores e titulares de ADSs evidenciados pelas ADRs emitidas de acordo com seus termos. Em 31 de dezembro de 2002, existiam aproximadamente 20.458.000 ADSs em circulação, representando aproximadamente 20,548 bilhões de ações preferenciais ou aproximadamente 23% de nossas 91,211 bilhões ações preferenciais em circulação. Tais ADSs eram detidas por 11 detentores de registro nessa data. Nossas ações ordinárias também estão listadas e são negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo.

Constam do quadro abaixo os preços de venda divulgados para as ações preferenciais na Bolsa de Valores de São Paulo (por lote de 1.000 ações preferenciais) e de ADSs na NYSE nos períodos indicados.

Período	Ações Preferenciais Preço em Reais nominais ⁽¹⁾		ADS Preço em US\$	
	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo
1998	58,99	13,20	-	-
1999	44,70	14,50	-	-
2000	40,50	22,80	-	-
2001 ⁽²⁾	36,70	21,00	18,62	8,40

2002	39,70	18,90	16,73	4,85
2001				
Primeiro Trimestre	36,70	25,90	-	-
Segundo Trimestre	27,95	21,00	-	-
Terceiro Trimestre ⁽²⁾	29,91	22,90	9,55 ⁽²⁾	8,40 ⁽²⁾
Quatro Trimestre	35,55	22,51	14,90	8,49
2002				
Primeiro Trimestre	39,70	29,70	16,73	12,60
Segundo Trimestre	38,50	28,10	16,40	9,90
Terceiro Trimestre	31,80	19,93	10,98	5,35
Quarto Trimestre	27,70	18,90	7,86	4,85
2003				
Primeiro Trimestre	28,85	21,40	8,75	6,06
Segundo Trimestre ⁽³⁾	33,00	25,50	11,28	7,92
Dezembro 2002	27,70	22,15	7,86	5,84
Janeiro 2003	28,85	24,04	8,75	6,85
Fevereiro de 2003	26,40	21,40	7,15	6,06
Março de 2003	26,30	22,00	7,50	6,25
Abril de 2003	31,42	25,50	10,60	7,92
Mai de 2003	33,00	29,35	11,28	9,89
Junho de 2003	31,20	28,50	10,70	9,82

(1) Preços de ações preferenciais e volumes por 1.000 ações preferenciais.

(2) A partir da listagem na NYSE em 18 de setembro de 2001 até o final do período.

(3) Até 18 de junho de 2003.

Em 18 de junho de 2003, o preço de fechamento por 1.000 ações preferenciais era de R\$29,60 na Bolsa de Valores de São Paulo e o preço de fechamento por ADS na NYSE era de US\$10.20.

Em 12 de julho de 2002, nossos ADSs, cada um representando 1.000 de nossas ações preferenciais, passaram a ser negociados no LATIBEX, sob o símbolo “XCMIG”. A LATIBEX é um mercado de negociação eletrônico criado em 1999 pela Bolsa de Valores de Madri a fim de facilitar o mercado de negociação de Valores Mobiliários da América Latina em Euros.

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 mantém 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 dezembro de 2002, a capitalização de mercado global das 412 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente US\$124 bilhões e as 10 maiores companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo representaram aproximadamente 49% 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 dezembro de 2002, nossa empresa respondeu por aproximadamente 0,93% da capitalização total de mercado de todas as companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo.

Nossas ações preferenciais e ordinárias possuem liquidez diária na Bolsa de Valores de São Paulo e nunca sofreram suspensão significativa em sua negociação nos últimos três anos. Todas as interrupções que ocorreram nos últimos três anos foram causadas pelo processamento de juros sobre o capital, ressalvada a 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 detidas pelo 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 durante os últimos três anos, registradas até 31 de dezembro de 2002:

<u>Suspensão</u>	<u>Reabertura</u>	<u>Motivo</u>
17 de abril de 2000.....	17 de abril de 2000 às 10h15	Juros sobre o capital 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 o capital 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

Somos membros do Nível 1 de Governança Societária Especial da Bolsa de Valores de São Paulo desde outubro de 2001. Em virtude disso, nos comprometemos a cumprir o seguinte:

- manter uma flutuação livre das ações representando 25% de nosso capital social;
- fornecer aviso prévio de no mínimo 15 dias após a convocação para qualquer assembléia geral dos acionistas;
- incrementar o escopo de nossas informações financeiras trimestrais, mediante nosso compromisso de incluir demonstrações financeiras consolidadas e demonstrações do fluxo do caixa com essas informações;
- cumprir com as normas de divulgação de informações para operações envolvendo títulos que emitimos em nome de nosso acionista majoritário ou da administração;
- divulgar qualquer acordo de acionistas, programas de opção de ações e contratos com partes relacionadas;
- realizar reuniões anuais com analistas e quaisquer outras partes relacionadas;
- tornar disponível um calendário anual de eventos societários; e
- adotar mecanismos que favoreçam a dispersão de capital em ofertas públicas de ações.

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—Controles Cambiais”.

Regulamentação dos Mercados de Valores Mobiliários Brasileiros

Os mercados de valores mobiliários brasileiros são precipuamente regidos pela Lei N.º 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 nossos valores mobiliários na Bolsa de Valores de São Paulo na expectativa de divulgação de fato relevante. A negociação também poderá ser

suspensa por iniciativa da Bolsa de Valores de São Paulo 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 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 na Bolsas de Valores de São Paulo 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

Estatuto Social

Somos companhia de economia mista 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 algumas disposições significativas de (i) nosso Estatuto Social, conforme alterado pela assembléia geral extraordinária realizada em 28 de maio de 2003 para cumprir com certas disposições da Lei 10.303, e (ii) da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. A descrição de nosso estatuto social aqui especificado não pretende ser completo e está discriminado por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1 de nosso estatuto social, a companhia possui quatro objetivos principais: (i) construir e operar sistemas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica e comercializar energia e serviços correlatos; (ii) desenvolver atividades comerciais no campo energético; (iii) prestar serviços de consultoria a empresas no Brasil e no exterior; e (iv) desempenhar atividades direta ou indiretamente relacionadas a nosso objeto social.

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 ou de 3% de seu valor contábil para cada ação preferencial. 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.

Subscrição de Ações

As ações adquiridas pelo Governo Estadual, que deverá constituir sempre 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.

O artigo 171 da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira estabelece que 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. Vide, entretanto, “Item 3. Fatores de Risco – Riscos atinentes a Ações Preferenciais e ADSs – Pode não ser possível exercer os direitos de preferência relativos a ações preferenciais.”

Dividendos

Para informações sobre nossa política de dividendo, vide “Item 8 – Informações Financeiras – Política e Pagamento de Dividendos”.

Assembléias Gerais

As assembléias gerais 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 e são convocadas mediante aviso prévio de 15 dias. A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira também prevê assembléias gerais extraordinárias que 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 emitidas por nossas subsidiárias de titularidade de nossa empresa;
 - quando da venda ou perda de controle de qualquer de nossas subsidiárias;
 - eleição ou 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 sociedade, se houver, ou pela diretoria da sociedade. As assembléias gerais também poderão ser convocadas:

- pelo conselho fiscal que convocará a assembléia geral ordinária caso o conselho de administração e a diretoria 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 estatuto social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto de 14 conselheiros efetivos e 14 conselheiros suplentes. Um conselheiro será designado como presidente e outro conselheiro será designado como vice-presidente. 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 o conselheiro substituto seja eleito 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 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;
- escolher e destituir os auditores independentes anualmente;
- autorizar, mediante proposta efetuada pela Diretoria Executiva, o início ou dispensa de processo licitatório para a compra de bens ou serviços com valor não inferior a R\$5.000.000; e
- autorizar, mediante proposta efetuada pela Diretoria Executiva, que medidas legais e administrativas sejam tomadas em nosso favor e o acordo de questões judiciais e extrajudiciais em que estejamos envolvidos com valor não inferior a R\$5.000.000.

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 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 certos 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 que possuem ações ordinárias e acionistas minoritários que possuem ações preferenciais terão direito de eleger um membro para integrar o Conselho de Administração.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso estatuto social está de acordo com o previsto na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. Para mais informações sobre a Lei N.º 10.303, vide “- Mudanças da Lei de Sociedades Anônimas 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.

Uma companhia também poderá estabelecer que certas disputas entre os acionistas poderá ser decidida por arbitragem, conforme estabelecido no estatuto social da companhia.

Direitos de Voto

Via de regra, somente nossas 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 direitos 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 referência a tais ações em razão de tal acionista ser não residente ou um cidadão de um país que não o Brasil. No entanto, detentores de ADSs deverão votar as ações preferenciais subjacentes por meio do depositário conforme os termos da Segunda Alteração e consolidação do Contrato de Depósito. Em qualquer circunstância em que os detentores de ações preferenciais têm o direito de voto, cada ação preferencial dará o direito a um voto a seu titular.

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.

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.

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.

A Lei N.º 10.303, que alterou algumas disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, que são aplicáveis a companhias de economia mista como nossa empresa. Essa lei, que passou a estar em vigor em 1º de março de 2002, revogou disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira que dispunham sobre a responsabilidade contingente do controlador de sociedades de economia mista por dívidas e outras obrigações da sociedade de economia mista sob seu controle. Consequentemente, o Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, não será o responsável contingente por nossas dívidas e obrigações assumidas após 28 de fevereiro de 2002. Com base em princípio constitucional, de acordo com o qual a nova lei não poderá ser aplicada retroativamente de forma a prejudicar de maneira relevante os direitos contratuais existentes da parte, a Lei N.º 10.303 não deverá desobrigar acionistas controladores de qualquer responsabilidade ou obrigações incorridas antes da data de sua eficácia. Embora não consideremos que a Lei N.º 10.303 afetará a responsabilidade contingente do Governo Estadual por nossas obrigações referentes aos ADSs, não se pode assegurar que os tribunais brasileiros chegarão à mesma conclusão. A responsabilidade contingente não é uma garantia, no entanto, o Governo Estadual somente seria responsável se (i) a companhia for declarada insolvente ou envolvida em processo de falência ou procedimento semelhante; e (ii) se em virtude desses procedimentos, nosso ativo for insuficiente para satisfazer nossas obrigações. Além disso, nos termos da Lei N.º 10.303, não estaremos mais imunes à falência. Na verdade, se nos tornarmos insolventes, estaremos sujeitos, como devedor, à concordata ou falência. Para informações adicionais relacionadas às alterações da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, vide “ – Mudanças da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira”.

Mudanças da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira

Além das demais alterações descritas neste relatório anual, a Lei N.º 10.303, que alterou a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e respectivos regulamentos, prevê as seguintes alterações:

- na hipótese da venda da participação majoritária em uma companhia, o comprador deverá fazer uma oferta para a compra das ações por um preço igual a 80% do valor pago por ações com direito de voto;
- litígios entre acionistas estarão sujeitos a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade (atualmente, nosso estatuto social não prevê arbitragem);
- quando da realização da oferta por meio da qual uma companhia poderá deixar de ser listada ou mediante a qual os acionistas controladores de uma companhia adquiram mais de um terço das ações em circulação em 4 de setembro de 2000, o preço de compra deverá ser igual ao valor justo das ações considerando o número total das ações em circulação da companhia;

- acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representando, no mínimo, 10% do capital social da companhia, ou (ii) de ações ordinárias representando, pelo menos, 15% do capital social com direito a voto, terão o direito de eleger um membro e um suplente do conselho de administração da companhia. Se nenhum acionista ordinário ou preferencial atingir esses limites, os acionistas detentores de ações preferenciais ou ordinárias representando, pelo menos, 10% do total do capital social da companhia terão o direito de combinar suas participações para nomear um membro efetivo e um suplente para o conselho de administração. Até 2005, um conselheiro nomeado pelos acionistas preferenciais como um grupo, ou em conjunto com os acionistas ordinários, deverá ser escolhido de uma lista de três nomes pelo acionista controlador;
- membros do conselho de administração eleitos por acionistas não controladores terão o direito de vetar a escolha de auditores independentes do acionista controlador;
- os acionistas controladores, quaisquer acionistas que nomearem membros do conselho de administração e do conselho fiscal e da diretoria deverão divulgar qualquer compra ou venda de ações à CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo; e
- o presidente de qualquer assembleia de acionistas ou de reunião do conselho de administração deverão impugnar qualquer voto que seja contrário as disposições de qualquer acordo de acionistas relevante.

Contratos Relevantes

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

A fim de prestar serviços de geração de energia elétrica ao público celebramos contrato com o Governo Federal. Esse contrato estabelece os termos das concessões de cada uma de nossas usinas de geração e especifica as tarifas que podemos cobrar dos consumidores 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 o fundo 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 deveremos satisfazer 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 prevêm que o DNAEE 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. 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 prevêm que a ANEEL ou agência sucessora 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 exercício encerrado em 31 de dezembro de 2002, pagamos aproximadamente R\$1.019 milhões 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. Esperamos que as disposições do Acordo Geral do Setor Elétrico facilitem essas negociações.

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 e a Southern nomeiam sete, e quatro 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 agosto de 2001, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo. 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. No entanto, ajuizamos apelação contra a decisão proferida pelo Tribunal de Justiça perante um tribunal superior e, portanto, a eficácia do acordo de acionistas e o controle da CEMIG permanecem sujeitos à decisão judicial.

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

Antes de 1995, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil, tinham um retorno sobre investimento em ativos usados para a prestação de serviços de energia a consumidores, as tarifas cobradas de consumidores eram uniforme em todo o país, e os lucros de concessionárias de serviço público de energia rentáveis eram alocados a outras menos rentáveis de forma que o retorno sobre o investimento de todas as companhias seria igual à média nacional. As deficiências experimentadas pela maioria das concessionárias de serviço público de energia no Brasil foram contabilizadas em cada Conta CRC. Quando o conceito da Conta CRC e do retorno garantido foi abolido, as concessionárias com saldos positivos puderam compensar tais saldos contra o seu passivo perante o Governo Federal.

Após a compensação de todos os nossos valores pagáveis e dívida qualificados perante o Governo Federal contra o nosso saldo da Conta CRC, celebramos um contrato com o Governo Estadual em maio de 1995 para transferir a obrigação de pagar o saldo de nossa Conta CRC do Governo Federal ao Governo Estadual em troca de uma nota promissória do Governo Estadual pagável em parcelas mensais acrescidas de juros. Essa conta a receber tem um saldo, reajustado ao valor atual, de aproximadamente R\$1.744 milhões em 31 de dezembro de 2002, que incluía um valor significativo de parcelas vencidas. O contrato referente a essa transferência, o Contrato da Conta CRC, exige que o Governo Estadual efetue pagamentos mensais à nossa empresa ao longo de 20 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 da Conta 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.

Desde maio de 1995, o Contrato da Conta CRC foi alterado como segue:

- (a) O Contrato da Conta CRC foi alterado pela primeira vez em fevereiro de 2001 para substituir o índice de correção monetária aplicável ao saldo pelo IGP-DI.
- (b) O Contrato da Conta CRC foi a seguir alterado pela Segunda Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 14 de outubro de 2002 que se refere ao pagamento de 149 parcelas mensais, com vencimento de 1º de janeiro de 2003 até 1º de maio de 2015, representando o valor total de R\$989 milhões, ajustado ao valor atual, em 31 de dezembro de 2002, acrescido de juros de 6% ao ano, corrigido com base no IGP-DI. Celebramos essa segunda alteração com o Governo Estadual a fim de preservar os termos e as condições do Contrato da Conta CRC original relativos às parcelas acima

mencionadas. Não recebemos quaisquer pagamentos programados para serem efetuado pelo Governo Estadual referentes ao saldo total em aberto dessa segunda alteração. Em 2001, provisionamos uma perda relativa ao total do saldo em aberto da segunda alteração. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

- (c) O Contrato da Conta CRC foi subsequentemente alterado pela Terceira Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 24 de outubro de 2002 (a “Terceira Alteração”), que se refere a parcelas em aberto originalmente devidas nos termos do Contrato da Conta CRC, de 1º de abril de 1999 até 1º de dezembro de 1999, e de 1º de março de 2000 até 1º de dezembro de 2002. Essas parcelas, no total de R\$755 milhões em 31 de dezembro de 2002, incorrem juros à taxa anual de 12%, corrigidos conforme o IGP-DI. Não recebemos quaisquer pagamentos programados relativos a essa terceira alteração. Podemos reter os pagamentos de dividendos e de juros sobre o capital devido ao Governo Estadual, como nosso acionista, para compensar os valores os quais o Governo Estadual deixou de efetuar os respectivos pagamentos nos termos dessa terceira alteração. Por esse motivo, não provisionamos o valor devido com relação a tais pagamentos. Vide nota 3 das demonstrações financeiras consolidadas.

Instrumento Particular para Cobertura da Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, Divididas em Duas Séries da Mesma Classe, Sem Garantia ou Preferência, da CEMIG, datado de 4 de outubro de 2001, entre a CEMIG e Planner Corretora de Valores S.A.

Em 1º de novembro de 2001, de acordo com nosso contrato celebrado com a Planner Corretora de Valores S.A., como agente fiduciário, realizamos uma emissão pública de R\$625 milhões de debêntures em duas séries de R\$312,5 milhões. A primeira série de debêntures vencerá em 1º de novembro de 2009 e a segunda série de debêntures vencerá em 1º de novembro de 2011. As debêntures estão sujeitas a um resgata antecipado à opção dos detentores de debêntures (em 2005, no caso da primeira série e, em 2006, no caso da Segunda série). Quando do vencimento, estamos obrigados a pagar aos detentores de debêntures um valor igual ao valor nominal indexado de quaisquer debêntures ainda em circulação acrescido de juros compensatórios. Essas debêntures não são conversíveis e não possuem preferências ou garantias.

Se realizarmos um pagamento atrasado de qualquer valor devido aos detentores de debêntures, teremos de pagar, além do valor devido, uma multa de 10% ao mês sobre o valor devido. Além disso, se deixarmos de efetuar um pagamento devido na data de vencimento, as respectivas debêntures deverão ser aceitas por nós como pagamento pelos detentores de debêntures pela eletricidade que a eles fornecemos.

O produto dessa emissão foi usado para financiar projetos de geração, transmissão e distribuição, inclusive projetos em parceria com companhias do setor privado de acordo com nosso programa de investimento de capital para 2001 e 2002.

Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Crédito N.º 02.2.962.3.1., datado de 7 de fevereiro de 2003, entre o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e CEMIG com Interveniência de Terceiros

Em 7 de fevereiro de 2003, celebramos um contrato de financiamento de acordo com o qual o BNDES, mediante a satisfação de certas condições, concedeu um empréstimo a nós no valor de aproximadamente R\$396,7 milhões. Contraímos R\$355 milhões de acordo com este contrato e utilizamos parcialmente os recursos para quitação de obrigações em aberto perante o MAE, relativas à energia comprada no mercado à vista durante o período do Plano de Racionamento de Energia. Esse financiamento foi a nós concedido de acordo com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico. O empréstimo será pago ao BNDES em 60 parcelas mensais durante cinco anos, em início em 15 de março de 2003, e com o pagamento da parcela final com vencimento em 15 de fevereiro de 2008, com juros acrescidos sobre o saldo devedor de 1% sobre a taxa de *overnight* do Sistema Especial de Liquidação e Custódia, ou SELIC, a taxa de juros de *benchmark* brasileiro. Poderemos efetuar o pagamento antecipado do saldo em aberto nos termos desse contrato com os valores recebidos de acordo com o Contrato da Conta CRC.

Nossas obrigações conforme os termos desse empréstimo são garantidas pelos recursos obtidos de nossa cobrança de tarifas relativas a venda de eletricidade a consumidores finais correspondentes a 3,27% de nossas vendas mensais, conforme definido no contrato de empréstimo. Aplicamos os recursos

obtidos do empréstimo para a quitação de nossas obrigações relacionadas às transações de energia no MAE em vigor no período do Plano de Racionamento de Energia.

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 N.º 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 podem ser detidos por investidores estrangeiros ao amparo da Lei N.º 4.131 de 3 de setembro de 1962 ou da Resolução N.º 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 N.º 2.689 que não sejam residentes em paraíso fiscal, conforme definição contida na legislação tributária brasileira.

Nos termos da Resolução N.º 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 N.º 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 N.º 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 N.º 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 fora do Brasil 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 *depository receipts* em mercados estrangeiros no que respeita a ações de emissores brasileiros. As ADSs foram aprovadas nos termos do Regulamento do Anexo V pelo Banco Central e pela CVM.

Um certificado de registro eletrônico foi emitido em nome do Citibank, N.A., banco depositário no que respeita às ADSs e é mantido pelo Citibank Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., o 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 N.º 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 N.º 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 subsequenteemente 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 uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definida no Código Tributário Federal (*Internal Revenue Code*) de 1986, ou o Código, ou um detentor 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 juros 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 N.º 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 patrimônio líquido. Essas distribuições podem ser pagas em moeda corrente. 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 ultrapassar 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.

À 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 N.º 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 N.º 2.689.

Os comentários contidos abaixo aplicam-se a todos os detentores não brasileiros, inclusive, detentores não brasileiros que invistam ao amparo da Resolução N.º 2.689, ressalvadas as observações em contrário.

A Resolução N.º 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 N.º 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 N.º 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 20% 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 N.º 2.689. Nessas duas hipóteses, os ganhos realizados ficarão isentos de imposto de renda.

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 estrangeira 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 N.º 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 N.º 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 N.º 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 N.º 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 N.º 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 qualquer instituição financeira brasileira ficarão sujeitas à CPMF. A CPMF vem, de modo geral, incidindo sobre débitos em conta bancária, inicialmente, à alíquota de 0,38%. Em 12 de junho de 2002, a Emenda Constitucional N.º 37/02 aprovou a continuidade da imposição da CPMF até 31 de dezembro de 2004. Para os exercícios fiscais encerrados em 31 de

dezembro de 2002 e 2003, a taxa para a CPMF será de 0,38%. A taxa do imposto da CPMF deverá diminuir para 0,08% para o exercício social de 2004.

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 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. 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 a base 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.

Receita de Dividendos Qualificados. Não obstante o acima exposto, nos termos de leis aprovadas recentemente, determinados dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoa física que constituam “receita de dividendos qualificados” estarão sujeitos a uma alíquota de imposto de renda federal norte-americano máxima reduzida marginal. A receita de dividendos qualificados geralmente inclui, entre outros dividendos, aqueles recebidos durante o ano base de “sociedades estrangeiras qualificadas”. Em geral, uma sociedade estrangeira é tratada como sociedade estrangeira qualificada com relação a qualquer dividendo pago pela sociedade referente a ações da mesma que sejam prontamente negociáveis em mercados de valores mobiliários estabelecidos nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em um mercado de valores mobiliários dos Estados Unidos se um ADR garantido por tal ação for assim negociável.

Não obstante a norma anterior, dividendos recebidos de uma sociedade estrangeira que seja uma sociedade de investimentos estrangeira (conforme definido no Artigo 1246(b) do Código), uma sociedade de investimentos estrangeira passiva (conforme definido no Artigo 1297 do Código), ou uma sociedade controladora estrangeira controlada por pessoa física (conforme definido no Artigo 552 do Código) no ano base da sociedade em que o dividendo foi pago ou no ano base anterior não constituirá renda de dividendos qualificados. Ademais, o termo “receita de dividendos qualificados” não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos sobre qualquer ação de capital ou ADS detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o período de 120 dias iniciado na data que ocorrer 60 dias antes da data em que tal ação ou ações que garantem o ADS tornarem-se sem dividendos com respeito a tais dividendos (conforme medido nos termos do Artigo 246(c) do Código) ou (ii) dividendos na medida em que o contribuinte esteja sujeito a uma obrigação (seja nos termos de uma venda a descoberto ou de outra forma) de efetuar os respectivos pagamentos com relação a posições em bens substancialmente semelhantes ou relacionados. Ademais, regras especiais são aplicadas na determinação de limite de crédito de imposto estrangeiro de um contribuinte nos termos do Artigo 904 do Código em caso de receita de dividendos qualificados.

Detentores norte-americanos pessoa física devem consultar seus próprios consultores tributários para determinar se os valores recebidos de nós a título de dividendos constituirão ou não receita de dividendos qualificados sujeita a uma alíquota de imposto de renda federal norte-americano máxima reduzida marginal e, nesse caso, o efeito, se houver, sobre o crédito de imposto estrangeiro de um detentor norte-americano pessoa física.

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”. Poderemos efetuar o pagamento de dividendos à ações preferenciais representadas por ADSs ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs. 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

Nossa empresa está sujeita às exigências de informações do Securities Exchange Act de 1934 e alterações posteriores. De acordo com essas exigências, arquivamos relatórios e outras informações perante a Comissão. Esses materiais, inclusive este relatório anual e respectivos anexos, podem ser examinados e copiados na Sala de Referência Pública da Comissão em 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 205549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Referência Pública da Comissão mediante pagamento das respectivas taxas. O público poderá obter informações sobre o funcionamento na Sala de Referência Pública da Comissão entrando em contato com a Comissão, nos Estados Unidos, em 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham este relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguro

Nossas apólices de seguros para cobertura de danos a nossas usinas causados por incêndio e riscos operacionais, tais como falhas de equipamento, expiraram em 31 de dezembro de 2002, e desde então não adquirimos cobertura adicional. Estamos atualmente em processo de solicitação de licitação de seguradoras para contratação de novas apólices de seguros para cobertura desses riscos. Não possuímos também seguros gerais de responsabilidade contra terceiros para a cobertura de acidentes e não incluímos

esse tipo de seguro em nossos pedidos de licitação. Poderemos, no entanto, contratar no futuro esse tipo de seguro. Além disso, não iniciamos processo licitatório, nem possuímos, coberturas de seguro contra catástrofes de grande proporção que afetem nossas usinas, tais como terremotos e inundações ou falhas do sistema operacional. Não possuímos cobertura de seguro para risco de interrupção do negócio, o que significa que perdas e danos sofridos por nós e por nossos clientes decorrentes de uma interrupção no fornecimento de energia não estão cobertos pelo nosso seguro e poderemos estar sujeitos às respectivas perdas significativas. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à Companhia – Nossa cobertura de seguro pode ser insuficiente para cobrir nossas perdas”.

Acreditamos que, assim que contratarmos seguro contra incêndio e risco operacional, nossa cobertura de seguro estará em um nível usual no Brasil para o tipo de negócio que conduzimos. Conforme os termos de nossos contratos de concessão, a ANEEL poderá impor uma multa contra nós se esse órgão acreditar que não temos cobertura de seguro adequada para nossos ativos que sejam essenciais para nossas operações de geração, transmissão e distribuição. Embora acreditemos que certos procedimentos que implementamos constituam seguro adequado, não podemos garantir a V.Sa. que a ANEEL concordará com eles.

Dificuldades em Exigir o Cumprimento de Responsabilidades Cíveis 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 consequência, os portadores de ADSs deverão cumprir com a lei brasileira para obter um julgamento executável 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 cíveis 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:

- satisfaz todas as formalidades exigidas para sua executabilidade 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.

Não obstante o acima exposto, nenhuma garantia poderá ser dada de que tal homologação será obtida, de que o processo acima descrito será conduzido oportunamente ou que um tribunal brasileiro exigirá o cumprimento de uma sentença para pagamento em dinheiro pela violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação a quaisquer valores mobiliários emitidos por nós.

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 alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossa renda (o real). Apesar do fato de nossas compras de eletricidade de Itaipu, que representaram aproximadamente 22% de nossos custos e despesas operacionais, em 2002, estarem denominadas em dólares dos Estados Unidos, não estamos mais expostos ao respectivo risco de câmbio estrangeiro em virtude das mudanças na lei de tarifa em 2001 que permite que concessionárias de eletricidade como nós registre os prejuízos da taxa de câmbio relacionados às compras de Itaipu como ativo diferido regulatório. Vide “Item 5 – Análise e Perspectiva das Operações Financeiras – Políticas Contábeis Críticas”. Em 2003, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros com o objetivo de efetuar *hedge* de uma parcela de nossa dívida denominada em moeda estrangeira para reduzir o risco de flutuações cambiais. Em 31 de maio de 2003, celebramos contratos de *swap* no valor total de US\$52 milhões para alterar a taxa de juros original de determinado financiamento de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar norte-americano/real para uma taxa de juros calculada com base na taxa do CDI – Certificado de Depósito Interbancário. Não utilizamos nenhum instrumento financeiro semelhante em 2002 ou 2001. Vide notas 2(d), 17, 24, 26(d) e 32 das demonstrações financeiras consolidadas.

Estamos ainda sujeitos a risco de mercado resultante de alterações nas taxas de juros que podem afetar o custo de financiamento.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2002, quase 63% de nossa dívida em aberto, ou R\$2.119 milhões, encontrava-se denominada em moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2002, aproximadamente 94% de nossa dívida em moeda estrangeira, ou R\$1.995 milhões, estava denominada em dólar dos Estados Unidos. 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 31 de dezembro de 2002, possuíamos investimentos restritos a serem usados na amortização de financiamentos de longo prazo, no valor de R\$194 milhões, que compreendem (i) investimentos no valor de R\$137 milhões, que possui taxas de juros calculadas com base na variação da taxa de câmbio dólar norte-americano/real e (ii) R\$57 milhões, que possui taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

Em 2003, a perda potencial que teríamos em caso de uma variação hipotética de 20% nas taxas de câmbio seria de R\$396 milhões relacionada principalmente a empréstimos e financiamentos e devida primordialmente ao aumento de nossas despesas denominadas em reais, o que seria refletido em nossa demonstração de resultado. Em 2003, uma alteração hipotética e instantânea de 20% nas taxas de câmbio resultaria em saída de caixa adicional anual de aproximadamente R\$742 milhões, refletindo o aumento de custo em reais do pagamento do serviço de dívida denominada em moeda estrangeira e o aumento do poder aquisitivo relacionado a Itaipu. Essa análise de sensibilidade pressupõe uma flutuação simultânea desfavorável de 20% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida, as respectivas taxas de juros e as despesas relacionadas à compra de energia de Itaipu estão denominadas. Tal análise de sensibilidade pressupõe ainda que a flutuação desfavorável na taxa de câmbio afetando a compra de energia de Itaipu afetaria os pagamentos anuais em dinheiro mas não afetaria a despesa contabilizada na demonstração de operações, uma vez que a despesa cambial adicional seria contabilizada como ativo regulatório diferido.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2002, tínhamos aproximadamente R\$3.539 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R\$2.709 milhões com juros a taxas flutuantes. Desses R\$2.709 milhões, R\$1.260 milhões estão sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação determinados pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M, e R\$1.449 milhões estão sujeitos à LIBOR. Além da dívida acima descrita a taxas flutuantes, também possuíamos ativos deduzidos de outras obrigações, em 31 de dezembro de 2002, que renderam juros a taxas flutuantes no valor de R\$2.080 milhões. Tais ativos consistiam principalmente de nossa conta a receber do Governo Estadual e ativos regulatórios diferidos, parcialmente compensados por obrigações do MAE, que rendem juros ligados ao IGP-DI e SELIC, respectivamente. Vide notas explicativas 3, 4 e 8 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Estimamos que a perda potencial que sofreríamos no caso de uma alteração hipotética, imediata e desfavorável de 100 pontos base (equivalente a 1%) das taxas de juros aplicáveis a ativo e passivo financeiro com taxas flutuantes detidos em 31 de dezembro de 2002 seria de aproximadamente R\$6 milhões e resultaria em uma saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$8 milhões.

As tabelas a seguir mostram informações resumidas atinentes à nossa exposição ao risco da taxa de juros e da taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2002:

	Total da Carteira de Endividamento	
	Milhões de	
	R\$	%
Dívida de taxa flutuante:		
<i>Denominada em real</i>	1.260	36
Denominada em moeda estrangeira.....	1.449	41
	2.709	77
Dívida de taxa fixa:		
<i>Denominada em real</i>	160	4
Denominada em moeda estrangeira.....	670	19
	830	23
Total.....	3.539	100

	Taxa Flutuante (em milhões de R\$)
Ativo:	
Caixa e equivalentes de caixa.....	103
Investimento restrito.....	57
Conta a receber do Governo Estadual	755
Ativos regulatórios diferidos	1.709
Total	2.464
Passivo	
Conta a pagar a fornecedores - mercado a vista -MAE.....	(335)

Conta a pagar a fornecedores –pagamento a gerador pela energia comprada no	
MAE.....	(209)
Total do passivo	(544)
 Total	 <u>2080</u>

As tabelas abaixo mostram informações de 31 de dezembro de 2002 sobre nossas obrigações da dívida que são sensíveis às alterações de taxas de juros e taxas de câmbio, inclusive datas de vencimento previstas e taxas de juros médias anuais a elas referentes. As taxas de juros variáveis têm como base a taxa de referência aplicável em 31 de dezembro de 2002.

Obrigação da Dívida	Data de Vencimento Prevista (Valores expressos em milhões de R\$)							Total Longo Prazo
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010 e seg.	
Dívida denominada em moeda estrangeira:								
• Taxa fixa	334	55	19	11	10	10	120	559
Taxa flutuante	390	147	104	65	35	25	78	844
 <i>Dívida denominada em real:</i>								
• Taxa fixa	30	30	20	14	6	6	24	130
Taxa flutuante	64	461	418	18	18	11	70	1.060
 Total	 <u>818</u>	 <u>693</u>	 <u>561</u>	 <u>108</u>	 <u>69</u>	 <u>52</u>	 <u>292</u>	 <u>2.593</u>

Obrigação da Dívida	Taxa de Juros Média Anual Esperada (%)						2010 e seg.
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Dívida denominada em moeda estrangeira:							
Taxa fixa	8,97	8,00	7,86	7,92	7,94	7,96	7,99
Taxa flutuante	4,70	4,32	4,26	4,05	3,89	3,80	3,88
<i>Dívida denominada em real:</i>							
Taxa fixa	4,67	4,60	4,46	4,30	4,27	4,23	4,18
Taxa flutuante (excluindo índices de inflação)	11,24	11,40	10,76	5,00	4,78	4,56	4,27
Taxa flutuante (inclusive índices esperados de inflação)	14,51	13,87	12,94	8,36	8,54	8,66	8,82

Item 12. Descrição de Valores Mobiliários Exceto Ações do Capital

Não Aplicável

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Atrasos e Mora com relação a Dividendos

Alguns de nossos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, no valor total de R\$533 milhões em 31 de dezembro de 2002, dos quais, R\$388 milhões são classificados como passivo de longo prazo, incluem certas avenças financeiras que, no caso de inadimplemento, podem fazer com os valores vencidos de acordo com esses contratos tornem-se imediatamente vencidos. Além disso, temos também contratos de financiamento que contêm cláusulas de inadimplemento cruzado. Essas avenças têm como base demonstrações financeiras elaboradas de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil. Obtivemos renúncia de nossos credores que são partes de contratos que incluem disposições relacionadas ao caso de não cumprimento. Essas renúncias afirmam que tais credores não exercerão seus direitos de exigir tanto o pagamento antecipado como o pagamento imediato dos montantes totais devidos se atendermos certas condições financeiras. Tais condições referem-se a cláusulas contratuais revisadas relativas a nossa dívida total dividida pelo EBITDA (lucros antes de juros, imposto, depreciação e amortização) e dispêndios para aquisição de imobilizado divididos pelo EBITDA. Estamos cumprindo as condições revisadas até 31 de maio de 2003, e esperamos que poderemos dar continuidade a esse cumprimento até junho de 2003. As renúncias estão em vigor até 20 de junho de 2003, mas deverão ser renovadas trimestralmente. Empréstimos, financiamentos e debêntures estão classificados como passivo exigível e de longo prazo de acordo com os termos contratuais originais, de acordo com as renúncias obtidas.

O Empréstimo da Infovias da MBK Furukawa/Sistemas S.A./Unibanco, no valor total de R\$123 milhões em 31 de dezembro de 2002, dos quais, R\$100 milhões são classificados como passivo de longo prazo em nossas demonstrações financeiras consolidadas, contém avenças financeiras que, no caso de não cumprimento, podem fazer com que o valor devido de acordo com o contrato torne-se imediatamente exigido. Essa avença tem como as demonstrações financeiras elaboradas de acordo com práticas contábeis adotadas no Brasil. A Infovias obteve uma renúncia dos credores que são parte nesse contrato. A renúncia afirma que tais credores não exercerão seus direitos de exigir tanto a antecipação do pagamento como o pagamento imediato do montante total devido. A renúncia obtida deverá ser renovada trimestralmente. Esse empréstimo está classificado como passivo exigível e de longo prazo de acordo com os termos originais do respectivo contrato, em cumprimento à renúncia obtida.

Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos

Não aplicável.

Item 15. Controles e Procedimentos

Avaliação dos Controles e Procedimentos de Divulgação

Essas conclusões de nosso Vice Presidente Executivo e do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores sobre a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação com base em sua avaliação desses controles e procedimentos com data de até 90 dias do arquivamento deste relatório anual de acordo com o Formulário F-20 são os seguintes:

Nossos controles e procedimentos de divulgação são designados para garantir que as informações exigidas que sejam por nós divulgadas sejam registradas, processadas, resumidas e relatadas dentro do prazo exigido. Nossos controles e procedimentos de divulgação incluem controles e procedimentos designados que as informações exigidas sejam divulgadas sejam acumuladas e comunicadas conforme adequado para permitir decisões oportunas sobre a divulgação exigida. Com base em nossos controle e procedimentos de divulgação, nosso Vice Presidente Executivo e Diretor Financeiro e de Relações com Investidores concluíram que os controles e procedimentos de divulgação são efetivos e que as demonstrações financeiras consolidadas apresentam de forma razoável a situação financeira consolidada e os resultados de nossas operações para os períodos apresentados.

Alterações dos Controles Internos

Não houve quaisquer alterações significativas em nossos controles internos ou em outros fatores que poderiam prejudicar esses controles após a última avaliação, inclusive quaisquer medidas corretivas em relação às deficiências significativas e insuficiências relevantes.

Item 16. [Reservado].

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F- 62 do presente relatório anual.

As demonstrações financeiras abaixo são apresentadas como parte do presente relatório anual segundo o Formulário 20-F:

- Relatórios da Deloitte Touche Tohmatsu
- Balanços Patrimoniais Consolidados Auditados em 31 de dezembro de 2002 e 2001
- Demonstrações do Resultado e da Receita (Prejuízo) Total Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2002.
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2002.
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2002.
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

***Companhia Energética
de Minas Gerais –
CEMIG***

*Demonstrações financeiras para os exercícios findos
em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000 e Parecer
dos Auditores Independentes*

Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG:
Belo Horizonte - MG, Brasil

Audítamos os balanços patrimoniais consolidados da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG (uma corporação brasileira) e suas subsidiárias (a “Companhia”) em 31 de dezembro de 2002 e 2001, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado e dos componentes do lucro (prejuízo) abrangente, das mutações do patrimônio líquido e fluxo de caixa para cada um dos três períodos findos em 31 de dezembro de 2002, demonstrados em Reais. Estas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas 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 financeiras não apresentem erros relevantes. Uma auditoria inclui exames, com base em testes, das evidências que suportam os saldos e as divulgações das demonstrações financeiras. 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 financeiras apresentadas em seu conjunto. Acreditamos que nossos exames fornecem base razoável para nossa opinião.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras consolidadas 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 2002 e 2001, e os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três períodos findos em 31 de dezembro de 2002, em conformidade com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

26 de junho de 2003

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002 E 2001**

**(Expressos em milhões de reais brasileiros)
(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)**

A T I V O S

	31 de dezembro	
	2002	2001
CIRCULANTE:		
Disponibilidades (nota 7)	123	218
Aplicações financeiras de uso restrito (nota 8)	145	602
Contas a receber, líquido (nota 9)	882	485
Contas a receber – Uso da rede básica de transmissão	18	18
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	361	259
Impostos a recuperar (nota 10)	21	86
Materiais e suprimentos	21	12
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento (nota 5)	20	-
Contas a receber do Governo Federal referentes a consumidores de baixa renda (nota 11)	42	-
Outros	78	72
	-----	-----
	1.711	1.752
	-----	-----
INVESTIMENTOS (nota 12)	543	437
	-----	-----
IMOBILIZADO, LÍQUIDO (nota 13)	10.099	9.841
	-----	-----
OUTROS ATIVOS:		
Títulos e valores mobiliários – Disponíveis para venda (nota 14)	53	70
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	1.670	1.245
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento (nota 5)	32	123
Aplicações financeiras de uso restrito (nota 8)	49	18
Impostos a recuperar (nota 10)	82	48
Contas a receber do Governo do Estado (nota 3)	755	451
Outros	172	77
	-----	-----
	2.813	2.032
	-----	-----
Total dos ativos	15.166	14.062
	=====	=====

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 2002 E 2001**

(Expressos em milhões de reais brasileiros, exceto quantidade de ações)
(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

PASSIVOS E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	31 de dezembro	
	2002	2001
CIRCULANTE:		
Fornecedores (nota 15)	1.275	945
Salários e encargos sociais	108	97
Impostos a recolher (nota 16)	151	219
Dividendos e juros sobre capital próprio	211	105
Parcela de curto prazo de financiamentos a longo prazo (nota 17)	946	451
Encargos regulatórios a recolher (nota 18)	94	52
Venda antecipada de energia elétrica	-	42
Participação dos empregados no resultado	26	35
Outros	51	66
	-----	-----
	2.862	2.012
	-----	-----
EXIGIVEL A LONGO PRAZO:		
Financiamentos a longo prazo (nota 17)	2.593	2.029
Obrigações com benefícios pós-emprego (nota 19)	1.272	1.627
Impostos de a renda diferidos, líquido (nota 6)	4	46
Provisão para contingências (nota 20)	315	319
Fornecedores (nota 15)	334	364
Impostos a recolher (nota 16)	204	-
Sobretaxa cobrada dos consumidores (nota 5)	-	26
Outros	113	93
	-----	-----
	4.835	4.504
	-----	-----
PARTICIPAÇÃO DOS MINORITÁRIOS	27	3
	-----	-----
PATRIMONIO LÍQUIDO: (nota 21)		
Capital Social -		
Ações preferenciais – 91.210.523 mil autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2002 (89,436,237 mil em 31 de dezembro de 2001)	804	786
Ações ordinárias – 70.874.168 mil autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2002 (69.495.478, mil em 31 de dezembro de 2001)	624	610
	-----	-----
	1.428	1.396
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros acumulados apropriados	2.693	3.133
Lucros acumulados não apropriados	144	79
Lucro (prejuízo) abrangente acumulado	7	(235)
	-----	-----
	7.442	7.543
	-----	-----
Total dos passivos e do patrimônio líquido	15.166	14.062
	=====	=====

As notas explicativas anexas são parte integrante destes balanços patrimoniais consolidados.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS RESULTADOS

E DOS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002, 2001 E 2000

(Expressos em milhões de reais Brasileiros, exceto quantidade de ações e valores por ação)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS:			
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais (nota 22)	5.458	4.587	4.478
Recomposição tarifária regulatória extraordinária (nota 4)	281	789	-
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado (nota 22)	161	517	145
Uso da rede básica de transmissão	185	154	139
Outras receitas operacionais	260	150	124
Impostos incidentes sobre as receitas (nota 22)	(1.473)	(1.191)	(1.130)
Total das receitas operacionais líquidas	4.872	5.006	3.756
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Energia comprada para revenda (nota 23)	(1.333)	(1.914)	(819)
Gás natural comprado para revenda	(152)	(84)	(60)
Uso da rede básica de transmissão	(298)	(251)	(243)
Depreciação e amortização	(666)	(641)	(583)
Pessoal	(532)	(531)	(466)
Encargos regulatórios (nota 23)	(548)	(420)	(433)
Serviços de terceiros	(265)	(216)	(195)
Benefícios pós-emprego (nota 19)	(207)	(293)	(238)
Materiais e suprimentos	(78)	(70)	(71)
Outros (nota 23)	(238)	(274)	(208)
Provisão para perdas nos ativos regulatórios diferidos (nota 4)	(28)	(150)	-
Provisão para perdas nas contas a receber do Governo do Estado (nota 3)	-	(754)	-
Total dos custos e despesas operacionais	(4.345)	(5.598)	(3.316)
Lucro (prejuízo) operacional	527	(592)	440
DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS (nota 24)	(525)	(48)	(42)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos de a renda e das participações minoritárias	2	(640)	398
IMPOSTOS de A RENDA – (DESPESA) CRÉDITO: (nota 6)			
Corrente	(187)	(166)	(62)
Diferido	161	88	30
	(26)	(78)	(32)
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	12	(1)	-
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO	(12)	(719)	366
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE:			
Ganhos (perdas) não realizados em títulos e valores mobiliários disponíveis para a venda (nota 14)	(17)	9	20
Ajuste na obrigação mínima com fundo de pensão (nota 19)	378	293	8
Imposto de renda diferido	(119)	(99)	(9)
	242	203	19

LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE	230	(516)	385
	=====	=====	=====
Quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício (em milhares) para propósito do cálculo do lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações	161.033.699	158.931.715	158.931.715
	=====	=====	=====
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações ordinárias e preferenciais - em reais brasileiros	(0,07)	(4,52)	2,30
	=====	=====	=====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002, 2001 E 2000**

(Expressos em milhões de reais brasileiros)
(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
CAPITAL SOCIAL:			
Ações preferenciais -			
Saldo no início do exercício	786	786	786
Transferência de lucros acumulados apropriados	18	-	-
Saldo no final do exercício	804	786	786
Ações ordinárias -			
Saldo no início do exercício	610	610	610
Transferência de lucros acumulados apropriados	14	-	-
Saldo no final do exercício	624	610	610
	1.428	1.396	1.396
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO	3.170	3.170	3.170
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais -			
Saldo no início do exercício	45	41	41
Transferência de lucros acumulados não apropriados	-	4	-
Saldo no final do exercício	45	45	41
Reserva de contas de resultado a compensar -			
Saldo no início do exercício	2.680	2.680	2.680
Transferência para capital social	(32)	-	-
Saldo no final do exercício	2.648	2.680	2.680
Reserva de lucros a realizar -			
Saldo no início do exercício	314	484	538
Transferência para lucros acumulados não apropriados	(314)	(170)	(54)
Saldo no final do exercício	-	314	484
Reserva legal -			
Saldo no início do exercício	94	94	94
Transferência para lucros acumulados não apropriados	(94)	-	-
Saldo no final do exercício	-	94	94
	2.693	3.133	3.299
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo no início do exercício	79	735	502
Lucro (prejuízo) líquido	(12)	(719)	366
Transferência de lucros acumulados apropriados	408	166	54
Dividendos	(331)	(103)	(187)
Saldo no final do exercício	144	79	735
LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE ACUMULADO:			
Saldo no início do exercício	(235)	(438)	(457)
Outros componentes do lucro abrangente	242	203	19

Saldo no final do exercício	----- 7 -----	----- (235) -----	----- (438) -----
Patrimônio líquido no final do exercício	----- 7.442 =====	----- 7.543 =====	----- 8.162 =====

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2002, 2001 E 2000**

(Expressos em milhões de reais brasileiros)
(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro (prejuízo) líquido	(12)	(719)	366
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa líquido gerado nas atividades operacionais -			
Depreciação e amortização	666	641	583
Passivos e ativos regulatórios diferidos	(320)	(290)	-
Perda (ganho) com variação monetária e cambial	342	(145)	(82)
Perda na alienação de ativo imobilizado	42	103	79
Benefícios pós-emprego	24	116	77
Provisões para contingências e devedores duvidosos	45	32	(8)
Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos	28	150	-
Provisão para perda no contas a receber do Governo do Estado	-	754	-
Impostos de a renda diferidos	(161)	(88)	(30)
Provisão para reserva global de reversão de longo prazo	-	34	-
Outros	(38)	6	11
Redução (aumento) de ativos operacionais -			
Contas a receber	(410)	170	(214)
Impostos a recuperar	38	100	87
Contas a receber do Governo do Estado	-	-	17
Ativos regulatórios diferidos	(112)	(328)	-
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento, líquido de sobretaxa cobrada dos consumidores	45	(97)	-
Outros	(129)	(48)	(21)
Aumento (diminuição) em passivos operacionais -			
Fornecedores	289	36	15
Salários e encargos sociais	11	17	(4)
Impostos a recolher	125	190	4
Encargos regulatórios a recolher	42	(38)	21
Venda antecipada de energia elétrica	(42)	(62)	(76)
Juros provisionados de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo	253	147	39
Outros, incluindo consolidação inicial da Infovias	6	39	(33)
	-----	-----	-----
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	732	720	831
	-----	-----	-----

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:			
Aplicações financeiras de uso restrito	426	(553)	(67)
Aquisição de novos investimentos, incluindo Infovias	(336)	(223)	(50)
Aquisição de ativo imobilizado	(636)	(323)	(406)
	-----	-----	-----
Caixa utilizado em atividades de investimento	(546)	(1.099)	(523)
	-----	-----	-----
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS:			
Financiamentos a longo prazo obtidos	518	1.150	320
Pagamentos de financiamentos a longo prazo	(597)	(617)	(282)
Adiantamento de minoritários para futuro aumento de capital em subsidiárias	12	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(214)	(172)	(196)
	-----	-----	-----
Caixa gerado (utilizado) em atividades financeiras	(281)	361	(158)
	-----	-----	-----
(DIMINUIÇÃO) ACRÉSCIMO LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	(95)	(18)	150
	=====	=====	=====
DISPONIBILIDADES:			
Início do exercício	218	236	86
Fim do exercício	123	218	236
	-----	-----	-----
	(95)	(18)	150
	=====	=====	=====
INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA:			
Impostos pagos - imposto de renda	42	38	53
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	285	202	122

As notas explicativas anexas são parte integrante destas demonstrações financeiras consolidadas.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS CONSOLIDADAS 31 DE DEZEMBRO DE 2002, 2001 E 2000

(Valores expressos em milhões de reais brasileiros, exceto se indicado de outra forma)
(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

(a) A Companhia:

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 (“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 comercialização de energia elétrica. A Companhia também executa outras atividades relacionadas à energia elétrica.

Como concessionária do serviço público de energia elétrica, a Companhia está sujeita às normas estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, uma agência do Governo Federal Brasileiro (“Governo Federal”).

A CEMIG possui concessão para distribuição de energia elétrica numa área de 562.762 km² (aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais), atendendo aproximadamente 5.591 mil consumidores em 31 de dezembro de 2002 (5.412 mil em 31 de dezembro de 2001). A Companhia possui 46 usinas, sendo 42 hidrelétricas, 3 térmicas e 1 eólica e capacidade instalada de geração agregada de 5.704 MW no final de 2002 (5.675 MW no final de 2001). As concessões de geração, transmissão e distribuição de energia têm vencimento previsto para o período de 2004 a 2035, sendo passíveis de renovação sobre certas circunstâncias.

As subsidiárias em operação da CEMIG em 31 de dezembro de 2002 são as seguintes:

- Sá Carvalho S.A. (“Sá Carvalho”) (participação de 100,00%) – seus principais objetivos sociais são a produção e comercialização de energia elétrica através da usina hidrelétrica de Sá Carvalho, como concessionária do serviço público de energia elétrica;
- Usina Térmica Ipatinga S.A. (“Ipatinga”) (participação de 100,00%) – seus principais objetivos sociais são a produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente através da usina térmica de Ipatinga, localizada nas instalações da Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS, uma empresa siderúrgica de grande porte;
- Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG (participação de 95,17%) – seus principais objetivos sociais são a aquisição, transporte e distribuição de gás natural ou de produtos relacionados. Em 1993, a GASMIG obteve a concessão por 30 anos, para desenvolver estas atividades, outorgada pelo Governo do Estado de Minas Gerais. O estatuto social também permite a execução de atividades relacionadas a produção e estocagem de gás natural. Essas atividades, entretanto, não estão sendo atualmente executadas; e,
- Empresa de Infovias S.A. (“Infovias”) (participação de 99,92%) - Seus principais objetivos sociais são a prestação de serviço especializado na área de telecomunicações e desenvolvimento de atividades relacionadas através de sistema integrado constituído de cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e outros itens. Infovias iniciou suas operações comerciais em 2001. CEMIG aumentou sua participação na Infovias de 49,44% para 99,92% em 2002 (veja nota 12). Adicionalmente, Infovias possui 66,41% do capital social da Way TV Belo Horizonte, provedora de internet e TV a cabo em certas cidades do estado de Minas Gerais, incluindo 49% das suas ações ordinárias. O controle da Way TV Belo Horizonte é exercido pela Infovias através do Acordo de Acionistas com a CLIC – Clube de

Investimentos dos Empregados da CEMIG, que possui 1,1% das ações ordinárias da Way TV Belo Horizonte. Por este acordo, o CLIC concorda em votar de acordo aos interesses da Infovias nas Assembléias Gerais Ordinárias.

Adicionalmente, a Companhia detém participação de 100,00% nas empresas relacionadas abaixo, ainda em fase pré-operacional em 31 de dezembro de 2002:

- Horizontes Energia S.A. – suas principais atividades serão a produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, ambas localizadas no Estado de Minas Gerais, e Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, ambas localizadas no Estado de Santa Catarina. Estas usinas foram transferidas na forma de integralização de capital para a Horizontes Energia S.A. durante o terceiro trimestre de 2002.
- Cemig PCH S.A., Cemig Capim Branco Energia S.A. e Usina termelétrica Barreiro S.A. – suas principais atividades serão a produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente.
- Efficientia S.A. – suas principais atividades serão a prestação de serviços de eficiência, otimização e soluções energéticas, além de prestar serviços de operação e manutenção em instalações de suprimento de energia. Efficientia S.A. iniciou suas operações no primeiro trimestre de 2003.
- Cemig Trading S.A. – suas principais atividades serão o desenvolvimento de atividades de comercialização.

Adicionalmente, a Companhia tem participação minoritária nas seguintes Companhias:

- Central Termelétrica de Cogeração S.A. e Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. – participação de 49% em cada Companhia. Estas Companhias estão em fase pré-operacional. Suas principais atividades serão a produção e venda de energia elétrica, como produtores independentes de energia.

b) O setor elétrico no Brasil:

O setor elétrico no Brasil é regulamentado pelo Governo Federal, através do Ministério das Minas e Energia, que possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela ANEEL. A ANEEL é responsável por: (1) conceder e supervisionar concessões e estipular ajustes nas tarifas elétricas; (2) supervisionar e efetuar exames financeiros nas concessionárias; (3) emitir regulamentos para o setor elétrico, e; (4) planejar, coordenar e executar estudos sobre os recursos hídricos e conceder e supervisionar concessões referentes ao uso destes recursos hídricos. Os negócios da Companhia, referentes ao setor elétrico, estão sujeitos à regulamentação da ANEEL.

O fornecimento de energia no varejo realizado pela Companhia é efetuado de acordo com as cláusulas dos seus contratos de concessão de venda de energia de longo prazo. Pelos termos dos contratos de concessão, a Companhia está autorizada a cobrar de seus consumidores uma tarifa de serviços elétricos que consiste em dois componentes: (1) uma parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”), e (2) uma parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para certos períodos iniciais. Subseqüentemente aos períodos iniciais, em intervalos regulares, a ANEEL tem autoridade para rever os custos da Companhia para determinar o ajuste inflacionário (ou outro fator de ajuste semelhante), se houver, para a Parcela B (“ajuste escalar”), para o período subseqüente. Esta revisão pode resultar em Ajuste Escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente aos ajustes referentes aos custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica são providas de um ajuste tarifário anual, oriundo de ajustes em vários fatores, incluindo inflação. Em adição, como resultado das mudanças regulatórias em dezembro de 2001, a Companhia pode agora requisitar ajustes tarifários oriundos de eventos significativos que interrompam o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos através de aumentos tarifários específicos. Quando a Companhia solicita um aumento tarifário, ela é requerida a provar o impacto financeiro destes eventos, e não há certeza de que estes reajustes serão concedidos.

Veja outras referências às mudanças na regulamentação nas notas 2 e 4

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Na preparação das demonstrações financeiras 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 e divulgações de ativos e obrigações contingentes na data das demonstrações financeiras, bem como os montantes de receitas e despesas nas datas de divulgação. Os resultados reais podem variar dessas estimativas. Desta forma, as demonstrações financeiras da Companhia incluem várias estimativas tais como (i) a recuperação dos ativos regulatórios diferidos, (ii) provisões para perdas em contas a receber, impostos diferidos ativos e contas a receber do Governo do Estado, (iii) vida útil dos bens do imobilizado, (iv) provisões para perdas com contingências, e (v) estimativas para obrigações com benefícios pós-emprego, e outras similares.

- (a) Base de apresentação - As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com o U.S. GAAP, que diferencia-se em certos aspectos das demonstrações financeiras da Companhia, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e que também são preparadas e arquivadas de acordo com as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e ANEEL.
- (b) Correção monetária integral - Até 31 de dezembro de 1997, o Brasil era considerado um país de economia hiperinflacionária (a inflação acumulada excedia a 100% em um período de três exercícios consecutivos) e, para efeito de U.S. GAAP, a Companhia elaborou suas demonstrações financeiras sob o método de correção monetária integral para todos os exercícios 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 financeiras.

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 segundo as normas do U.S. GAAP e, desta maneira, a Companhia deixou de corrigir monetariamente suas demonstrações financeiras em moeda (Reais) constante 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 daquela data.

Os valores apresentados em moeda de capacidade aquisitiva constante inclusos nas demonstrações financeiras 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 financeiras societárias da Companhia, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil em função de: (i) a partir de 1º de janeiro de 1996, a correção monetária das demonstrações financeiras 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 o IGP-DI e os índices oficiais de correção monetária para as demonstrações financeiras societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e; (iii) ajustes para adequação aos requerimentos dos U.S.GAAP. Os impostos sobre a renda corrente e a capacidade de distribuição de dividendos são determinados com base nas demonstrações financeiras societárias preparado de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

- (c) Bases para Consolidação - As demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001 incluiu os saldos da CEMIG e suas subsidiárias Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A. e Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG. As demonstrações financeiras consolidadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002 incluindo os saldos da CEMIG e suas subsidiárias Sá Carvalho S.A., Usina Térmica de Ipatinga S.A., Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG, Empresa de Infovias S.A., Cemig PCH S.A., Cemig Capim Branco S.A., Usina Termelétrica Barreiro S.A., Efficientia S.A., Horizontes Energia S.A. e Cemig Trading. Infovias, entidade que era controlada em conjunto com outros acionistas até maio de 2002, foi consolidada em 31 de dezembro

de 2002. Na consolidação, o investimento da Companhia no patrimônio líquido das subsidiárias e todos os saldos e transações relevantes entre as empresas foram eliminados. 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 relacionados a financiamentos e 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 – A Companhia considera como disponibilidades os saldos de caixa não-restritos, depósitos em bancos e aplicações financeiras de curto prazo com prazo de resgate não superior a três meses.
- (f) Aplicações financeiras de uso restrito – Aplicações financeiras de uso restrito consistem de aplicações com prazo de regate não superior a três meses, e que estão vinculadas ao programa de investimentos da Companhia e atividade de financiamento.
- (g) Contas a receber - Incluem valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos consumidores na data do balanço. Encargos decorrentes de atrasos de consumidores são contabilizados pelo regime de caixa. A provisão para devedores duvidosos é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas.
- (h) Investimentos – Os investimentos da Companhia em companhias subsidiárias são avaliados pelo método de equivalência patrimonial. Outros investimentos, incluindo os consórcios, são registrados pelo custo de aquisição ou construção. Juros e outros encargos financeiros de financiamentos obtidos para construção, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao *Statement of Financial Accounting Standards* (Pronunciamento sobre Princípios de Contabilidade) – (“SFAS”) 34 - “*Capitalization of Interest Cost*” (Capitalização de encargos financeiros). A depreciação dos consórcios é calculada através do método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos. Os gastos dos consórcios com manutenção e reparos são registrados em despesas operacionais quando ocorridos.
- (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 com terceiros, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao SFAS 34. A depreciação é calculada através do método linear, com taxas anuais baseadas na vida útil estimada dos ativos. Os gastos com manutenção e reparos são registrados em despesas operacionais quando ocorridos. Materiais a serem utilizados na construção são incluídos nos ativos de geração, transmissão e distribuição. O resultado líquido da baixa de ativos do imobilizado é contabilizado como parte do resultado operacional.
- (j) Provisão para perda em ativos de longo prazo - A CEMIG segue o SFAS 144 - “*Accounting for the Impairment or Disposal of Long-lived Assets*” (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados). Sempre que eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais indiquem que o valor registrado dos ativos de longo prazo possam não ser recuperados, a CEMIG procede aos cálculos do fluxo de caixa não descontado estimado a ser gerado por seus ativos em operação para determinar a necessidade de provisão para sua realização. No caso deste fluxo de caixa não ser suficiente para a recuperação dos valores registrados dos ativos, estes ativos serão ajustados aos seus valores justos estimados através da análise do fluxo de caixa descontado.
- (k) Receitas, custos e despesas - As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência, por exemplo, quando evidências convincentes da existência de acordos, quando a entrega de mercadorias tenha ocorrido ou serviços tenham sido prestados, ou os preços tenham sido fixados ou sejam determináveis, e o recebimento é razoavelmente garantido, independente do efetivo recebimento do dinheiro.

As receitas de venda na geração de energia são registradas com base na energia entregue, nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando dos fornecimentos. O faturamento é feito em bases mensais. 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 à venda de energia com tarifas pré-determinadas contratualmente. A receita é contabilizada quando do fornecimento de energia, reduzindo em contrapartida o saldo de venda antecipada de energia elétrica.

O fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado é contabilizado quando do fornecimento e faturado mensalmente.

A receita recebida pela Companhia de outros concessionários que usem sua rede básica de transmissão é contabilizada no mês em que as redes são utilizadas por outras concessionárias.

A receita de venda de gás natural pela GASMIG é contabilizada quando do fornecimento.

A receita de serviços inclui as taxas de religação e outros serviços relacionados, sendo contabilizados quando da sua prestação.

Impostos incidentes sobre as receitas consistem de: (i) ICMS, imposto estadual incidente sobre vendas a consumidores finais, é faturado aos consumidores e contabilizado como parte da receita operacional bruta, (ii) COFINS sobre a receita, (iii) PIS-PASEP sobre a receita e (iv) Encargo de capacidade emergencial. É prática contábil da Companhia deduzir estas taxas da receita operacional bruta.

- (l) Impostos de renda - A CEMIG contabiliza imposto de renda e contribuição social, de acordo com SFAS 109 - *“Accounting for Income Taxes”* (Contabilização de impostos de renda), o qual requer o reconhecimento de ativo e obrigações diferidas para as futuras conseqüências fiscais advindas das diferenças entre os montantes dos ativos e obrigações contabilizados nas demonstrações financeiras e suas respectivas bases fiscais.

A CEMIG contabiliza o crédito tributário decorrente do prejuízo fiscal operacional, líquido da respectiva provisão para perdas, quando necessário, para refletir os benefícios que a Administração considera como prováveis de serem recuperáveis através das futuras taxações das receitas..

- (m) Contingências - A Companhia contabiliza provisão para contingências de acordo com o SFAS 5, *“Accounting for Contingencies”* (Contabilização de contingências).
- (n) 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”* (Contabilização de pensões por empregadores) tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. A CEMIG também estabeleceu planos 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”* (Contabilização por empregadores de outros benefícios pós-emprego além de planos de pensão). 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 este passivo baseado no direito adquirido pelos empregados no final de cada período, adicionado dos 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 sem justa causa de funcionários.

- (o) Custos de preservação e recuperação ambiental - A CEMIG, de acordo com sua política ambiental, estabeleceu vários programas de prevenção e controle de danos com a finalidade de limitar seus riscos relacionados às questões ambientais. Os custos destes programas 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 requerida nesta data.

- (p) Lucro (prejuízo) abrangente - A CEMIG contabiliza o lucro (prejuízo) abrangente de acordo com SFAS 130 *“Reporting Comprehensive Income”* (Divulgação de lucros abrangentes) e optou por apresentá-los na demonstração do resultado. O lucro (prejuízo) abrangente contempla os resultados dos ganhos e perdas não realizados sobre valores de títulos e valores mobiliários classificados como disponíveis para venda, de acordo com SFAS 115 e obrigações mínimas com benefícios pós-emprego de acordo com o SFAS 87. Não ocorreram ajustes para realização dos ganhos (perda) de títulos e valores mobiliários disponíveis para vendas nos exercícios apresentados.
- (q) Regulamentação e ativos regulatórios diferidos – Como resultado de várias ações tomadas pelo Governo Federal e pela ANEEL em 2001, a Companhia está sujeita aos efeitos do SFAS 71 *“Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation”* (Contabilização de efeitos de certos tipos de regulamentação). A estrutura de ajuste tarifário no Brasil está agora desenhada para prover a recuperação dos custos permitidos à Companhia, incluindo aqueles resultantes das determinações do Governo Federal relacionados às medidas do racionamento de energia impostas em 2001, descritas abaixo. Desta forma, a Companhia capitaliza os custos permitidos incorridos como ativos regulatórios diferidos quando instruída pela ANEEL e quando há uma provável expectativa de que receitas futuras iguais aos custos incorridos serão faturadas e recebidas como resultado direto da inclusão destes custos numa tarifa reajustada definida pelo órgão regulador. O ativo regulatório diferido é eliminado quando a Companhia recebe estes custos através do faturamento aos consumidores pela tarifa majorada. A ANEEL realiza uma revisão tarifária em bases anuais. Se a ANEEL excluir a totalidade ou parte dos custos da revisão, esta parcela do ativo regulatório diferido deverá ser objeto de provisão para perda, sendo reduzida na extensão dos custos excluídos. A Companhia registrou ativos regulatórios diferidos líquidos, já que espera repassá-los para seus consumidores de acordo com e em atendimento às medidas regulatórias.

Durante 2001, o Governo Federal instituiu um Programa de racionamento em resposta à falta de energia causada pelas fracas chuvas, ao reduzido nível dos reservatórios e à grande dependência do país da energia gerada pelos recursos hidrológicos. O racionamento resultou em perdas para a Companhia e outras concessionárias de distribuição no Brasil. Em dezembro de 2001, as concessionárias de energia, incluindo a Companhia, efetuaram com o Governo Federal um Acordo Geral do Setor Elétrico (o “Acordo”), que apresentou soluções para os assuntos relacionados com o racionamento, bem como para outros assuntos relacionados à tarifa de energia. O Acordo estabeleceu um reajuste tarifário para reembolsar as perdas de receita em função do programa de racionamento em 2001. As tarifas majoradas pelo Acordo permanecerão em vigor por um período médio de 72 meses a partir de janeiro de 2002. O ativo de R\$461 (nota 4) reconhecido pela Companhia representa o montante cuja recuperação é esperada para ocorrer nos próximos 24 meses, de acordo com o *“Emerging Issues Task Force”* (Força Tarefa para Assuntos Emergentes) (“EITF”) nº 92-7, *“Accounting by Rate Regulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs”* (Contabilização dos efeitos de certos programas alternativos de receita para companhias com tarifas reguladas). Os saldos de ativos regulatórios diferidos são periodicamente comparados com as projeções da Companhia para recuperação dos valores, as quais são revisadas pela Administração dependendo de eventos de mercado, mudanças de regulamentação e circunstâncias relacionadas. A respectiva provisão para perdas é ajustada em conformidade as projeções.

O Acordo também contempla os custos da Parcela A, que são certos custos que cada companhia distribuidora está autorizada a diferir e repassar aos seus consumidores através de futuros ajustes tarifários. Os custos da Parcela A são limitados pelos contratos de concessão ao custo da energia comprada e certos outros custos e taxas não controlados pela Companhia. A ANEEL garantiu reajustes tarifários para recuperar uma parte dos custos anteriormente diferidos como custos da Parcela A. O Acordo definiu um mecanismo de compensação contábil, previamente criado em outubro de 2001, através da Portaria Interministerial nº 296, para registrar a variação dos custos da Parcela A com objetivo de calcular os ajustes tarifários. Os custos da Parcela A incorridos anteriormente à 1º de janeiro de 2001 não serão recuperáveis através de conta de compensação. Como resultado, a Companhia não reconheceu nenhum ativo regulatório por custos da Parcela A incorridos antes de 2001, exceto os encargos de serviços de sistema referentes ao período de setembro de 2000 a dezembro de 2002 (como autorizado pela ANEEL). Ver nota 4.

- (r) Lucro por ação - Considerando-se que cada classe de ações participa igualmente nos lucros nos exercícios apresentados, o lucro por ação é obtido dividindo-se o lucro líquido pelo número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício. 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 na Bolsa de Valores de São Paulo (“BOVESPA”). Conforme mencionado na nota 3, a companhia tem a obrigação de emitir ações, em conexão com o contrato de créditos do Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais, onde todas as condições necessárias

para a emissão estavam atendidas em 31 de dezembro de 2002. Desta forma, essas ações são consideradas diluídas, conforme definido no SFAS 128 “Earnings per Share” (lucros por ação). Entretanto, as ações potencialmente diluídas em 2002 mencionadas acima, que consistem somente numa estimativa das ações que poderiam ser emitidas, foram excluídas do cálculo em 2002 uma vez que seu efeito seria anti-diluidor, já que verificamos prejuízo líquido neste ano.

- (s) Informação por segmento – A Companhia opera nos segmentos de energia elétrica, distribuição de gás e telecomunicações. A respectiva abertura da informação está incluída na nota 34. O negócio de setor elétrica é administrado de forma centralizada, considerado os resultados consolidados das operações de produção, transmissão e distribuição de energia. Desta forma, o negócio de energia elétrica representa um único segmento, de acordo com os critérios descritos no SFAS 131.
- (t) Derivativos e atividades de hedge – A partir de janeiro de 2001, a Companhia adotou o SFAS 133 “*Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities*” (Contabilização para instrumentos derivativos e atividades de hedge) e complementos.. O impacto da adoção do SFAS 133 são imateriais relevante na posição financeira consolidada da Companhia e no resultado consolidado das suas operações.

3. CONTAS A RECEBER DO GOVERNO DO ESTADO DE MINAS DE GERAIS

Até março de 1993, o processo de determinação das tarifas de energia elétrica 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 à concessão incluídos na base tarifária; e (ii) as tarifas cobradas de cada classe de consumidores de energia elétrica deveriam ser uniformes em todo o Brasil, desconsiderando o alto custo de distribuição de eletricidade nas regiões remotas do país.

Nesta estrutura tarifária, a taxa de retorno real garantida era definida pela ANEEL 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 as taxas de retorno efetivas de todas as concessionárias fossem iguais à média nacional do setor.

Na maioria das companhias concessionárias, a insuficiência 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 a referida insuficiência. Até 1992, essa transação era contabilizada em conta de controle extra-patrimonial e não como um ativo no balanço patrimonial.

Com a promulgação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, a Companhia contabilizou como valor a receber, crédito no resultado do exercício, do Governo Federal o saldo conta de resultado a compensar (CRC), aprovado pela ANEEL. Em 1993 e 1994, a Companhia recuperou parte do saldo de CRC através da compensação com valores devidos a entidades pertencentes ao Governo Federal decorrentes de compras de energia e financiamentos.

Em 2 de maio de 1995, a obrigação de pagar o valor remanescente do Contas a receber, no montante de R\$867, foi transferida do Governo Federal para o Governo do Estado através de um contrato de cessão de crédito. Em conexão com esta cessão de crédito, o Governo do Estado concordou em pagar esta quantia ao longo de 20 anos, com um prazo de carência de três anos, atualizada monetariamente com base na variação da UFIR (Unidade Fiscal de Referência), acrescida de juros de 6% ao ano.

No evento em que a CEMIG recebe qualquer pagamento ou retém dividendos declarados para compensar montantes não pagos pelo Governo do Estado de Minas Gerais, a Companhia é obrigada a emitir ações para todos os seus acionistas na proporção de sua participação acionária, transferindo o montante principal das prestações, de Lucros acumulados apropriados – Reserva de contas de resultado a compensar para Capital Social.

Desde maio de 1995, o contrato assinado tem sido aditado como segue:

- a) Primeiro Aditivo, assinado em 24 de janeiro de 2001:

Em outubro de 2000, a UFIR foi extinta pelo Governo Federal. Como resultado, a CEMIG negociou e assinou um aditivo de contrato com o Governo do Estado para substituir o indexador de UFIR para IGP-DI (Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna) a partir de 1º de novembro de 2000.

b) Segundo Aditivo, assinado em 14 de outubro de 2002 (“O Segundo Aditivo”):

O Segundo Aditivo refere-se às 149 parcelas mensais com vencimento de 1º de janeiro de 2003 a 1º de maio de 2015, no valor total de R\$989, ajustadas ao valor presente em 31 de dezembro de 2002. Estas parcelas são acrescidas de juros de 6% ao ano e atualização monetária pela variação do IGP-DI.

b.1) Ausência de pagamentos em 2003:

O Governo do Estado não pagou as seis primeiras parcelas referentes ao Segundo Aditivo, com vencimentos de 1º de janeiro a 1º de junho de 2003, totalizando R\$82. Atualmente, a Administração está negociando o recebimento dos valores em atraso com o Governo do Estado.

b.2) Provisão para perdas:

Como não foram incluídas garantias no Segundo Aditivo que assegurem a realização dos recebíveis da CRC, a CEMIG registrou uma provisão complementar para perda para este ativo em 31 de dezembro de 2001. Em 21 de janeiro de 2003, o Conselho de Administração ratificou esta provisão.

Esta provisão para perda foi registrada separadamente na demonstração do resultado, devido ao sua significância e natureza específica. Para efeito de impostos de renda, a provisão constituída é considerada uma diferença permanente, tendo em vista que envolve uma perda indedutível com parte relacionada, e desta forma, não gerou impacto de imposto de renda e contribuição social diferidos.

A CEMIG continua em negociações para recebimento do saldo em atraso referente ao Segundo Aditivo, incluindo a possibilidade de transferência da obrigação do pagamento da CRC de volta ao Governo Federal.

c) Terceiro Aditivo, assinado em 24 de Outubro de 2002 (“O Terceiro Aditivo”):

O Terceiro Aditivo cobre as parcelas em atraso do contrato original, com vencimento de 1º de abril de 1999 a 1º de dezembro de 1999 e de 1º de março de 2000 a 1º de dezembro de 2002. Conforme estipulado no terceiro aditivo, estas prestações não pagas, que totalizam R\$755 em 31 de dezembro de 2002 (R\$451 em 31 de dezembro de 2001), estão sujeitas a juros anuais de 12,00% e atualização monetária pela variação do IGP-DI. O Terceiro Aditivo estabelece o pagamento deste montante em 149 parcelas mensais, de janeiro de 2003 a maio de 2015. O Terceiro Aditivo permite que a CEMIG retenha os dividendos anuais e juros sobre o capital próprio a serem pagos ao Governo do Estado, enquanto acionista da Companhia, e faça a compensação dos montantes não pagos pelo Governo Estadual.

c.1) Ausência de pagamentos em 2003:

O Governo do Estado não pagou as seis primeiras parcelas referentes ao Terceiro Aditivo, com vencimentos de 1º de janeiro a 1º de junho de 2003, totalizando R\$63. A Administração está negociando o recebimento destes valores em atraso com o Governo do Estado.

As projeções de resultado futuro da Companhia indicam que a compensação dos dividendos e dos juros sobre capital próprio atribuíveis ao Governo do Estado serão suficientes no longo prazo para assegurar a recuperação integral dos créditos correspondentes ao Terceiro Aditivo, no caso do Governo do Estado continuar inadimplente. Os eventos futuros que possam impactar o fluxo de dividendos previstos pela CEMIG serão monitorados pela Administração, no sentido de concluir sobre a necessidade de constituição de provisão para perda relacionada ao Terceiro Aditivo.

4. ATIVOS REGULATÓRIOS DIFERIDOS

O programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica (“Plano de Racionamento de Energia”) foi criado através da Portaria Interministerial nº 2148, de 22 de maio de 2001, para reduzir o consumo e evitar a interrupção não planejada no suprimento de energia. A redução média no consumo mensal de energia elétrica durante o período do racionamento foi estimada em 20% do consumo dos meses de maio, junho e julho de 2000. O racionamento de energia vigorou de 1º de junho de 2001 à 28 de fevereiro de 2002, quando o Governo Federal divulgou que o nível dos reservatórios a serviço das usinas hidrelétricas brasileiras havia voltado ao normal.

Em consequência do Plano de Racionamento de Energia, as companhias de geração e de distribuição no Brasil, incluindo a CEMIG, tiveram uma redução em suas margens de lucro, uma vez que suas estruturas físicas e de pessoal não puderam ser reduzidas em sintonia com as quotas de redução de consumo impostas. Portanto, continuaram incorrendo em custos fixos sem a obtenção de receita correspondente.

Em dezembro de 2001, o Governo Federal e as companhias de energia elétrica no Brasil afetadas pelo Plano de Racionamento de Energia celebraram Acordo mencionado na nota 2 para restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos existentes e recuperar as receitas relativas ao período de vigência do Plano de Racionamento de Energia.

O Acordo endereçou as perdas de margem incorridas pelas companhias distribuidoras e geradoras durante o período em que o Plano de Racionamento de Energia esteve em vigor, custos adicionais da Parcela “A” para o período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001 e custos da energia comprada no Mercado Atacadista de Energia (“MAE”) até dezembro de 2002. Estes itens serão recuperados através de uma recomposição tarifária extraordinária como segue:

um reajuste de 2,90% para os consumidores das classes rural e residencial (excluindo os consumidores de baixa renda), iluminação pública e consumidores industriais de alta tensão em que o custo de energia elétrica represente 18,00% ou mais do custo médio de produção e que atendam a determinados requisitos, relacionados com o fator de carga e demanda de energia especificados pela Resolução ANEEL nº 130 de 30 de abril de 2002.
reajuste de 7,90% para os demais consumidores.

Conforme a Resolução ANEEL nº 484, de 29 de agosto de 2002, a recomposição tarifária extraordinária da CEMIG terá uma duração máxima de 82 meses, a partir de janeiro de 2002, e atualização equivalente à variação da SELIC. A Companhia registrou uma provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos mencionados acima, considerando as suas projeções de recuperação nos 82 meses permitidos pela ANEEL à Companhia. Os ativos regulatórios diferidos são periodicamente comparados com as projeções da Companhia referente a recuperação destes valores. Os ativos regulatórios diferidos são periodicamente comparados com estas projeções, que são constantemente revisadas pela Administração, em conformidade com as alterações de mercado, regulamentação e outros eventos similares. O saldo da provisão é ajustado em conformidade às projeções.

A composição dos ativos regulatórios diferidos são como segue:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Perdas de receita (com expectativa de recuperação em 24 meses) ocorridas durante o período do racionamento	461	398
Custos adicionais da Parcela A:		
- Período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001	326	273
- Período de 26 de outubro de 2001 em diante	421	139
Contabilização das transações com energia no MAE	1.001	844
	-----	-----
	2.209	1.654
(-) Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos registrada com base no período de 82 meses	(178)	(150)
	2.031	1.504
	=====	=====
Circulante	361	259
Outros ativos	1.670	1.245

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2002, a CEMIG arrecadou R\$ 218 como resultado de aplicação da recomposição tarifária extraordinária.

O ICMS incidente sobre a recomposição tarifária extraordinária, estimado em R\$416 em 31 de dezembro de 2002 (R\$301 em 31 de dezembro de 2001), somente é devido por ocasião da emissão da respectiva fatura de energia elétrica do consumidor. Desta forma, nenhuma provisão relacionada a este imposto foi constituída. A Companhia repassa todo o ICMS arrecadado dos consumidores para o Governo do Estado. Em 2002, como resultado de aplicação e faturamento da recomposição tarifária extraordinária, a CEMIG arrecadou ICMS de aproximadamente R\$ 55, que foi repassado ao Governo do Estado.

(a) Recomposição das perdas de receita ocorridas durante o período do Plano de Racionamento de Energia:

Embora as perdas totais de receita da CEMIG, em 31 de dezembro de 2002, tenham sido de R\$ 1.023 (R\$724 em 31 de dezembro de 2001), CEMIG reconheceu um ativo regulatório com base no USGAAP, em 31 de dezembro de 2002, no montante de R\$679 (R\$398 em 31 de dezembro de 2001), em conformidade ao consenso obtido pelo FASB's - EITF Assunto N°. 92-07, "Accounting by RateRegulated Utilities for the Effects of Certain Alternative Revenue Programs" (Contabilização dos efeitos de certos programas alternativos de receita para companhias com tarifas reguladas), o qual estabelece um período limite de 24 meses para a arrecadação do ativo.

Os montantes provisionados com esses ativos, os quais serão reembolsados através da recomposição tarifária extraordinária, serão monetariamente atualizados pela SELIC de 1º de janeiro de 2002 até o recebimento.

b) Recomposição de custos adicionais da Parcela "A" :

Através da Resolução ANEEL n° 90, de 18 de fevereiro de 2002, foram estabelecidos os procedimentos para apuração das variações nos valores de certos custos da Parcela "A", no período de 1º de janeiro a 25 de outubro de 2001. O saldo apurado é definido como sendo a diferença entre os desembolsos efetivamente ocorridos no período e os valores dos custos apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual antes do Plano de Racionamento de Energia. Os montantes serão acrescidos de juros com base na variação da SELIC do dia em que o custo foi pago até a data da compensação.

Em 25 de outubro de 2001, o Governo Federal, através da Portaria Interministerial n° 296, criou um mecanismo de compensação para controlar as variações nos custos da Parcela A a serem compensados através de reajuste tarifário. Essa conta inclui os montantes resultantes da diferença entre os custos não controláveis da Parcela A incorridos a partir de 26 de outubro de 2001, e os custos estimados da Parcela A utilizados para estabelecer o reajuste tarifário anual, a partir de 8 de abril de 2001.

Os montantes devidos para os custos da Parcela "A" para o período a partir de 26 de outubro de 2001 são registrados como ativos regulatórios diferidos, como segue:

Itens da Parcela A	Valores a serem compensados até abril de 2003	Valores a serem compensados após abril de 2004	Total em 31 de dezembro de 2002	Total em 31 de dezembro de 2001
Encargos de serviços do sistema	-	120	120	84
Tarifa de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional	13	311	324	35
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	1	2	3	1
Quota para a conta de consumo de combustível – CCC	4	(82)	(78)	11
Tarifa para uso da rede básica de transmissão	3	48	51	8
Compensação financeira pela utilização de	-	1	1	-

recursos hídricos

-----	-----	-----	-----
21	400	421	139
=====	=====	=====	=====

A Companhia registrou os encargos de serviço do sistema referentes ao período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, que possuem expectativa de pagamento para 2003, em conformidade às informações disponibilizadas pelo MAE.

O governo Federal, através da medida provisória nº 116, emitida em 4 de abril de 2003, postergou por 12 meses a compensação dos custos da parcela A de 8 de abril de 2002 até 7 de abril de 2003. Os custos da parcela A vão ser incluídos nas tarifas de energia elétrica por 24 meses, a partir de 8 de abril de 2004. Desta forma, os saldos dos custos da Parcela A, registrados como Ativos regulatórios diferidos, em 31 de dezembro de 2002, foram classificados no Circulante e Outros ativos considerando o respectivo período de realização.

c) Transações com energia no MAE e outros:

(c.1) Contabilização das transações com energia no MAE e outros:

Durante o período de vigência do Plano de Racionamento de Energia no Brasil, as companhias de energia elétrica, incluindo a CEMIG, efetuaram compras substanciais de energia no mercado atacadista, através do MAE, de forma a suprir os seus consumidores. Durante esse período, os preços da energia no mercado atacadista eram significativamente superiores aos preços estabelecidos nos contratos iniciais de compra de energia.

Os custos relacionados à energia livre vendida no MAE estão sendo rateados entre os consumidores atendidos pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional através de recomposição tarifária extraordinária, desde janeiro de 2002. O montante a ser repassado aos consumidores, através da recomposição tarifária extraordinária, é calculado com base no montante de energia livre adquirida no período de 1 de junho de 2001 até 28 de fevereiro de 2002, sendo valorizado pela diferença positiva entre o preço de aquisição no MAE e o valor de R\$49,26/MWh (correspondente à média dos contratos iniciais no período). Os geradores não serão reembolsados pelo custo da energia livre comprada no MAE até R\$49,26/MWh.

(c.2) Liquidação financeira das transações no MAE:

Em 18 de fevereiro de 2003, a CEMIG liquidou 50% de suas obrigações a pagar relacionadas às transações no MAE, efetuando pagamentos no montante de R\$335 aos agentes do MAE.

Os fundos necessários para esta liquidação foram obtidos através de um financiamento acordado em 7 de fevereiro de 2003 entre a Companhia e o *Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social* (BNDES) (veja nota 32(a)).

A CEMIG será requerida a liquidar a parcela dos 50% remanescentes das obrigações no MAE após a finalização de auditoria realizada durante 2003 por auditores independentes nos dados disponibilizados pelo MAE aos concessionários. Conforme estabelecido no Acordo, o BNDES deverá conceder um empréstimo adicional para a liquidação restante.

(c.3) Reclamações Judiciais

Em dezembro de 2002, CEMIG entrou com uma ação judicial contra a ANEEL e o MAE contestando os valores a serem utilizados durante o processo de liquidação financeira executado pelo MAE em dezembro de 2002 e janeiro de 2003. Este processo tinha como intenção a liquidação dos montantes pendentes que a Companhia e outras concessionárias de energia elétrica deviam para o MAE com relação às compras de energia livre no Mercado Atacadista de Energia durante o Plano de Racionamento de Energia.

Como resultado deste litígio, CEMIG não liquidou suas obrigações pendentes com o MAE na data determinada pelo MAE. A Companhia entrou com uma ação judicial adicional para prevenir a imposição de multas relativas ao não cumprimento das determinações do MAE. Tal multa, se imposta, equivaleria a aproximadamente R\$3. A Administração acredita que tal ação terá desfecho favorável e, conseqüentemente, nenhuma provisão foi registrada para esta contingência.

O resultado da reclamação judicial levada pelos participantes do mercado (incluindo a CEMIG) no que diz respeito às interpretações das regras de mercado em vigor, pode resultar no recálculo do montante da transação fornecido anteriormente pelo MAE. Tal recálculo pode impactar nos resultados futuros das operações e no fluxo de caixa da Companhia. Além disso, desde março de 2003, as cobranças dos ativos para os quais a Companhia está autorizada a fazer, relativas às transações no MAE, de acordo com o Acordo Geral do Setor Elétrico, tem sido retido parcialmente por outras empresas de serviço público que estão obrigadas a coletar tais quantias de seus consumidores. A resolução desta questão depende do resultado da ação judicial que a Companhia tem contra a ANEEL e o MAE.

5. BÔNUS PAGOS, SOBRETAXAS E CUSTOS DE ADAPTAÇÃO AO RACIONAMENTO

O Governo Federal, através da Medida Provisória nº 2.152-2, de 1º de junho de 2001, determinou que os consumidores residenciais cujo consumo de energia tenha sido menor que as metas estipuladas durante o Plano de Racionamento de Energia estariam habilitados para o recebimento de bônus, limitados ao montante de sua conta de energia elétrica e que todos os consumidores cujo consumo excedesse a meta estipulada estariam sujeitos a sobretaxas, calculadas com base no consumo efetivo em excesso à meta, conforme estabelecido pela Câmara de Gestão da Crise.

A ANEEL estabeleceu controles e contas contábeis específicas para o registro dos efeitos do Plano de Racionamento de Energia envolvendo bônus, sobretaxa e custos de operacionalização respectivos. Os referidos saldos em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são como segue:

	<u>31 de dezembro</u>	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Contas a receber do Governo Federal referentes aos bônus pagos aos consumidores que tiveram consumo inferior a meta estabelecida	24	108
Contas a receber do Governo Federal referentes aos custos de adaptações excedentes aos 2,00% sobre a sobretaxa cobrada	28	15
	-----	-----
	52	123
Sobretaxa nas tarifas em contas de consumidores que excederam a meta de consumo estabelecida	-	(26)
	-----	-----
Contas a receber líquidas do Governo Federal referentes aos bônus pagos aos consumidores e custos incorridos em excesso a sobretaxa nas tarifas em contas de consumidores	52	97
	===	===
Circulante	20	-
Outros ativos	32	123
Exigível a longo prazo	-	(26)

Em 2002, a Companhia registrou o reembolso dos bônus adicionais e dos custos do Plano de Racionamento de Energia de R\$74 e R\$13, respectivamente.

Em 2002, conforme aprovação da ANEEL, a CEMIG recebeu aproximadamente R\$132 em reembolso pelos bônus pagos aos consumidores.

Conforme Resolução ANEEL nº 600, de 31 de outubro de 2002, os custos operacionais, de aproximadamente R\$28, referentes a adoção do Plano de Racionamento de Energia que excederam aos 2% da sobretaxa cobrada serão reembolsados através de um reajuste tarifário em vigor a partir de 8 de abril de 2003.

A parcela restante a ser recebida pela CEMIG, de aproximadamente R\$24, encontra-se em discussão junto à ANEEL. Este montante representa as sobretaxas que não foram faturadas ou cobradas dos consumidores em função de liminar judicial em vigor. A Administração não espera perdas na realização destes valores.

6. IMPOSTOS DE 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). Para fins de U.S. GAAP, as taxas anuais aplicáveis são de 25% para o imposto de renda e 8% para contribuição social em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000. Em 30 de dezembro de 2002, o Governo Federal editou a Lei nº 10.637 aumentou a alíquota de contribuição social de 8% para 9% a partir de 1º de janeiro de 2003.

(a) Reconciliação de impostos de renda:

Os montantes apresentados como despesa de imposto de renda nas demonstrações financeiras são conciliados para as alíquotas nominais oficiais como segue:

	<i>Exercícios findos em 31 de dezembro</i>		
	2002	2001	2000
Lucro (prejuízo) antes dos impostos de a renda e participação de minoritários	2	(640)	398
Impostos incidentes sobre a renda – Alíquota de 33%	(1)	211	(131)
Efeitos:			
Benefício (despesa) -			
Juros sobre capital próprio dedutíveis	73	34	62
Provisão para perdas no contas a receber do Governo do Estado – indedutível	-	(343)	-
Juros e variação monetária do contas a receber do Governo do Estado que foi sujeito a provisão para perdas	(91)	-	-
Amortização das obrigações especiais	32	29	40
Diferença de alíquota	-	(2)	(2)
Outros	(39)	(7)	(1)
Despesa apresentada na demonstração do resultado	(26)	(78)	(32)

A partir de 1º de janeiro de 1996, as companhias brasileiras foram autorizadas a efetuar pagamento de juros sobre capital próprio. O cálculo é realizado com base no patrimônio líquido registrado nas demonstrações financeiras societárias preparados de acordo com os princípios contábeis adotados no Brasil. A taxa de juros aplicada não deverá exceder a taxa de juros de longo prazo estipulada pelo Banco Central do Brasil, e os juros pagos não deverão exceder o maior entre 50% do lucro líquido do exercício ou 50% dos lucros acumulados acrescidos das reservas de lucros.

As quantias pagas em decorrência de juros sobre 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 à redução dos impostos a pagar equivalente à 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.

(b) Análise dos saldos de impostos de a renda diferidos:

As alterações de alíquotas de impostos tornam-se efetivas no exercício seguinte ao que foram aprovadas. Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2002 e 2001, foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 34%, que são as alíquotas esperadas para estar em vigência no momento de sua realização. Os principais componentes dos créditos tributários são:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Outros ativos -		
Benefícios pós-emprego	-	74
Prejuízos fiscais	234	192
Diferenças temporais nos ativos regulatórios	176	151
Outras diferenças temporárias	138	105
	-----	-----
	548	522
	-----	-----
Passivos de longo prazo -		
Benefícios pós-emprego	(79)	-
Efeitos de diferenças entre a base fiscal de ativos não monetários substancialmente relacionados ao imobilizado e montantes reportados no U.S. GAAP	(473)	(568)
	-----	-----
	(552)	(568)
	-----	-----
Líquido	(4)	(46)
	=====	=====

A mudança nos impostos diferidos referente aos benefícios pós-emprego, de 31 de dezembro de 2001 para 31 de dezembro de 2002, é decorrente principalmente da redução das obrigações com fundo de pensão provisionadas (veja nota 19).

Em 2002 e 2001, as despesas diferidas com impostos de renda de R\$119 e R\$99, respectivamente, referentes a ajuste nas obrigações mínimas com fundo de pensão (nota 19) e ganhos (perdas) não realizados com títulos de valores mobiliários disponíveis para venda (nota 14) foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido como lucro (prejuízo) abrangente.

7. DISPONIBILIDADES

A tabela abaixo apresenta informação acerca das disponibilidades para os exercícios indicados:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Caixa e bancos	20	66
Investimentos a curto prazo, com resgate de até três meses, principalmente certificados de depósito bancários e fundos de investimento financeiro, avaliados a valor justo	103	152
	-----	-----
	123	218
	====	====

A CEMIG tem investimentos de curto prazo com receita de juros substancialmente calculados com base na variação da taxa dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI (“CDI”).

8. APLICAÇÕES FINANCEIRAS DE USO RESTRITO

A tabela a seguir demonstra os montantes das aplicações financeiras de uso restrito para as datas indicadas:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Aplicações financeiras para serem utilizadas no plano de investimentos	-	468
Aplicações financeiras para serem utilizadas na liquidação dos financiamentos	194	152
	-----	-----
	194	620
	====	====
Circulante	145	602
Outros ativos	49	18

Em 31 de dezembro de 2001, o saldo de R\$468, refere-se a aplicações financeiras de curto prazo, através dos recursos obtidos pela emissão de debêntures (nota 17), com rendimentos de juros calculados com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI, com prazo de resgate que não excede a 30 dias. Esses recursos foram utilizados no plano de investimentos da CEMIG, referente a expansão das operações de geração, transmissão e distribuição, executado em 2002.

Em conformidade a Resolução nº 2.515, de 29 de junho de 1998, do Banco Central Brasileiro, quando a CEMIG prorroga o prazo de vencimento de qualquer financiamento em moeda estrangeira, fica obrigada a fazer depósitos, com base no montante do financiamento prorrogado, em uma aplicação financeira de curto prazo vinculada, de forma que na data de vencimento do financiamento, a aplicação financeira vinculada contenha um montante equivalente ao montante a pagar do financiamento. Os rendimentos de juros são calculados com base na variação dos Certificados de Depósitos Interbancários – CDI e dólar norte-americano, com prazo de resgate que não excede a 30 dias. As aplicações financeiras restritas, para serem utilizadas no plano de investimentos, são classificadas como circulante e outros ativos em conformidade a data de vencimento dos respectivos financiamentos.

9. CONTAS A RECEBER LÍQUIDO

A tabela abaixo apresenta informação acerca do contas a receber por tipo de consumidor para as datas indicadas:

	Vincendas	Vencidas		Total em 31 de dezembro	
		Até 90 dias	Mais de 90 dias	2002	2001
Residencial	198	103	13	314	176
Industrial	178	104	20	302	181
Comercial	77	41	11	129	77
Rural	22	12	4	38	24
Poder público	26	32	26	84	37
Serviço público	19	42	6	67	38
Subtotal	520	334	80	934	533
Suprimento	6	-	-	6	6
	526	334	80	940	539
Provisão para devedores duvidosos	-	-	(58)	(58)	(54)
	526	334	22	882	485

Nenhum consumidor individualmente representa mais de 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2002 e 2001 e da receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000.

As mutações na provisão para devedores duvidosos são as seguintes:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Saldo no início do exercício	54	51	63
Valores baixados	(9)	(10)	(18)
Provisão do exercício	13	13	6
Saldo no final do exercício	58	54	51

10. IMPOSTOS A RECUPERAR

A tabela a seguir demonstra os impostos a recuperar para as datas indicadas:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Circulante -		
Imposto de renda	3	66
Contribuição social	-	4
ICMS	18	16
	-----	-----
	21	86
	===	===
Outros ativos -		
ICMS	82	48
	-----	-----
	82	48
	===	===

Os créditos de ICMS recuperáveis estão sendo compensados pela Companhia com o ICMS a recolher, em conformidade a legislação tributária brasileira.

11. CONTAS A RECEBER DO GOVERNO FEDERAL REFERENTE A CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA

Em 2002, o Governo Federal estabeleceu novos critérios para os consumidores de baixa renda. A aplicação dos novos critérios pela CEMIG em 2002 resultou em um decréscimo nas receitas com venda de energia para consumidores finais, em 31 de dezembro de 2002, no montante de R\$42. O Governo Federal irá reembolsar a CEMIG, através de critérios ainda não definidos. A ANEEL determinou que a CEMIG registrasse este ativo, creditando a receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais.

12. INVESTIMENTOS

A tabela a seguir descreve os investimentos consolidados:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Consórcios	530	297
Empresa de Infovias S.A.	-	65
Usinas hidrelétricas a serem transferidas para subsidiária	-	62
Outros investimentos	13	13
	-----	-----
	543	437
	===	===

(a) Consórcios:

A CEMIG participa em consórcios para projetos de geração de energia elétrica. Cada participante dos consórcios tem o direito de utilização da energia gerada pela usina na proporção da sua participação.

A participação da CEMIG nos consórcios, representada pelos montantes já investidos nos projetos, é como segue:

	Participação da CEMIG	Taxa média anual de depreciação	31 de dezembro	
			2002	2001
Em serviço-				
Usina hidrelétrica de Porto Estrela	33,33%	2,47%	53	72
Usina hidrelétrica de Igarapava	14,50%	2,47%	50	52
Usina hidrelétrica de Funil	49,00%	2,47%	111	52
Em fase de construção-				
Usina hidrelétrica de Queimado	82,50%		121	74
Usina hidrelétrica de Aimorés	49,00%		183	47
Usinas hidrelétricas Cemig Capim Branco	21,05%		12	-
			-----	-----
			530	297
			====	====

Os encargos financeiros capitalizados nos consórcios foram de R\$47 durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2002.

(b) Empresa de Infovias S.A.:

Em junho de 2002, a Companhia adquiriu 90.695.543 ações ordinárias da Infovias, por R\$87, da AES Força Empreendimentos Ltda. ("AES"), correspondente a 50,48% do capital da Infovias. Essa transação aumentou a participação da CEMIG no capital da Infovias de 49,44% para 99,92%. A CEMIG registrou esta aquisição através da avaliação do valor justo dos ativos e passivos da Infovias, determinando o ágio em conformidade ao método de contabilização de compra descrito no SFAS 141 "*Business Combinations*" (Combinação de negócios) e SFAS 142 "*Goodwill and Other Intangible Assets*" (Ágio e outros ativos intangíveis). A aplicação do SFAS 141 e 142 está substancialmente completa e até o fechamento das demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2002, não resultou na identificação de ágio. Desde junho de 2002, Infovias é consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia.

Os ativos líquidos consolidados da Infovias adquiridos são como segue:

Ativo circulante	18
Imobilizado	278
Outros ativos	38

Total ativo adquirido	334
	====
Passivo circulante	(38)
Financiamentos exigíveis a longo prazo	(87)
Outros passivos exigíveis a longo prazo	(12)
Participação dos minoritários	(25)

Total do passivo	(162)
	====
Ativo líquido consolidado	172
Participação adquirida	50,48%

Ativo líquido consolidado adquirido	87
Preço de aquisição	87
	====

O Conselho de Administração autorizou a CEMIG a dar garantias para financiamento obtido pela Infovias, no montante de US\$40 milhões, com amortização iniciada em maio de 2002. Caso a Infovias não realize o pagamento das prestações

vincendas, tais amortizações serão efetuadas pela CEMIG e serão convertidas em aumento de capital pela subscrição de ações preferenciais de emissão da Infovias.

A Infovias iniciou suas operações em janeiro de 2001 e sua subsidiária WAY TV Belo Horizonte S.A. em 2002. Estes negócios foram considerados estratégicos pela infra-estrutura existente na CEMIG. O negócio telecomunicações irá requerer investimentos adicionais para ser considerado completo e competitivo. Avaliações periódicas da Infovias e WAY TV são realizadas com o objetivo de determinar a sua capacidade de girar seus negócios em bases individuais e lucrativas, assim como de determinar a necessidade de provisão para perdas neste investimento. Atualmente as projeções disponíveis não revelam a necessidade de provisão para perdas.

A CEMIG acordou os seguintes contratos com a Infovias:

- Arrendamento da infraestrutura de rede da CEMIG para a Infovias correspondente à um acordo de operação de arrendamento de 15 anos a começar em 31 de março de 2000. Este acordo ainda é objeto para aprovação da ANEEL. De acordo com as Leis brasileiras do setor de telecomunicações, a CEMIG deve, também, arrendar a sua estrutura de rede para outros provedores de telecomunicações.
- Serviço de transmissão de dados entre companhias fornecido pela Infovias para a CEMIG correspondente à um acordo e 5 anos realizado em 2001. A CEMIG usa este serviço tanto para comunicação interna quanto para certas comunicações com seus consumidores. Em janeiro de 2003, CEMIG solicitou autorização da ANEEL para corrigir acordo no que diz respeito a certos termos e condições. A ANEEL solicitou informações adicionais sobre esta correção, a qual está sendo providenciada pela CEMIG.
- Informações geo-referenciadas e serviços relacionados fornecidos pela CEMIG para a Infovias, executadas em setembro de 2002. Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL enviou uma notificação para a Companhia alegando que esta tenha falhado na obtenção na autorização necessária da ANEEL com relação à este acordo.

A ANEEL pode impor uma multa relativa ao acordo citado anteriormente se ela concluir que tal acordo não está em consonância com suas regulamentações. A ANEEL pode, também, impor restrições aos termos e condições do acordo.

A penalidade máxima é uma multa no montante igual à 2% das receitas brutas durante os 12 meses imediatamente subsequentes à imposição da mesma. A Administração acredita ter argumentos de mérito à ANEEL com relação à este assunto.

(c) Usinas hidrelétricas transferidas para subsidiária:

Em 2001, a Companhia transferiu de seu ativo Imobilizado para a rubrica de Investimentos o montante de R\$62, após reconhecer uma perda de R\$33 na realização dos ativos, das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, ambas localizadas em Minas Gerais, e Salto Voltão e Salto do Passo Velho, ambas localizadas em Santa Catarina. Em 2002, essas usinas foram transferidas e registradas como integralização de capital na subsidiária de nome Horizontes Energia S.A..

13. IMOBILIZADO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado consolidado:

	Taxa média anual de depreciação	December 31,	
		2002	2001
Em serviço -			
Geração -			
Hidrelétrica	2,47%	7.773	7.629
Termelétrica	1,83%	261	261
Transmissão	3,08%	1.418	1.403
Distribuição	5,21%	7.189	7.075
Administração	9,63%	457	447
Gás	5,96%	68	48
Telecomunicação	7,79%	304	-
		-----	-----
		17.470	16.863
		-----	-----
Depreciação e amortização acumuladas -			
Geração		(3.794)	(3.595)
Transmissão		(756)	(714)
Distribuição		(3.270)	(2.966)
Administração		(293)	(252)
Gás		(16)	(11)
Telecomunicação		(19)	-
		-----	-----
		(8.148)	(7.538)
		-----	-----
Total em serviço		9.322	9.325
		-----	-----
Imobilizações em curso -			
Geração		207	82
Transmissão		95	58
Distribuição		420	346
Administração		31	20
Gás		14	10
Telecomunicação		10	-
		-----	-----
Total das imobilizações em curso		777	516
		-----	-----
Total		10.099	9.841
		=====	=====

Os encargos financeiros capitalizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000 foram de R\$74, R\$57 e R\$31, respectivamente.

Em conformidade a legislação brasileira, os bens e instalações utilizados pela CEMIG na produção, transmissão e distribuição de energia elétrica, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia autorização da ANEEL. O produto da alienação deve ser depositado em conta bancária vinculada, a ser aplicado na concessão. Em conformidade às práticas correntes das companhias do setor elétrico no Brasil, periodicamente, a CEMIG executa empreendimentos de fornecimento de energia elétrica para benefícios dos consumidores, sendo que estes reembolsam os custos incorridos. Esses reembolsos são contabilizados como redutores dos respectivos custos na medida em que são recebidos.

A CEMIG possui terrenos e edificações registrado como Ativo Imobilizado – Administração que foram dados em garantias de processos judiciais relacionados a impostos, contingências cíveis, trabalhistas e outras no montante de R\$10. Estas contingências estão incluídas nos saldos da provisão para contingências (Ver nota 20).

14. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – DISPONÍVEIS PARA VENDA

Em 31 de dezembro de 2002 e 2001, a Companhia possuía Notas do Tesouro Nacional (NTN-A3), no montante de R\$53 e R\$70, respectivamente. Essas notas foram adquiridas junto ao Governo do Estado de Minas Gerais em setembro de 1998. Estas notas têm vencimento em 15 de abril de 2024, corrigidas pela variação cambial do dólar norte-americano e juros de 6,00% ao ano sobre o valor nominal atualizado. O valor justo dessas notas teve como referência a cotação da ANDIMA – Associação Nacional das Instituições do Mercado Aberto. Desta forma, este ativo está registrado em 31 de dezembro de 2002 e 2001 com base na cotação da ANDIMA nessas datas.

As perdas brutas não realizadas durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2002 e os ganhos brutos não realizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2001 e 2000 foi R\$17, R\$9 e R\$20, respectivamente, e foi apresentado nos Outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente.

A Companhia não vendeu nenhum destes títulos em 2002, 2001 e 2000 e, desta forma, não ocorreu realização de ganhos (perdas) nos referidos exercícios.

15. FORNECEDORES

	December 31,	
	2002	2001
Suprimento de Energia Elétrica -		
Furnas Centrais Elétricas S.A. (indexado pelo dólar norte-americano)	259	213
Mercado Atacadista de Energia - MAE	771	644
Pagamento aos geradores pela energia comprada no MAE	418	364
Outros	31	22
	-----	-----
	1.479	1.243
Materiais e Serviços	130	66
	-----	-----
	<u>1.609</u>	<u>1.309</u>
Circulante	1.275	945
Exigível a longo prazo	334	364

Os valores provisionados relacionados à energia livre adquirida no MAE referem-se ao período de setembro de 2000 a dezembro de 2002, conforme informações divulgadas pelo MAE, administrador do mercado livre. Os montantes definitivos e o efetivo pagamento destas obrigações depende das ações judiciais em andamento, movidas por agentes do mercado, incluindo a CEMIG, referente à interpretação das regras de mercado em vigor, bem como da obtenção do financiamento necessário para efetuar os pagamentos, conforme consta em detalhes na nota 4.

16. IMPOSTOS A RECOLHER

Os impostos provisionados são como segue:

	<u>31 de dezembro 2002</u>	<u>31 de dezembro 2001</u>
Curto prazo -		
Imposto de renda	21	72
Contribuição social	29	36
ICMS	45	30
COFINS	30	52
Outros	26	29
	-----	-----
	151	219
	-----	-----
Longo prazo -		
Imposto de renda	112	-
Contribuição social	40	-
COFINS	36	-
PASEP	16	-
	-----	-----
	204	-
	-----	-----
	355	219
	====	====

A CEMIG transferiu para o Exigível de longo prazo o imposto de renda, contribuição social, COFINS e PASEP sobre a receita com recomposição tarifária extraordinária, registrada em 2001 e 2002. Este procedimento foi adotado em conformidade com a resolução da autoridade brasileira de impostos federais (Secretaria da Receita Federal), emitida no terceiro trimestre de 2002, que permite o pagamento das mencionadas obrigações proporcionalmente ao faturamento dos consumidores.

Em 31 de dezembro de 2002, a CEMIG possuía obrigações com ICMS no montante de R\$121 (R\$87 em 31 de dezembro de 2001). Em 30 de dezembro de 2002, a Companhia realizou negociações junto a instituição financeira para recolhimento antecipado de parcela de ICMS, no montante de R\$76 (R\$57 em 2001), com desconto.

17. FINANCIAMENTOS

(a) As tabelas a seguir descrevem os financiamentos:

PRELIMINARY For discussion purposes 2002 only
--

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	Curto Prazo		Longo Prazo	
				Principais	Encargos	Principal	Moeda
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
ABN AMRO Bank - Banco Real S.A.	Amortização anual até 2005	6,20	US\$	24	-	35	59
Banco BNL do Brasil S.A.	Amortização anual até 2005	Libor + 0,50	US\$	-	-	20	20
Banco do Brasil S.A. - Various Bonds (1)	Amortização semestral até 2024	Various	US\$	9	5	317	331
Banco do Brasil S.A.	Amortização semestral até 2004	Libor + 3,13	US\$	97	3	48	148
Banco do Brasil S.A.	Amortização única em 2004	10,38	US\$	-	2	141	143
Banco do Brasil S.A.	Amortização única em 2003	16,00	US\$	125	1	-	126
Banco Interamericano Desenvolvimento – BID	Amortização semestral até 2006	4,00 to 9,25	Basket of currencies	16	1	34	51
Banco Itaú S.A.	Amortização anual até 2007	Libor + 3,25	US\$	-	4	177	181
Banco Itaú S.A.	Amortização anual até 2004	4,46	US\$	23	1	59	83
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2004	8,40	US\$	82	4	40	126
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2003	Libor + 2,84	US\$	54	1	-	55
Citibank N.A.	Amortização anual até 2005	6,20	US\$	18	-	28	46
Citibank N.A.	Amortização única em 2004	10,00	US\$	-	-	38	38
Fixed Rate Notes (2)	Amortização em 2004	9,13	US\$	-	1	96	97
Impsa - Ind. Metal. Pescarmona S.A.	Amortização semestral até 2003	9,80	US\$	42	-	-	42
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KFW	Amortização semestral até 2016	4,50	US\$	2	3	32	37
Lloyds Tsb Bank Plc	Amortização semestral até 2004	8,00	US\$	18	-	9	27
MBK Furukawa Sistemas S.A.	Amortização anual até 2008	Libor + 5,45	US\$	22	1	100	123
Siemens S.A.	Amortização semestral até 2005	9,97	US\$	110	1	111	222
Siemens S.A.	Amortização semestral até 2004	Libor + 4,25	US\$	28	2	56	86
Outros	Diversas	Diversas	Various	14	1	63	78

						PRELIMINARY For discussion purposes		
						31	1.404	2.119
<u>Total da Dívida em Moeda Estrangeira</u>						684		
<u>EM MOEDA NACIONAL</u>								
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS	Amortização mensal até 2013	FINEL (7) + 6,50	R\$	17	-	137	154	
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS	Amortização mensal até 2023	UFIR (8) + 3,00 to 5,00	R\$	22	1	129	152	
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS	Amortização mensal até 2005	IGP-M (6) + 10,00	R\$	35	-	81	116	
Grandes consumidores – TELEMIG / C.V.R.D.	Amortização semestral até 2009	Diversas	R\$	5	1	4	10	
Debentures (3)	Amortização em 2009/2011 com opção de resgate antecipado em 2005/2006	IGP-M (6) + 12,70	R\$	-	16	793	809	
Debentures (5)	Amortização única em 2027	IGP-M (6)	R\$	-	-	26	26	
UHESC S.A. (4)	Amortização única em 2003	IGP-M (6) + 14,87	R\$	100	15	-	115	
Outros	Diversas	Diversas	R\$	17	2	19	38	
<u>Total da Dívida em Moeda Nacional</u>						196	35	1.189
<i>Total</i>						880	66	2.593
						31	1.404	2.119

PRELIMINARY
For discussion purposes
only

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	2001			
				Curto Prazo		Longo Prazo	Total
				Principa l	Encargo s	Princip al	
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
ABN AMRO Bank - Banco Real S.A.	Amortização única em 2002	Libor + 4,00	US\$	42	2	-	44
Banco do Brasil S.A. – Various Bonds (1)	Amortização semestral até 2024	Diversas	US\$	6	3	216	225
Banco do Brasil S.A.	Amortização semestral até 2004	Libor + 3,13	US\$	-	2	96	98
Banco do Brasil S.A.	Amortização única em 2004	10,38	US\$	-	-	96	94
Banco do Brasil S.A.	Amortização única em 2002	Libor + 2,70	US\$	82	1	93	83
					1	-	
Banco Interamericano de Desenvolvimento – BID	Amortização semestral até 2006	4,00 to 9,25	Cesta de moedas	9	1	31	41
Banco Itaú S.A.	Amortização anual até 2004	4,46	US\$	15	-	54	70
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2004	Libor + 5,5	US\$	54	3	81	138
Citibank N.A.	Amortização semestral até 2003	Libor + 2,84	US\$	35	-	35	72
Citibank N.A.	Amortização única em 2004	10,00	US\$	-	-	26	26
Fixed Rate Notes (2)	Amortização em 2004	9,13	US\$	-	1	63	64
Impsa - Industria Metalúrgica Pescarmona S.A.	Amortização semestral até 2003	9,80	US\$	55	1	28	84
International Bank for Reconstruction and Development - IBRD	Amortização semestral até 2002	7,25	US\$	7	-	-	7
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	Amortização semestral até 2016	4,50	US\$	1	-	19	20
Lloyds Tsb Bank Plc	Amortização semestral até 2004	8,00	US\$	15	-	17	32

				PRELIMINARY For discussion purposes only			
Siemens S.A.	Amortização semestral até 2004, início em 2003	Libor + 4,25	US\$	-	1	145	146
Siemens S.A.	Amortização semestral até 2005, início em 2003	9,97	US\$	-	-	51	51
Other	Diversas	Diversas	Diversas	9			40
<u>Total da Dívida em Moeda Estrangeira</u>				330	22	983	1.335
<u>EM MOEDA NACIONAL</u>							
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS	Amortização mensal até 2013	FINEL (7) + 6,50	R\$	27	1	146	174
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS	Amortização mensal até 2023	IGP-M (6) + 10,00	R\$	27	1	92	120
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS	Amortização mensal até 2005	UFIR (8) + 3,00 to 5,00	R\$	8	1	80	89
Consumers -TELEMIG / C.V.R.D.	Amortização semestral até 2009	Diversas	R\$	6	1	8	15
Debentures (3)	Amortização em 2009/2011 com opção de resgate antecipado em 2005/2006	IGP-M (6) + 12,70	R\$	-	13	633	646
UHESC S.A. (4)	Amortização única em 2003	IGP-M (6) + 14,87	R\$	-	12	80	92
Others	Diversas	Diversas	R\$	2			9
<u>Total da Dívida em Moeda Nacional</u>				70	29	1.046	1.145
<i>Total</i>				400	51	2.029	2.480

(1) As taxas de juros aplicáveis sobre os financiamentos em aberto da Companhia variam:

- de 4% a 8 % ao ano, para obrigações com juros fixos; e
- libor semestral mais spread de 0,81% a 0,88% ao ano para as obrigações com taxas flutuantes.

(2) Em 1996, a CEMIG efetuou captação de recursos no mercado externo, através de *fixed rates notes*, no montante de US\$150 milhões, com vencimento originalmente previsto para 18 de novembro de 2004. Essas notas estavam sujeitas a resgate antecipado por opção da CEMIG ou dos detentores das notas, em 18 de novembro de 2001, por um preço equivalente a 98,704% do montante total das notas. Em 18 de novembro de 2001, os detentores de aproximadamente 81% do valor do principal da notas optaram pelo resgate antecipado e a Companhia pagou US\$121 milhões aos detentores das notas.

(3) Em novembro de 2001, a CEMIG, captou R\$625 em debêntures, em duas séries de R\$312,5 cada, não conversíveis em ações da CEMIG, sem preferência e sem garantia, com remuneração anual de 12,70%, definida através de processo de “book building”, e atualização monetária pela variação do Índice Geral de Preços de Mercado – IGP-M. Os juros remuneratórios, para as duas séries, são pagos aos debenturistas anualmente, a partir do exercício de 2002. O valor integral do principal das debêntures será pago nas datas de vencimento das respectivas séries,: 1º de novembro de 2009 e 1º de novembro de 2011. Os debenturistas possuem direito de resgate antecipado no prazo de 4 e 5 anos, contados a partir da emissão, para a 1ª e 2ª séries respectivamente. Os recursos obtidos através do processo de emissão das debêntures serão destinados ao financiamento de empreendimentos na área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, em conformidade ao Programa de Investimentos da CEMIG para os exercícios de 2001 e 2002. As duas séries de Debêntures estão registradas com vencimento em 1º de Novembro de 2005 e 1º de Novembro de 2006, respectivamente.

(4) Em dezembro de 2000, a CEMIG, adquiriu o controle acionário da Sá Carvalho S.A. através da assunção de debêntures emitidas pela UHESC S.A.. Como garantia do cumprimento destas obrigações assumidas pela UHESC S.A., a CEMIG se comprometeu em ceder os direitos creditórios da Sá Carvalho S.A. decorrentes do contrato de fornecimento de energia elétrica firmado entre a Sá Carvalho S.A. e a ACESITA S.A..

(5) A assembléia Geral de acionistas, em 30 de abril de 2002, aprovou a emissão de debêntures no montante de R\$90, a serem adquiridas pelo Governo Estadual. Essas debêntures são emitidas em séries, não conversíveis em ações da CEMIG e sem qualquer preferência ou garantia com data de resgate de 25 anos a partir da data da emissão e serão atualizadas pela variação do IGP-M, sem juros. Os recursos obtidos nessa emissão serão necessariamente utilizados na construção da usina de Irapé. Em 30 de setembro de 2002, a Companhia emitiu a primeira série, no montante de R\$23.

(6) *Índice Geral de Preços de Mercado*

(7) *Índice Interno da Eletrobrás*

(8) *Unidade Fiscal de Referência - UFIR*

Os fundos vinculados constituídos em conformidade a Resolução nº 2.515 do Banco Central, de 29 de junho de 1998, são classificados como investimentos restritos – Circulante e Outros Ativos (nota 8).

Além das dívidas mencionadas acima, a Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2002, saldos de linhas de créditos a serem liberados por instituições financeiras, no montante de R\$167.

Os financiamentos da Companhia, em sua grande maioria, são garantidos pelos Governos Federal e Estadual, sendo os recursos usados como capital de giro e para financiar a expansão dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

CEMIG ofereceu garantias para determinados financiamentos no montante de R\$1.218 referentes a contas a receber de consumidores pelo fornecimento de energia elétrica.

(b) Composição das moedas e indexadores incidentes sobre os financiamentos:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Moedas -		
Dólar Norte-Americano	1.995	1.255
Euro	73	15
Unidade de Conta (cesta de moedas)	51	42
Marco Alemão	-	20
Outros	-	3
	-----	-----
	2.119	1.335
	-----	-----
Indexadores -		
Índice Geral de Preços de Mercado - IGP-M	1.076	866
Índice Interno da Eletrobrás - FINEL	154	174
Unidade Fiscal de Referência - UFIR	152	89
Outros	38	16
	-----	-----
	1.420	1.145
	-----	-----
	3.539	2.480
	=====	=====

(c) A tabela abaixo indica os aumentos, para os exercícios indicados, nas taxas de câmbio das principais moedas estrangeiras utilizadas para atualização dos financiamentos, expressos em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Moedas -			
Dólar Norte-Americano	52,27	18,67	9,30
Euro	79,35	12,05	-
Unidade de Conta	60,32	14,39	4,88

(d) A tabela abaixo indica os aumentos, para os exercícios indicados, dos principais indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos em moeda nacional, em percentagem:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Indexadores -			
IGP-M	25,31	10,39	9,95
FINEL	4,67	2,00	1,80
UFIR	-	-	-

(e) Vencimento dos empréstimos e financiamentos de longo prazo:

	<u>31 de dezembro de</u> <u>2002</u>
2004	818
2005	693
2006	561
2007	108
A partir de 2008	413

	2.593
	=====

(f) Certos contratos de financiamentos e debêntures da Companhia, no montante de R\$533 em 31 de dezembro de 2002, dos quais R\$388 estão classificados como passivos exigíveis a longo prazo, contém cláusulas restritivas que, no caso de não serem atendidas, podem implicar no vencimento imediato das obrigações. Em adição, a CEMIG também tem contratos de financiamentos com cláusulas de *cross-default*. Estas cláusulas restritivas são baseadas nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com os práticas contábeis adotadas no Brasil. A Companhia obteve consentimentos dos seus credores que são parte dos contratos nos quais a CEMIG não está atendendo. Estes consentimentos estabelecem que os credores não exercerão seus direitos de exigir o pagamento imediato ou antecipado dos montantes devidos se certas condições forem atendidas. Tais condições referem-se as cláusulas contratuais revisadas representadas pela relação entre o total da dívida dividindo pelo EBITDA (lucros antes de despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização) e capital investido dividido pelo EBITDA. A CEMIG está cumprindo as condições revisadas em 31 de maio de 2003 e a Administração espera que o cumprimento também irá ocorrer em junho de 2003. Os consentimentos estão vigor em 30 de junho 2003, porém precisam ser renovados trimestralmente e estão condicionados ao cumprimento continuado de certos requerimentos pela Companhia até que os termos originais das cláusulas restritivas sejam alcançados. Financiamentos e debêntures estão classificados como passivos circulantes e exigíveis a longo prazo de acordo com os termos dos contratos originais, em conformidade com os consentimentos obtidos.

g) O financiamento da Infovias oriundo do MBK Furukawa/Mitsui/Unibanco, no montante total de R\$123 em 31 de dezembro de 2002, dos quais R\$100 estão classificados como passivos exigíveis a longo prazo contém cláusulas restritivas que, em caso de não atendimento, pode causar o vencimento imediato dos valores devidos. As cláusulas restritivas são baseadas nas demonstrações financeiras preparadas de acordo com os práticas contábeis adotadas no Brasil. A Infovias obteve o consentimento dos seus credores que são parte deste contrato. O consentimento afirma que estes credores não irão exercer seus direitos de exigir o pagamento imediato ou antecipado dos montantes devidos. O consentimento obtido deve ser renovado trimestralmente até que os termos originais das cláusulas restritivas sejam alcançados. Este financiamento está classificado como passivo circulante e exigível a longo prazo, de acordo com os termos do contrato original, em conformidade com o consentimento obtido.

18. ENCARGOS REGULATÓRIOS

A tabela a seguir descreve os principais encargos regulatórios a pagar:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Reserva global de reversão	52	25
Conta de consumo de combustível	26	24
Encargo de capacidade emergencial	14	-
Outros	2	3
	-----	-----
	94	52
	===	===

(a) Reserva global de reversão :

A Reserva global de reversão 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 da reversão para o Governo Federal dos seus ativos sujeitos à concessão. As contribuições para o fundo são cobradas das companhias, à taxa 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:

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.

(c) Encargo de Capacidade Emergencial:

O encargo de Capacidade Emergencial representa um novo encargo estabelecido em 2002, que é rateado entre os consumidores finais de energia elétrica, e refere-se a aquisição de energia e contratação de capacidade de geração pela Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica (CBEE).

19. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

A Companhia patrocina planos de pensão, administrados pela (Fundação Forluminas de Seguridade Social) FORLUZ, abrangendo a maioria de seus empregados. Com relação a este plano, o SFAS 87 "*Employer's Accounting for Pensions*" (Contabilização pensões por empregadores), tem sido aplicado desde 1º de janeiro de 1995. Entretanto, a amortização do "*Net Transition Obligation*" (Obrigação de transição líquida), existente em 1º de janeiro de 1995, foi calculada retroativamente como se tivesse sido determinada em 1º de janeiro de 1989, quando a aplicação do SFAS 87 passou a ser mandatória para fundos de pensão estabelecidos fora dos Estados Unidos.

Até outubro de 1997, a Companhia patrocinava somente um plano de benefício definido. Entre 29 de setembro de 1997 e 1º 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 aquela data para suas contas individuais no plano de contribuição definida. Em ambas as alternativas, os participantes adquiriram totalmente o direito pelos saldos acumulados até a data da migração.

No plano de contribuição definida, a Companhia participa com contribuição paritária 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 2002 e 2001 era R\$679 e R\$443, respectivamente, e a despesa com a contribuição para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000 foram R\$22, R\$22 e R\$28, respectivamente.

CEMIG também patrocina planos de saúde e paga prêmio de seguro de vida para os aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com SFAS 106 "Employers' Accounting for Post-retirement Benefits other than Pensions" (Contabilização por empregadores de outros benefícios pós-emprego além de plano de pensão).

A CEMIG mantém um plano de incentivo para aposentadoria antecipada, que consiste no pagamento de um adicional, quando da aposentadoria do empregado, de 10% do valor do salário do empregado para cada ano trabalhado na Companhia. Para obter este benefício, o empregado deve optar de forma escrita, indicando sua opção para aposentadoria antecipada. Desta forma, os custos com este incentivo são contabilizados no momento em que cada empregado opta pelo benefício. A CEMIG pode deixar de conceder tal incentivo a qualquer momento.

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	Exercícios findos em 31 de dezembro		Exercícios findos em 31 de dezembro	
	2002	2001	2002	2001
Obrigação com benefício - início do exercício	3.109	2.970	502	424
Custo do serviço	6	7	14	12
Custo de juros	340	325	56	47
Perda (ganho) atuarial	(481)	29	(110)	39
Benefícios pagos aos participantes	(222)	(222)	(24)	(20)
	-----	-----	-----	-----
Obrigação com benefício - final do exercício	2.752	3.109	438	502
	=====	=====	=====	=====

As movimentações nos ativos do plano para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	Exercícios findos em 31 de dezembro		Exercícios findos em 31 de dezembro	
	2002	2001	2002	2001
Valor justo dos ativos do plano - início do exercício	1.768	1.390	13	13
Contribui�es do patrocinador	151	146	11	8
Contribui�es dos participantes	-	1	7	10
Rendimento efetivo dos ativos do plano	415	453	2	2
Benefícios pagos aos participantes	(222)	(222)	(24)	(20)
	-----	-----	-----	-----
Valor justo dos ativos do plano - final do exercício	2.112	1.768	9	13
	=====	=====	=====	=====

A situação dos planos de benefício definido e planos de saúde e seguro de aposentados é como segue:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	31 de dezembro		31 de dezembro	
	2002	2001	2002	2001
Obrigações projetadas excedentes aos ativos do plano	640	1.341	429	489
Obrigações de transição líquida, não reconhecida, em reconhecimento desde 1 de janeiro de 1995	-	-	(38)	(47)
Ganho (perda) atuarial líquido não reconhecido	293	(412)	(52)	(122)
Obrigações pós-emprego provisionadas	933	929	339	320
Obrigações mínimas adicionais – Outros componentes do lucro abrangente	-	378	-	-
Total das obrigações pós-emprego provisionadas	933	1.307	339	320

Os componentes do “*net periodic benefit costs*” (custo líquido do período), para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000, são os seguintes:

	Plano de benefício definido			Plano de saúde e seguro para aposentados		
	Exercícios findos em 31 de dezembro			Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Custo do serviço	6	7	9	14	12	11
Custo de juros	340	325	219	56	47	33
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(197)	(155)	(100)	(1)	(1)	(1)
Amortização da obrigação de transição	-	-	-	6	6	6
Amortização de perdas	6	26	29	3	4	5
Ganho em função de redução dos benefícios	-	-	-	(48)	-	-
Contribuições dos empregados	-	-	(1)	-	-	-
Custo líquido do período	155	203	156	30	68	54

A CEMIG e os sindicatos de seus empregados, principalmente representados pelo SINDIELETRO, acordaram modificações nos planos de saúde, no 3º trimestre de 2002, que implicaram em alterações nos critérios de contribuição sob responsabilidade da CEMIG, dos empregados ativos e dos aposentados e os tipos de cobertura a serem oferecidas para cada tipo de plano. A implementação das mudanças foram efetuadas a partir de 1º de janeiro de 2003. Os efeitos decorrentes destas mudanças corresponderam a um ganho atuarial na redução dos benefícios no montante de R\$48, registrado como custo líquido do período para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002.

Os componentes do “*projected net periodic cost*” (custo projetado líquido do período) para o exercício de 2003 são os seguintes:

	<u>Plano de benefício definido</u>	<u>Plano de saúde e seguro para aposentados</u>
Custo do serviço	6	4
Custo de juros	353	57
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(346)	(2)
Amortização da obrigação de transição	-	5
Amortização de perdas	(1)	2
	-----	-----
	12	66
	===	===

As premissas utilizadas pela CEMIG foram (porcentagem incluindo a projeção de inflação de 5% ao ano):

	<u>Plano de benefício definido</u>	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	<u>%</u>	<u>%</u>
	Unidade de crédito projetada	Unidade de crédito projetada
Método atuarial		
Taxa de desconto anual	13,40	11,30
Expectativa de retorno anual dos ativos do plano	16,55	11,30
Aumento salarial anual	9,20	8,15
Aumento anual nos benefícios	5,00	5,00

	<u>Plano de saúde e seguro para aposentados</u>	
	<u>2002</u>	<u>2001</u>
	<u>%</u>	<u>%</u>
Taxa de desconto anual	13,40	11,30
Expectativa de retorno anual dos ativos do plano	16,55	11,30

Em 2001, a Companhia usou uma premissa adicional na mensuração das obrigações pós-emprego acumuladas que foi a de considerar a taxa média ponderada de tendência dos custos médicos de 5,54% em 2001 reduzindo gradualmente até aproximadamente 2,70% em 2046, permanecendo a mesma a partir de então. Essa premissa não foi utilizada em 2002 em função das alterações no plano de saúde da CEMIG, considerando que as obrigações da CEMIG não são mais indexadas pela variação dos custos médicos.

Um aumento ou redução anual na taxas de tendência dos custos do plano de saúde de 1% teria os seguintes efeitos sobre as obrigações com benefício pós-emprego e componentes de custos de serviços e juros em 31 de dezembro de 2002, como segue:

	<u>Um ponto percentual</u>	
	<u>Aumento</u>	<u>Redução</u>
Efeito no total dos componentes de custos de serviços e juros	3	2
Efeito nas obrigações com benefício pós-emprego	33	27

20. PROVISÃO PARA CONTINGÊNCIAS

A CEMIG e suas controladas são partes integrantes em processos legais no Brasil, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos civis e outros assuntos.

A Companhia acredita que eventuais perdas em excesso aos montantes provisionados, não afetarão de forma relevante o resultado das operações e a posição financeira da Companhia.

Para aquelas contingências cujos desfechos desfavoráveis são considerados prováveis a Companhia constituiu provisões para perdas, como segue:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Trabalhistas	70	54
Cíveis – Consumidores	86	74
Contribuição social	93	125
Finsocial	19	19
Cíveis – Outras	26	22
Outras	21	25
	-----	-----
	315	319
	===	===

A CEMIG acredita que perdas a curto prazo não são prováveis para os litígios pendentes em 2002. Desta forma, as provisões para contingências estão sendo classificadas no longo prazo.

Certos detalhes relacionados a estas provisões são como segue:

(a) Contingências Trabalhistas:

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a questionamentos de horas-extras e adicional de periculosidade. O valor total estimado dessas reclamações é de R\$87 em 31 de dezembro de 2002 (R\$68 em 31 de dezembro de 2001). A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base na natureza dos grupos de questionamento e em decisões judiciais recentes.

(b) Reclamações Cíveis – Consumidores:

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a CEMIG objetivando reembolso para as quantias pagas à CEMIG decorrentes do aumento de tarifa durante o plano do Governo Brasileiro denominado “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano de estabilização econômica. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base em decisões judiciais recentes.

O valor total de exposição da Companhia nessa matéria é, aproximadamente, R\$86 em 31 de dezembro de 2002 (R\$74 em 31 de dezembro de 2001), estando os valores integralmente provisionados.

(c) Contribuição social:

Em 28 de junho de 1991, o Governo Federal promulgou a Lei nº 8.200, regulando a correção monetária a ser aplicada nas elaboração das demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e das obrigações fiscais. Conforme esta Lei, a Companhia foi requerida a registrar correção monetária complementar, que foi considerada dedutível para cálculo do imposto de renda, através das despesas de depreciação, amortização e baixa de ativos fixos. A referida Lei não esclareceu os procedimentos referentes à dedutibilidade da correção monetária complementar lançada no resultado para efeito da apuração da contribuição social.

A Companhia vem deduzindo as quotas de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da contribuição social. A Companhia acredita que este procedimento está em conformidade as disposições da Lei nº 8.200. A Companhia acredita que a sua exposição total nesta questão é de aproximadamente R\$93 em 31 de dezembro de 2002 (R\$125 em 31 de dezembro de 2001), estando os valores integralmente provisionados.

(d) Finsocial:

Em 1994, a CEMIG foi autuada pela Secretaria da Receita Federal em decorrência da exclusão do ICMS da base de cálculo do Finsocial, contribuição sobre o faturamento extinta em 1992. A Companhia acredita que a sua exposição total nesta questão é de aproximadamente R\$19 em 31 de dezembro de 2002 e 2001, estando os valores integralmente provisionados.

(e) Outros:

Outros passivos provisionados referem-se a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos tributos federais, em que a Companhia tem sido notificada, e outras reclamações, consideradas normais ao curso das operações.

(f) Contingências com avaliação de êxito provável:

A CEMIG discute em juízo outras ações relevantes, para as quais acredita possuir perspectiva de êxito provável no desfecho das causas e portanto, não contabilizou a respectiva provisão para contingência, sendo os detalhes os seguintes:

(i) Processos Envolvendo a FORLUZ com Possível Repercussão Financeira para a CEMIG:

A Companhia está defendendo, em conjunto com a FORLUZ, uma reclamação do SINDIELETRO, que afirma que a CEMIG não realizou contribuições ao fundo de pensão dos empregados supostamente obrigatórias relacionadas aos aumentos do custo de vida. O valor total envolvido nessa reclamação é de R\$594. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, não são esperadas perdas relativas a essa ação.

Adicionalmente, o SINDIELETRO está processando a FORLUZ em função da substituição do indexador atuarial do fundo de pensão. Se o SINDIELETRO obtiver sucesso nesta ação judicial, a FORLUZ pode reivindicar reembolso da CEMIG. O valor total dessa reclamação é de R\$268. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, não são esperadas perdas relativas a essa ação.

(ii) Imposto de Renda e Contribuição Social sobre Benefícios Pós-Emprego:

A Secretaria da Receita Federal, em 11 de outubro de 2001, emitiu um Auto de Infração, no montante de R\$227, em função da utilização de créditos fiscais e que resultaram na retificação, para redução dos impostos a pagar, das declarações de imposto de renda de 1997,1998,1999 e 2000. As declarações de imposto de renda foram retificadas como resultado da mudança no método de contabilização do passivo de benefícios pós-emprego, em atendimento às práticas contábeis adotadas no Brasil. A obrigação adicional que resultou das alterações na contabilização foram reconhecidas nos exercícios fiscais retificados, resultando em prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social. A CEMIG está procedendo à defesa do Auto de Infração junto à esfera administrativa da Secretaria da Receita Federal. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa autuação, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, não são esperadas perdas relativas a essa ação.

Os créditos mencionados no parágrafo anterior foram compensados pela CEMIG com os impostos federais a pagar em 2001 e 2002. Devido a esta compensação, a CEMIG estava exposta a uma penalidade adicional de R\$171. A Companhia obteve decisão final favorável sobre esta reclamação em maio de 2003.

(iii) COFINS:

A Companhia iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido à sentença judicial desfavorável, a CEMIG pagou o montante de R\$248 de provisão para COFINS, em 30 de julho de 1999. O Governo Federal está alegando que a Companhia deve aproximadamente R\$127 referentes a multas e juros pelo não pagamento da COFINS. A Companhia está contestando tal reclamação. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, não são esperadas perdas relativas a essa ação.

(iv) Atos da Agência Reguladora:

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG, afirmando que a Companhia deve R\$188 referente a restituição feita em 1995 pela Secretaria do Tesouro Nacional. A ANEEL alega que o reembolso é decorrente de um erro no cálculo de créditos de CRC – Conta de Resultados a Compensar, que foram previamente utilizados para reduzir quantias devidas ao Governo Federal. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL emitiu uma decisão administrativa final contra a Companhia. A Companhia pretende discutir judicialmente o mérito da questão. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esta ação.

(v) Reclamações cíveis:

Diversos consumidores impetraram ações cíveis contra a CEMIG contestando reajustes tarifários aplicados em exercícios anteriores, incluindo subsídios tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda, a Recomposição Tarifária Extraordinária e os Encargos de Capacidade Emergencial cobrados a partir de 2002. Não é possível até a presente data estimar o montante envolvido nestas reclamações. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para estas ações.

A Companhia é ré em cinco processos contestando o Encargo de Capacidade Emergencial, proposto entre fevereiro e julho de 2002. Cada uma destas reclamações foi qualificada como ação coletiva e envolvem perdas causadas pelo Plano de Racionamento de Energia. Não é possível no momento estimar o montante envolvido nestas reclamações. Nenhuma provisão foi registrada para estas reclamações, uma vez que a Administração acredita ter méritos de defesa. A Companhia coleta o Encargo de Capacidade Emergencial dos seus consumidores em nome da Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica, ou CBEE, agência do Governo Federal responsável pelo suprimento de energia no caso de deficiências futuras.

A Companhia está sendo questionada, em conjunto com a CVRD, Comercial e Agrícola Paineiras e Companhia Mineira de Metais, através de uma ação movida pelos cidadãos do Estado de Minas Gerais. A ação tem por objetivo anular as licenças ambientais concedidas para as usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II, uma vez que não foram obtidas de maneira correta. A administração acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial.

Adicionalmente, a Companhia está sendo questionada, em conjunto com a CVRD, , através de uma ação movida pelos cidadãos do Estado de Minas Gerais. A ação tem por objetivo anular a licença ambiental concedida para a usina hidrelétrica de Aimorés assim como a respectiva concessão, um vez que as licenças ambientais não foram obtidas de maneira correta. A administração acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial.

Adicionalmente às questões descritas acima, a CEMIG e suas subsidiárias estão envolvidas como impetrante ou réu, em vários litígios, relacionados ao curso normal de suas operações. A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes relacionadas a estas questões que pudessem ter efeito adverso na posição financeira consolidada e no resultado consolidado das operações da Companhia.

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social:

	Exercícios findos em 31 de dezembro (milhares de ações)		
	2002	2001	2000
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo no início do exercício	89.504.020	89.504.020	89.504.020
Emissão de novas ações	1.775.631	-	-
Saldo no final do exercício	91.279.651	89.504.020	89.504.020
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo no início do exercício	69.495.478	69.495.478	69.495.478
Emissão de novas ações	1.378.690	-	-
Saldo no final do exercício	70.874.168	69.495.478	69.495.478
AÇÕES EM TESOURIA (Ações preferenciais):			
Saldo no início do exercício	(67.783)	(67.783)	(67.783)
Emissão de novas ações	(1.345)	-	-
Saldo no final do exercício	(69.128)	(67.783)	(67.783)
Total	162.084.691	158.931.715	158.931.715

Assembléa Geral dos Acionistas, aprovou em 30 de abril de 2002, um aumento de capitalização de no montante de R\$32 através da emissão de 3.154.321 novas ações, como o resultado da capitalização da reserva de contas de resultados a compensar. As novas ações foram distribuídas a cada acionista em proporção a sua participação no capital anterior a emissão. Como resultado, a participação dos acionistas e o valor nominal por ações não mudaram.

Adicionalmente, a Companhia tinha a obrigação de emitir 159.225 mil ações em 2002 referente ao contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais, como resultado do montante estimado de R\$27 a ser retido dos dividendos devidos ao Governo do Estado para compensar as parcelas em atraso do contas a receber. Essas ações tem a emissão prevista para 2003, em conexão com os dividendos retidos. Veja notas 3 e 2 (r).

Em 31 de dezembro de 2002, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 3% das suas ações preferenciais, representando 23% do capital total. Os proprietários das ações preferenciais não têm direito a voto nas assembleias de acionistas, mas têm prioridade no reembolso de capital em caso de dissolução da Companhia e direito a um dividendo mínimo anual como descrito na nota 21 (d.1).

As ações preferenciais e ordinárias tem um valor nominal de R\$0,01 por ação de acordo com as demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

(b) Capital adicional integralizado:

O saldo refere-se a ágio recebido pela Companhia quando da emissão de ações.

(c) Lucros acumulados apropriados:

As reservas a seguir estão incluídas no Patrimônio Líquido:

Reserva de incentivos fiscais - 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 exercício seguinte ao que o imposto de renda é devido. Nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, o montante destinado aos investimentos é registrado como um ativo e creditado diretamente nessa reserva. O saldo tem uso restrito para aumento de capital. De acordo com os

U.S.GAAP, o benefício de investimento fiscal foi originalmente creditado no resultado e o valor correspondente foi transferido da reserva de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de contas de resultados 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 financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, o montante da reserva de contas de resultado a compensar, líquida de impostos, foi creditada diretamente nessa reserva, que pode ser utilizada apenas para aumento de capital. De acordo com o U.S.GAAP, esse montante foi originalmente creditado no resultado, a valor presente, e posteriormente transferido de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de lucros a realizar - esta reserva representa os lucros inflacionários oriundos do sistema de correção monetária do balanço aplicável na elaboração das demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 1995. As companhias brasileiras são autorizadas a registrar essa reserva de forma a restringir o montante do lucro líquido disponível para os dividendos obrigatórios.

Reserva legal - esta reserva é obrigatória para todas as companhias brasileiras e representa a apropriação de 5% do lucro líquido do exercício até o limite de 20% do capital social. A apropriação não é requerida no exercício fiscal em que a reserva legal somada às outras reservas de capital estabelecidas excedam a 30% do capital social, sendo que este fato ocorreu em 2001 e 2000.

Nas suas demonstrações financeiras de 2002 elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, a CEMIG transferiu a sua reserva legal e reserva de lucros a realizar para lucros acumulados retidos, de forma a compensar o prejuízo do exercício, resultante basicamente da provisão para perdas no contas a receber do Governo do Estado e perdas cambiais causadas pela desvalorização do real comparado com o dólar norte-americano. Desta forma, em suas demonstrações financeiras em U.S. GAAP, a CEMIG registrou a transferência da reserva legal e da reserva de lucros não realizados para lucros acumulados não apropriados.

(d) Lucros acumulados não apropriados:

Esse saldo representa os lucros acumulados determinados em conformidade ao U.S.GAAP depois de: (i) alocação do montante da reserva legal (quando requerido); (ii) alocação ou transferência/recebimento de outras reservas como descrito na nota 21 (c); e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio.

(d.1) Dividendos e juros sobre capital próprio:

Conforme seu Estatuto Social, a CEMIG é requerida a distribuir dividendos pra cada exercício fiscal findo em 31 de dezembro, em um montante agregado que corresponda, no mínimo, a 25% do lucro líquido para cada exercício fiscal, com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil. A Companhia se refere a este montante como dividendos mínimos obrigatórios.

Cada ação preferencial tem direito a um dividendo mínimo que corresponda, no mínimo, ao maior valor entre 10% do capital social das ações preferenciais, com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, ou 3% da participação das ações preferenciais no patrimônio líquido das demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas ações preferências tem prioridade na alocação dos dividendos do período.

Após o pagamento dos dividendos preferenciais, o valor remanescente dos dividendos, caso exista, é alocado primeiramente para pagamento do dividendo anual para os acionistas das ações ordinárias em um montante limite do dividendo anual garantido para as ações preferenciais. Se ainda existe um saldo remanescente de dividendos após o pagamento dos dividendos ordinários, os recursos remanescentes serão distribuídos igualmente para as ações preferenciais e ordinárias.

A Companhia também pode pagar dividendos intermediários para os acionistas das ações preferenciais e ordinárias. Quaisquer dividendos intermediários pagos serão utilizados no cálculo dos dividendos a serem pagos para cada exercício fiscal em que o dividendo intermediário foi declarado. Conforme a legislação

brasileira, o Conselho de Administração da CEMIG pode recomendar o não pagamento de dividendos para qualquer exercício.

O Governo do Estado garante um dividendo a ser recebido pelos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, para cada exercício fiscal, que corresponda ao mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais e ordinárias. Desta forma, mesmo que o lucro líquido, com base nas demonstrações financeiras da Companhia elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil seja negativo para qualquer exercício fiscal, os acionistas da CEMIG receberão um dividendo de 6%. O Estado garante os dividendos mínimos apenas para os acionistas privados das ações e não para acionistas públicos ou governamentais.

Conforme a legislação brasileira, se a Companhia não distribui os dividendos mínimos por três exercícios consecutivos, as ações preferenciais passam a ter direito a voto.

A partir de 26 de dezembro de 1995, a legislação brasileira permitiu a dedutibilidade, para fins de apuração dos impostos de renda, dos juros sobre capital próprio pagos aos acionistas, calculados com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), no mesmo o exercício em que os juros sobre capital próprio são calculados.

Em 2002, 2001 e 2000, os dividendos mínimos requeridos têm sido pagos e a distribuição de dividendos tem sido feita em bases iguais para as ações ordinárias e preferenciais.

A Companhia declarou dividendos e juros sobre o capital próprio em substituição aos dividendos como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Dividendos	111	-	-
Juros sobre capital próprio	220	103	187
	----	----	----
Total	331	103	187
	====	====	====

Os juros sobre o capital próprio de 2002, no montante de R\$220, serão pagos em 2003.

A legislação brasileira permite o pagamento de dividendos e juros sobre o capital próprio apenas em reais de lucros acumulados não apropriados conforme as demonstrações financeiras preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil. Em 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000, os lucros acumulados não apropriados nas demonstrações financeiras correspondia a R\$0, R\$601 e R\$1.379, respectivamente.

A Companhia reverte os dividendos, não reclamados pelos acionistas, dentro de um prazo de 3 exercícios da data em que foram distribuídos conforme a legislação brasileira e o seu Estatuto Social.

22. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

(a) A composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro					
	GWh (não auditado)			R\$		
	2002	2001	2000	2002	2001	2000
Residencial	6.360	6.475	7.576	1.791	1.594	1.630
Industrial	21.906	21.351	22.247	2.192	1.841	1.665
Comercial	3.283	3.269	3.584	791	674	634
Rural	1.705	1.572	1.676	252	206	191
Poder Público	1.373	1.290	1.491	240	196	196
Serviço Público	957	939	934	130	111	95
Consumo próprio	50	52	62	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	62	(35)	67
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	35.634	34.948	37.570	5.458	4.587	4.478
Suprimento	313	632	4.937	21	65	116
Transações com energia no MAE	-	-	-	140	452	29
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
Total	35.947	35.580	42.507	5.619	5.104	4.623
	=====	=====	=====	=====	=====	=====

	Numero de consumidores (não auditado)		
	2002	2001	2000
Residencial	4.615.178	4.429.005	4.248.144
Industrial	68.211	68.105	64.315
Comercial	515.771	540.442	476.500
Rural	338.396	322.493	300.329
Poder Público	45.785	44.126	44.414
Serviço Público	6.808	6.508	6.128
Outros	1.339	1.391	1.456
	-----	-----	-----
	5.591.488	5.412.070	5.141.286
Suprimento	4	5	11
	-----	-----	-----
Total	5.591.492	5.412.075	5.141.297
	=====	=====	=====

(b) Segue abaixo a composição dos impostos incidentes sobre a receita:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
ICMS	1.151	964	956
COFINS	186	187	143
Encargo de capacidade emergencial	80	-	-
PIS - PASEP	56	40	31
	-----	-----	-----
	1.473	1.191	1.130
	=====	=====	=====

23. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Alguns custos e despesas operacionais consistem como segue:

(a) Energia comprada para revenda:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Itaipu Binacional (através de FURNAS)	979	823	711
De supridores através do MAE	149	952	-
FURNAS	-	12	-
Contratos iniciais	148	126	84
Outros	57	1	24
	-----	-----	-----
	1.333	1.914	819
	=====	=====	=====

A energia comprada de Itaipu Binacional é indexada ao dólar norte-americano e os seus preços são definidos pela ANEEL, que reduziu em 13,18% o preço da energia adquirida de Itaipu de US\$20,1988 para US\$17,5374 por kW desde 23 de outubro de 2002.

(b) Encargos regulatórios:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Quota para a reserva global de reversão	144	130	104
Quota para a conta de consumo de combustível	345	249	282
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	47	29	36
Taxa de inspeção da ANEEL	12	12	11
	-----	-----	-----
	548	420	433
	=====	=====	=====

(c) Outros:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Seguros	1	2	13
Consumo próprio de energia	12	9	9
Indenizações trabalhistas	4	6	10
Alienação de ativos fixos, líquida	42	90	66
Doações e subvenções	14	12	13
Provisão para contingências -			
Reclamações trabalhistas	16	-	1
Ações cíveis – Consumidores	12	6	4
Ações cíveis – Outros	4	12	4
Provisão para devedores duvidosos	13	13	6
Aluguéis	15	12	11
Propaganda e publicidade	19	23	21
Participação nos resultados – empregado	38	47	27
Contribuição MAE	6	11	7
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico	12	10	-
Despesas gerais	30	21	16
	-----	-----	-----
	238	274	208
	=====	=====	=====

24. DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS

As receitas (despesas) financeiras são como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2002	2001	2000
Receitas financeiras -			
Juros e variação monetária incidentes sobre o contas a receber do Governo do Estado	303	253	160
Renda de aplicação financeira	236	84	44
Acréscimo moratório em conta de energia elétrica em atraso, registrado pelo regime de caixa	43	42	31
Atualização monetária de impostos a recuperar	-	17	-
Renegociação de contas a receber	-	12	7
Variação cambial ativa	31	58	8
Atualização monetária nos ativos regulatórios diferidos	120	26	-
Outros	6	18	19
	-----	-----	-----
	739	510	269
	=====	=====	=====
Despesas financeiras -			
Encargos sobre financiamentos	(300)	(164)	(118)
CPMF	(28)	(27)	(9)
Variação cambial passiva	(816)	(267)	(112)
Variação monetária passiva	(101)	(33)	(22)
Outras despesas	(19)	(67)	(50)
	-----	-----	-----
	(1.264)	(558)	(311)
	=====	=====	=====
Despesas financeiras líquidas	(525)	(48)	(42)
	=====	=====	=====

As despesas com variação cambial são relacionadas à desvalorização do real em relação ao dólar norte-americano. Veja notas 17 e 26 (d) para a composição da dívida em moeda estrangeira, variação das taxas de conversão de cada moeda estrangeira para cada exercício apresentado e exposição à variação cambial.

25. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, e as principais são como segue:

(a) Governo do Estado de Minas Gerais -	
Contas a receber e respectivas receitas financeiras relacionadas	Nota 3 e 24
ICMS a recuperar	Nota 10
ICMS a recolher	Nota 16
ICMS - resultado	Nota 22
(b) FORLUZ -	
Plano de aposentadoria e saldos relacionados	Nota 19

As outras transações com partes relacionadas não são materiais.

26. . INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através do monitoramento periódico de saldos, diversificação e estabelecimento de limites de créditos pelas instituições financeiras.

Os instrumentos financeiros, nos quais a CEMIG está sujeita a concentração de risco de crédito, são as disponibilidades, aplicações financeiras uso restrito, fundos vinculados a contas a receber. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com disponibilidades, aplicações financeiras de uso restrito e fundos vinculados através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha e geralmente em aplicações de curto prazo. Os riscos de crédito associados com contas a receber de consumidores residenciais é limitado pela política da CEMIG de interrupção do fornecimento de energia se o pagamento dos débitos entram em atraso. Com relação aos grandes consumidores industriais e comerciais, a CEMIG limita seu risco de crédito através do acompanhamento contínuo, da avaliação de crédito e, em certos casos, obtendo garantias ou penhora para as contas de difícil recebimento. Os consumidores da CEMIG são basicamente localizados no Estado de Minas Gerais, embora seja distribuída energia para uma grande variedade de setores da economia.

(a) Disponibilidades, aplicações financeiras de uso restrito:

Em 31 de dezembro de 2002 e 2001, as disponibilidades, aplicações financeiras de uso restrito são demonstrados pelo custo acrescidos de rendimentos auferidos, e se aproxima ao valor justo, considerando a realização de curto prazo desses itens.

Em 31 de dezembro de 2002 e 2001, a Companhia possui investimentos em debêntures no montante de R\$32 e R\$132, respectivamente. Esses títulos foram emitidos por terceiros, todas instituições financeiras brasileiras, e possuem cláusula de recompra imediata que pode ser exercida pela Companhia. Esses títulos são remunerados pela variação do Certificado de Depósito Interbancário - CDI.

Em 31 de dezembro de 2002 e 2001, a Companhia possui aplicações financeiras de curto prazo com “*swap*” de taxas contratadas com instituições financeiras através do repasse de títulos públicos ou privados de emissão de terceiros no montante de R\$7 e R\$70, respectivamente. A remuneração é baseada na taxa do CDI. Estes títulos possuem cláusulas de recompra. A CEMIG possui a opção de resgate antecipado destes títulos sem qualquer penalidade ou perda.

Em 31 de dezembro de 2001, a CEMIG tem aplicações financeiras restritas, no montante de R\$468, em conexão com a emissão de suas debêntures (nota 17). Em 2002, esses fundos foram utilizados no programa de investimentos da CEMIG, exclusivamente relacionados a expansão das suas operações de distribuição, transmissão e geração de energia.

Em 31 de dezembro de 2002 e 2001, a CEMIG tem aplicações financeiras restritas, no montante de R\$194 e R\$152, respectivamente, e inclui aplicações financeiras de curto prazo nos montantes de R\$137 e R\$133, respectivamente, com juros calculados com base na variação do dólar norte-americano.

(b) Financiamentos:

Com base nas taxas de juros à disposição da CEMIG para captação de recursos com instituições financeiras com prazo e condições similares, o valor justo dos financiamentos de longo prazo em 31 de dezembro de 2002 e 2001 é R\$3.440 e R\$2.102, respectivamente.

(c) Outros instrumentos financeiros:

Os valores contabilizados dos outros instrumentos financeiros da CEMIG, em reais, se aproximam do valores justos em cada data, refletindo o vencimento de curto prazo ou a constante reavaliação em 31 de dezembro de 2002 e 2001, destes instrumentos.

(d) Exposição a perdas com variação cambial:

A exposição da Companhia ao risco das taxas de câmbio é como segue:

	31 de dezembro	
	2002	2001
Dólar norte-americano		
Financiamentos	1.995	1.255
Venda antecipada de energia elétrica	-	42
(-) Fundos vinculados a empréstimos e financiamentos	(137)	(133)
	<u>1.858</u>	<u>1.164</u>
Outras moedas		
Financiamentos	124	80
Passivo líquido exposto ao risco cambial	<u>1.982</u>	<u>1.244</u>
	<u>=====</u>	<u>=====</u>

Após 2001, os efeitos de variação na taxa de câmbio com as obrigações relacionadas a energia comprada de Itaipu Binacional são incluídos na conta de custos adicionais da Parcela A e serão considerados nos reajustes tarifários subsequentes, conforme descrito na nota 4.

27. REORGANIZAÇÃO CORPORATIVA

Atualmente, as operações de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica da CEMIG são integradas verticalmente e diretamente operadas pela CEMIG. Entretanto, em função dos principais contratos de concessão e de acordo com certas alterações nas regulamentações do setor elétrico brasileiro, a CEMIG terá que reestruturar suas operações, resultando no desmembramento de suas operações de geração, transmissão e distribuição (desverticalização) em subsidiárias integrais da CEMIG. De acordo com os contratos de concessão, a CEMIG tinha que ter completado o processo de reorganização até 31 de dezembro de 2000.

A ANEEL concedeu uma prorrogação do prazo, até 21 de setembro de 2002, para a CEMIG concluir o processo de desverticalização.

O Governo do Estado, acionista majoritário, considerando que o processo de desverticalização deve ser aprovado previamente pela Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais, enviou um projeto de lei para a Assembléia Legislativa, em 02 de março de 2001, propondo a reorganização da CEMIG em três companhias distintas. Este projeto de lei não foi aprovado e o processo de desverticalização ainda não foi completado. Adicionalmente, a Companhia solicitou prazo adicional para a ANEEL, o qual ainda não foi respondido.

Em 11 de novembro de 2002, a ANEEL multou a Companhia no montante de R\$6 em função da não conclusão da desverticalização. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial contra esta multa ou quaisquer outras penalidades que possam ser impostas com relação a esse assunto.

28. ACORDO DE ACIONISTAS

Em 1997, o Governo do Estado de Minas Gerais realizou a venda de aproximadamente 33% das ações ordinárias da Companhia para um grupo de investidores, liderados pela Southern Electric Brasil Participações Ltda. ("Southern"). Como parte dessa operação Estado de Minas Gerais e a Southern assinaram um Acordo de Acionistas contendo, dentre outras disposições, o requerimento de quorum qualificado nas deliberações relacionadas a ações corporativas significativas, certas alterações no Estatuto Social da CEMIG, emissão de debêntures e títulos conversíveis, distribuição de dividendos que não sejam aquelas determinadas no Estatuto Social e alterações na estrutura societária.

No dia 13 de setembro de 1999, o Estado de Minas Gerais ajuizou ação para anular o Acordo de Acionistas, sob o fundamento de violação das Constituições Estadual e Federal, uma vez que as

disposições sobre quorum qualificado constituiriam transferência ilegal do controle da CEMIG à Southern.

Em 27 de setembro de 1999, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais concedeu liminar suspendendo efeitos das disposições sobre quorum qualificado, permanecendo no aguardo da conclusão do processo.

Em março de 2000, a 1ª Vara Estadual da Fazenda Pública sentenciou como nulo o referido acordo de acionistas.

Em 07 de agosto de 2001, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais confirmou a sentença de março de 2000, sentenciando o referido Acordo de Acionistas como nulo e sem efeito.

A Southern recorreu da sentença, não tendo sido julgado seu recurso.

29. CONCENTRAÇÕES

(a) Trabalho:

A maioria dos trabalhadores da CEMIG pertence ao SINDIELETRO (sindicato). A CEMIG e o SINDIELETRO negociam anualmente um acordo coletivo, que inclui aumentos salariais e participação no resultado, entre outras matérias. O acordo coletivo torna-se efetivo em novembro de cada exercício. O acordo coletivo de 2002 incluiu um reajuste salarial médio de 11.4%.

(b) Usinas hidrelétricas:

Sete de nossas usinas hidrelétricas são responsáveis por aproximadamente 88% de nossa capacidade de geração instalada, como segue:

<u>Hidrelétricas</u>	<u>Capacidade instalada (MW)</u>	<u>Data de término da concessão</u>
São Simão	1.	Janeiro 2015
Emborcação	1.	Julho 2005
Nova Ponte		Julho 2005
Jaguara.....		Agosto 2013
Miranda		Dezembro 2016
Três Marias		Julho 2015
Volta Grande		Fevereiro 2017
Outras		Agosto 2004 até Dezembro 2035
Total da capacidade instalada	5.	

30. SEGUROS

As apólices de seguro da Companhia para cobrir danos em suas usinas em função de riscos de incêndio ou operacional, tais como falhas de equipamentos, o expiraram em 31 de dezembro de 2001 e desde aquela data, a Companhia não possui cobertura. A companhia está solicitando propostas para contratar novas apólices de seguro referentes a estes riscos.

A CEMIG não tem apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. Adicionalmente, a Companhia não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra grandes catástrofes que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios.

A Companhia não tem experimentado perdas significativas em função dos riscos acima mencionados.

31. OUTRAS INFORMAÇÕES RELEVANTES

(i) Emenda à Constituição do Estado de Minas Gerais:

Em 29 de outubro de 2001, a Assembléia Legislativa do Estado de Minas Gerais, através da emenda à Constituição nº 50, alterou a redação do artigo 14 da Constituição do Estado de Minas Gerais, inserindo os parágrafos 15, 16 e 17, conforme transcrição a seguir:

Parágrafo 15 – “Será de três quintos dos membros da Assembléia Legislativa o “quorum” para aprovação de lei que autorizar a cisão de sociedade de economia mista e de empresa pública, a alienação de ações que garantam o controle direto ou indireto dessas entidades pelo Estado ou a alteração em sua estrutura societária”.

Parágrafo 16 – “A lei que autorizar a alienação de ações de empresa concessionária ou permissionária de serviço público estabelecerá a exigência de cumprimento, pelo adquirente, de metas de qualidade de serviço e de atendimento aos objetivos sociais inspiradores da constituição da entidade.”

Parágrafo 17 – “A desestatização de empresa de propriedade do Estado prestadora de serviço público de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica ou de serviço de saneamento básico, autorizada nos termos deste artigo, será submetida a referendo popular.”

(ii) Procedimentos para transferência de energia elétrica da geração para a distribuição:

A prática corrente da Companhia inclui a entrega de eletricidade produzida pelas suas unidades de geração para sua área de distribuição, de acordo com os termos equivalentes aos contidos nos contratos iniciais. A Companhia acredita que esta prática não viola as restrições da ANEEL. Entretanto a ANEEL informou que a Companhia, por ser considerada uma empresa de utilidade pública verticalmente integrada, não pode utilizar os termos iniciais do contrato para entrega de eletricidade produzida para sua área de distribuição. A CEMIG está em processo de discussão futura com a ANEEL e não espera incorrer em nenhuma perda resultante destas discussões. Entretanto, a ANEEL pode forçar a Companhia a parar de entregar eletricidade das suas unidades de geração para sua área de distribuição.

32. EVENTOS SUBSEQUENTES

(a) Financiamento obtido do BNDES para liquidação das obrigações no MAE:

Em 07 de fevereiro de 2003, a CEMIG obteve um financiamento junto ao BNDES, no montante de R\$335. Este financiamento tem incidência de juros anuais de 1,00% e atualização monetária pela variação com base na SELIC. O empréstimo deverá ser pago através de 60 parcelas mensais, de 15 de março de 2003 a 15 de fevereiro de 2008 é garantido por 3,27% da receita mensal de fornecimento de energia para consumidores finais.

(b) Revisão tarifária periódica:

A revisão tarifária periódica representa a revisão das tarifas garantidas às concessionárias de distribuição de energia elétrica de forma a garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão existentes. O período da revisão tarifária periódica ocorre a cada 4 ou 5 anos, dependendo de cada contrato de concessão (5 anos para a CEMIG). Na definição da tarifa, a ANEEL considera as alterações ocorridas nas estruturas de custo da Companhia, seu mercado e retorno desejado para seus investimentos.

A tarifa de energia da CEMIG teve um reajuste médio de 31,5% em 8 de abril de 2003 como resultado da revisão tarifária periódica da Companhia.

(c) Variação cambial significativa após 31 de dezembro de 2002:

Após 31 de dezembro de 2002, o real valorizou-se significativamente em relação ao dólar norte-americano, tendo um efeito positivo no lucro da CEMIG em 2003. A CEMIG registrou ganhos de aproximadamente R\$304 (não auditado) nos cinco meses findos em 31 de maio de 2003, resultando em um aumento no ganho financeiro. De 31 de dezembro de 2002 a 31 de maio de 2003, o real valorizou-se 16,1% comparado ao dólar norte-americano.

(d) Instrumentos financeiros contratados em 2003:

Em 31 de maio de 2003, a CEMIG tinha instrumentos financeiros de *swap*, no montante de US\$52 milhões, contratados de forma a alterar a taxa de juros original de alguns contratos do dólar norte-americano para a variação da taxa do CDI. A CEMIG não teve qualquer tipo similar de instrumento financeiro em 31 de dezembro de 2002 e 2001.

(e) Pagamento de debêntures:

Em 5 de junho de 2003, a Companhia pagou R\$64 referente ao resgate antecipado de 4.000 debêntures da UHESC S.A. os quais foram assumidos como resultado da aquisição de Sá Carvalho S.A., representando 53,33% dos débitos vencidos em 31 de dezembro de 2002 – Veja nota 17 item (4). O saldo remanescente dessa dívida foi renegociado e está sujeito a variação do índice do IGP-M acrescido de juros de 12,8% ao ano, para o período de 5 junho de 2003 a 5 de junho de 2005.

33. PRONUNCIAMENTOS RECENTES DE U.S. GAAP

Durante junho de 2001, o FASB emitiu o SFAS 141 – *Business Combinations* (Combinação de Negócios). O SFAS 141 delibera sobre contabilidade financeira e reportagem para combinações de negócios. Todas as combinações de negócios no escopo do SFAS 141 tem que ser contabilizados pelo uso de um único método, o método de compra. Em adição, o SFAS 141 requer que os ativos intangíveis sejam reconhecidos como ativos, desassociado de ágio, case se encaixem em dois critérios: o critério legal-contratual ou o critério da separabilidade. Para ajudar na identificação de aquisição de ativo intangível, o SFAS 141 também fornece uma lista de ativos intangíveis que se encaixam em algum desses critérios. Em adição ao requerimento para divulgações prescritos na Opinião 16, o SFAS 141 requer divulgação da razão primária de uma combinação de negócios e da alocação do preço de compra pago por estes ativos adquiridos e passivos assumidos como uma explicação do balanço patrimonial principal. O SFAS 141 também requer que quando o montante de ágio e ativos intangíveis adquiridos são significantes para o preço de compra pago, a divulgação de outras informações sobre estes ativos é requerida, tais como o montante do ágio por segmento que mereça ser reportado e o montante do preço de compra especificado para cada classe principal dos ativos intangíveis. As disposições do SFAS 141 se aplicam para todas as combinações de negócios iniciados depois de 30 de junho de 2001. O SFAS 141 também é aplicável para todas as combinações de negócio contabilizados pelo método de compra cuja data de aquisição é 1º de julho de 2001, ou data posterior. A adoção do SFAS 141 em 1º de janeiro de 2002 não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras da Companhia.

Durante junho de 2001, o FASB emitiu o SFAS 142 – *Goodwill and Other Intangible Assets* (Ágio e Outros Ativos Intangíveis). O SFAS 142 normatiza a contabilização e as divulgações para o ágio adquirido e outros ativos intangíveis. O SFAS 142 altera o SFAS 121 – *Accounting for the Impairment of Long Lived Assets and for 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) uma vez que exclui de seu escopo o ágio e ativos intangíveis que não são amortizados. O SFAS 142 define a forma pela qual os ativos intangíveis que foram adquiridos individualmente ou em grupo com outros ativos (exceto aqueles adquiridos através de combinação de negócios) deverão ser registrados nas demonstrações financeiras quando de sua aquisição. Este pronunciamento também define a forma pela qual o ágio e os outros ativos intangíveis deverão ser contabilizados depois de serem inicialmente reconhecidos nas demonstrações financeiras. As disposições do SFAS 142 têm sua aplicação requerida para os anos fiscais a se iniciarem depois de 15 de dezembro de 2001. A adoção do SFAS 142 em 1º de janeiro de 2002 não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em junho de 2001, o FASB emitiu o SFAS 143 – *Accounting for Asset Retirement Obligations* (Contabilização para obrigações com ativos descontinuados). O SFAS 143 requer que o valor justo do passivo com ativo descontinuado seja reconhecido no período em que ele ocorreu, se for possível a

realização de estimativa razoável do valor justo deste passivo. Pelo SFAS 143, o passivo com ativo descontinuado é descontado e ajuste de despesa é reconhecido, utilizando-se a taxa de juros livre de risco ajustada em vigor no momento em que o passivo foi inicialmente reconhecido. Além disto, os requerimentos de divulgação contidos no SFAS 143 irão prover mais informações a respeito das obrigações com ativos descontinuados. O SFAS 143 é efetivo para demonstrações financeiras publicadas cujos exercícios fiscais se iniciaram após 15 de junho de 2002, com aplicação antecipada recomendada. A implementação deste pronunciamento não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em abril de 2002, o FASB emitiu o SFAS 145 – *Rescission of FASB Statements No. 4, 44 and 64, Amendment of FASB Statement No. 13 and Technical Corrections* (Rescisão dos pronunciamentos FASB No. 4, 44 e 64, alteração do pronunciamento FASB No.13 e correções técnicas). O SFAS 145 rescinde o SFAS 4 – *Reporting Gains and Losses from Extinguishment of Debt* (Divulgação de ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas), que determina que todos os ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas sejam agrupados e classificados como item extraordinário, se material. O SFAS 145 determina que os ganhos e perdas oriundos da extinção de dívidas sejam classificados como extraordinários somente quando forem atendidos critérios definidos no APB 30, que distinguem transações que são parte de operações recorrentes daquelas que são não-usuais ou infrequentes, ou que atendem critérios para classificação como item extraordinário. O SFAS 145 altera o SFAS 13 – *Accounting for Leases* (Contabilização de arrendamentos), que determina que as modificações nos arrendamentos que gerarem efeitos econômicos similares às transações de “sale-leaseback” devem ser registradas da mesma maneira que as transações de “sale-leaseback”. Além disto, o SFAS 145 rescinde o SFAS 44 – *Accounting for Intangible Assets of Motor Carriers* (Contabilização de ativos intangíveis em “motor carriers”) e o SFAS 64 – *Extinguishments of Debt Made to Satisfy Sinking Funds Requirements* (Extinção dos dívidas realizadas para satisfazer requerimentos de fundos de liquidação), que não são atualmente aplicáveis à Companhia. As disposições do SFAS 145 relacionadas à rescisão do SFAS 4 devem ser aplicadas no exercício fiscal de 2003. Algumas disposições relacionadas ao SFAS 13 são efetivas para transações ocorridas após 15 de maio de 2002. A implementação deste pronunciamento não resultou em impactos significativos nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em junho de 2002, o FASB emitiu o SFAS 146 – *Accounting for Costs Associated with Exit or Disposal Activities* (Contabilização de custos associados com a saída ou alienação de atividades). Este pronunciamento normatiza a contabilização e divulgação dos custos associados com a saída ou alienação de atividades e anula o pronunciamento EITF 94-3 – *Liability Recognition for Certain Employee Termination Benefits and Other Costs to Exit an Activity (including Certain Costs Incurred in a Restructuring)* (Reconhecimento da extinção de certos benefícios pós-emprego e outros custos com saída de uma atividade (incluindo certos custos incorridos em reestruturação)). A principal diferença entre este pronunciamento e o EITF 94-3 refere-se aos seus requerimentos para reconhecimento das obrigações relativas aos custos associados com a saída ou alienação de atividades. Este pronunciamento determina que uma obrigação para um custo associado com uma saída ou alienação de atividade seja reconhecida quando a obrigação é incorrida. Conforme EITF 94-3, uma obrigação para um custo de saída era reconhecida na data de comprometimento da entidade com o plano de saída. A conclusão fundamental a que chegou o Colegiado neste pronunciamento é que o compromisso de uma entidade com um plano a ser desenvolvido por ela mesma não cria uma obrigação presente com outros que vai ao encontro da definição de obrigação. Este pronunciamento também estabelece que o valor justo é o objetivo para a apuração inicial da obrigação. Este pronunciamento aperfeiçoa a divulgação das demonstrações financeiras por determinar que uma obrigação para um custo associado com uma saída ou baixa de atividades seja reconhecida e mensurada inicialmente pelo valor justo, apenas quando a obrigação é incorrida. A contabilização para eventos e circunstâncias similares será a mesma, melhorando a comparabilidade e a veracidade das informações financeiras divulgadas. As determinações deste pronunciamento são efetivas para saída ou alienação em atividades que serão iniciadas após 31 de dezembro de 2002, com aplicação antecipada recomendada. A Companhia não espera que a adoção do SFAS 146 venha a ter um impacto significativo no resultado de suas operações consolidadas, posição consolidada financeira ou fluxo de caixa consolidado.

Em dezembro de 2002, o FASB emitiu o SFAS 148 – *Accounting for Stock-Based Compensation – Transition and Disclosure* (Contabilização de Remunerações baseadas em Ações – Transição e Divulgação). O SFAS 148 retifica o SFAS 123 – *Accounting for Stock-Based Compensation* (Contabilização de Remunerações baseadas em Ações), e fornece métodos alternativos de transição para uma mudança voluntária do método baseado no valor justo para a contabilização da remuneração de

empregados baseados em Ações. O SFAS 148 também retifica os requerimentos de divulgação do SFAS 123 que requer divulgações mais proeminentes e freqüentes nas demonstrações financeiras sobre os efeitos da remuneração baseada em Ações. O guia de transição e a divulgação anual das disposições do SFAS 148 são efetivas para as demonstrações financeiras emitidas para os anos fiscais findos após 15 de dezembro de 2002. A adoção do SFAS 148 não terá impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em abril de 2003, o FASB emitiu o SFAS 149 – *Amendment of Statement 133 on Derivative Instruments and Hedging Activities* (Retificação da Declaração 133 sobre Instrumentos Derivativos e Atividades de Hedge), o qual retifica e esclarece a contabilização de instrumentos derivativos, incluindo certos instrumentos derivativos fixados em outros contratos, e atividades de *hedge* de acordo com o SFAS 133, *Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities* (Contabilização de Instrumentos Financeiros e Atividades de Hedge). O SFAS 149 esclarece as circunstâncias sobre as quais um contrato com um investimento líquido inicial possui a característica de um derivativo como o descrito no SFAS 133. Em adição, o SFAS 149 esclarece quando um derivativo contém componentes financeiros que garantam informações especiais nas demonstrações de fluxo de caixa. O SFAS 149 retifica alguns outros pronunciamentos existentes, resultando em informações mais consistentes acerca de contratos de derivativos na sua totalidade ou que contém derivativos embutidos que garantam contabilidades separadas. O SFAS 149 é efetivo para contratos firmados ou modificados depois de 30 de junho de 2003 e para relações designadas depois de 30 de junho de 2003 e será aplicado no momento apropriado. A Companhia não acredita que a adoção do SFAS 149 terá impactos materiais nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em maio de 2003, o FASB emitiu o SFAS 150 – *Accounting for Certain Financial Instruments with Characteristics of both Liabilities and Equity* (Contabilização de Certos Instrumentos Financeiros com Características de Passivo e Equivalência). O SFAS 150 modifica a contabilização para certos instrumentos financeiros que, sobre orientação prévia, poderia ser contabilizado através de equivalência pelo emissor. A Declaração requer que estes instrumentos sejam classificados como passivos nas demonstrações da posição financeira. O SFAS 150 afeta a contabilização pelo emissor de três tipos de instrumentos financeiros de posição livre, a saber:

- Ações resgatáveis obrigatoriamente, cuja Companhia emissora seja obrigada a recomprar, em troca de dinheiro ou outros ativos.
- Instrumentos, além das Ações não liquidadas, que podem ou devem ser requeridas pela recompra pelo emissor, de algumas destas Ações, em troca de dinheiro ou outros ativos. Estes instrumentos incluem Operações a Termo e Contratos de Compras Futuras.
- Obrigações que podem ser estabelecidos com Ações, o valor monetário pelo qual é fixado, exclusivamente ou predominantemente vinculada à variáveis tais como índices de mercado, ou inversamente modificado pelo valor das Ações do emissor.

O SFAS 150 não se aplica à apresentações embutidas nos instrumentos financeiros que não são derivativos na sua totalidade. Em adição à estes requerimentos para a classificação e mensuração de instrumentos financeiros dentro dos limites de seu escopo, o SFAS 150 requer divulgações sobre caminhos alternativos para determinar estes instrumentos e sobre a estrutura de capital destas entidades, cujas Ações são obrigatoriamente resgatáveis. O SFAS 150 é efetivo para instrumentos financeiros firmados ou modificados depois de 31 de maio de 2003, e caso contrário é efetivo no começo do primeiro período intermediário iniciado depois de 15 de junho de 2003. Está para ser implementado pela reportagem de efeitos cumulativos de uma mudança nos princípios contábeis sobre instrumentos financeiros criados antes da data de emissão da Declaração e ainda existentes no início do período intermediário de adoção. Reformulações não são permitidas. A Companhia atualmente está avaliando o impacto do SFAS 150 nas suas posições financeiras, resultado das operações e fluxo de caixa.

Em novembro de 2002, o FASB emitiu a *Interpretation 45 – Guarantor’s Accounting and Disclosure Requirements for Guarantees, Including Indirect Guarantees of Indebtedness of Others* (Interpretação 45 – “FIN 45” – Contabilidade do Avalista e Requerimentos de Divulgação para Garantias, Incluindo Garantias Indiretas de Compromisso e Outros). O FIN 45 requer que certas divulgações sejam feitas pelo Avalista, em suas demonstrações financeiras intermediárias e anuais, sobre suas obrigações para com certas garantias que foram emitidas por ele. Ele também requer que o Avalista reconheça, no princípio da garantia, o passivo do valor justo da obrigação contratada ao emitir a garantia. As divulgações requeridas pelo FIN 45 são efetivas para os períodos intermediários e anuais findos após 15 de dezembro de 2002. O

reconhecimento inicial e a mensuração inicial requeridas pelo FIN 45 são efetivas para garantias emitidas ou modificadas depois de 31 de dezembro de 2002. Baseado na estimativa inicial das disposições e requerimentos do FIN 45, a Companhia acredita que as implementações destas declarações não irão resultar em nenhum impacto para as demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

34. INFORMAÇÃO DOS SEGMENTOS

A CEMIG tem três segmentos informados: o segmento de energia elétrica, o segmento de gás e o segmento de telecomunicações.

O segmento de energia elétrica está relacionado principalmente na geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica.

O segmento de gás tem como principais atividades a aquisição, transporte e distribuição de gás natural.

As principais atividades do segmento de telecomunicações são a prestação de serviços de telecomunicação e desenvolvimento de atividades relacionadas através de sistemas integrados usando cabos de fibra ótica, cabo coaxial, equipamento eletrônico e outros, bem como provendo serviço de internet e TV.

As operações de todos os segmentos da CEMIG são conduzidos no estado de Minas Gerais, no Brasil. Os segmentos informados são unidades estratégicas de negócios que oferecem diferentes produtos e serviços. Cada um dos segmentos informados tem um gerente responsável. Todas as atividades entre segmentos, receitas e margem bruta, foram eliminadas. As informações financeiras de cada um dos segmentos informados da CEMIG, conforme os registros, é como segue:

	2002				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
Receita líquida de clientes externos	4.665	194	13	-	4.872
Vendas intersegmentos	-	-	4	(4)	-
Receitas líquidas	<u>4.665</u>	<u>194</u>	<u>17</u>	<u>(4)</u>	<u>4.872</u>
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	<u>536</u>	<u>31</u>	<u>(40)</u>	<u>-</u>	<u>527</u>
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(480)	5	(50)	-	(525)
Benefícios (despesas) com impostos de renda	(32)	(10)	16	-	(26)
Lucro (prejuízo) líquido	<u>37</u>	<u>25</u>	<u>(74)</u>	<u>-</u>	<u>(12)</u>
Despesas com depreciação e amortização	646	3	17	-	666
Adições ao ativo imobilizado	615	19	89	-	723

	2001				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
Receita líquida de clientes externos	4.894	112	-	-	5.006
Vendas intersegmentos	-	-	-	-	-
Receitas líquidas	<u>4.894</u>	<u>112</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>5.006</u>
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	<u>(610)</u>	<u>18</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(592)</u>
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(52)	4	-	-	(48)
Benefícios (despesas) com impostos de renda	(72)	(6)	-	-	(78)
Lucro (prejuízo) líquido	<u>(734)</u>	<u>15</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>(719)</u>
Despesas com depreciação e amortização	638	3	-	-	641
Adições ao ativo imobilizado	313	10	-	-	323

	2000				
	Eletricidade	Gas	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
Receita líquida de clientes externos	3.680	76	-	-	3.756
Vendas intersegmentos	-	-	-	-	-
Receitas líquidas	<u>3.680</u>	<u>76</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>3.756</u>
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	<u>431</u>	<u>9</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>440</u>
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(44)	2	-	-	(42)
Benefícios (despesas) com impostos de renda	(30)	(2)	-	-	(32)
Lucro (prejuízo) líquido	<u>358</u>	<u>8</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>366</u>
Despesas com depreciação e amortização	581	2	-	-	583
Adições ao ativo imobilizado	401	5	-	-	406

	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Ativos identificáveis -		
Eletricidade	14.697	13.924
Gas	130	85
Telecomunicações	367	65
Eliminações	<u>(28)</u>	<u>(12)</u>
Total dos ativos consolidados	<u><u>15.166</u></u>	<u><u>14.062</u></u>
Investimentos -		
Telecomunicações	<u>-</u>	<u>65</u>
Total consolidado	<u><u>-</u></u>	<u><u>65</u></u>

Item 19. Anexos

Os documentos abaixo encontram-se incluídos como anexos do presente relatório anual:

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social, conforme alterado, vigente desde 28 de maio de 2003.
2.1	Segunda Alteração e Consolidação do Contrato de Depósito, datado de 10 de agosto de 2001 celebrado entre nossa empresa, o Citibank N.A., como depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência à Declaração de Registro do Formulário F-6 relativo às ADSs arquivadas em 20 de agosto de 2001 (Registro N.º 333-13826).
2.2	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 (incorporado por referência ao Anexo 2.1 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
2.3	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 (incorporado por referência ao Anexo 2.2 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
2.4	Primeiro Aditamento do Contrato de Agenciamento Fiscal datado de 11 de outubro de 2001 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 (incorporado por referência ao Anexo 2.4 de nosso Relatório Anual sob o Formulário F-20 arquivado em 26 de março de 2003 (Registro N.º 1-15224).
3	Acordo, datado de 17 de junho de 2002, entre Infovias e CLIC, relativo às ações da WAY TV.
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 (incorporado por referência ao Anexo 4.1 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
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 (incorporado por referência ao Anexo 4.2 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
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 (incorporado por referência ao Anexo 4.3 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).
4.4	Contrato para a Cessão da 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 (incorporado por referência ao Anexo 4.4 de nossa Declaração de Registro do Formulário F-20 arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro N.º 1-15224).

- 4.5 Primeira Alteração do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 24 de fevereiro de 2001, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 de nosso Relatório Anual do Formulário F-20 arquivado em 26 de março de 2003 (Registro N.º 1-15224).
- 4.6 Segunda Alteração do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 14 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 de nosso Relatório Anual do Formulário F-20 arquivado em 26 de março de 2003 (Registro N.º 1-15224).
- 4.7 Terceira Alteração do Contrato para a Cessão da Conta CRC, de 24 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, relativo a valores devidos a nós pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 de nosso Relatório Anual do Formulário F-20 arquivado em 26 de março de 2003 (Registro N.º 1-15224).
- 4.8 Instrumento Particular Cobrindo a Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datado de 4 de outubro de 2001, entre a Planner Corretora de Valores S.A. e nossa empresa, relativo à primeira emissão pública de R\$625 milhões de debêntures ordinárias, dívidas em duas séries da mesma classe, sem garantia ou preferência (incorporado por referência ao Anexo 4.8 de nosso Relatório Anual do Formulário F-20 arquivado em 26 de março de 2003 (Registro N.º 1-15224).
- 4.9 Contrato de Financiamento mediante Extensão de Crédito N.º 02.2.962.3.1, datado de 7 de fevereiro de 2003, entre o BNDES e CEMIG e Terceiros Intervinentes (incorporado por referência ao Anexo 4.9 de nosso Relatório Anual do Formulário F-20 arquivado em 26 de março de 2003 (Registro N.º 1-15224).
- 12.1 Certificado do Vice Presidente Executivo de acordo com 18 U.S.C. Seção 1350, conforme editado pela Seção 906 da *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datada de 30 de junho de 2003.
- 12.2 Certificado do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores de acordo com 18 U.S.C. Seção 1350, conforme editado pela Seção 906 da *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datada de 30 de junho de 2003.

Omitimos da relação de anexos arquivados ou incorporados como referência neste relatório anual certos instrumentos e contratos relativos à nossa dívida de longo prazo, tendo em vista que nenhum deles confere garantias em um valor total superior a 10% do total de nosso ativo. Concordamos, neste ato, em fornecer à Comissão cópias de tais instrumentos ou contratos omitidos conforme solicitado por essa Comissão.

ASSINATURAS

Certificamos, por meio deste instrumento, que nossa empresa atende a todas as exigências para arquivamento contidas no Formulário 20-F e fizemos com que o presente relatório anual fosse firmado em nosso nome pelo abaixo assinado, devidamente autorizado para tanto.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Por: [assinatura] Francisco Sales Dias Horta
Francisco Sales Dias Horta
Nome: Francisco Sales Dias Horta
Cargo: Vice Presidente Executivo

Data: 30 de junho de 2003

CERTIFICADOS

Eu, Francisco Sales Dias Horta certifico que,

1. Revisei este relatório anual de acordo com o Formulário F-20 da CEMIG;
2. Salvo melhor juízo, este relatório anual não contém qualquer declaração não verdadeira de um fato relevante ou omite a declaração de qualquer fato relevante a fim de tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias sob as quais foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório anual;
3. Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais demonstrações incluídas neste relatório anual, apresentam de forma razoável, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da registrante no e para os períodos apresentados neste relatório anual;
4. O outro diretor certificado da registrante e eu somos responsáveis por estabelecer e manter os controles e procedimentos de divulgação (conforme definidos nas Exchange Acts Rules 13a-14 e 15d-14) para a registrante e:
 - a. designamos tais controles e procedimentos de divulgação para garantir que as informações relevantes relativas à registrante, inclusive suas subsidiárias controladas, sejam fornecidas a nós por outras dentre tais entidades, principalmente durante o período em que este relatório está sendo elaborado;
 - b. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação até 90 dias antes da data de registro deste relatório anual (a “Data de Avaliação”); e
 - c. apresentamos neste relatório anual nossas conclusões sobre a eficácia do controles e procedimentos de divulgação com base em nossa avaliação na Data de Avaliação.
5. O outro diretor certificado e eu divulgamos, com base em nossa recente avaliação, aos auditores da registrante e ao conselho fiscal do conselho de administração da registrante (ou pessoas que exerçam função equivalente):
 - a. todas as deficiências relevantes quanto à designação ou operação dos controles internos que poderiam prejudicar a capacidade da registrante de registrar, processar, resumir e relatar dados financeiros e identificamos para os auditores da registrante qualquer insuficiência dos controles internos; e
 - b. qualquer fraude, seja ou não relevante, que envolva a administração ou outros empregados que tenham um papel relevante nos controles internos da registrante; e
6. O outro diretor da registrante e eu indicamos neste relatório anual quer existam ou não alterações relevantes nos controles internos ou em outros fatores que poderiam afetar de forma significativa controles internos posteriores à data de nossa mais recente avaliação, inclusive qualquer medida corretiva relativa a deficiências significativas e insuficiências relevantes.

[Assinatura] Francisco Sales Dias Horta
Nome: Francisco Sales Dias Horta
Cargo: Vice Presidente Executivo

Data: 30 de junho de 2003

Eu, Flávio Decat de Moura certifico que,

1. Revisei este relatório anual de acordo com o Formulário F-20 da CEMIG;
2. Salvo melhor juízo, este relatório anual não contém qualquer declaração não verdadeira de um fato relevante ou omite a declaração de qualquer fato relevante a fim de tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias sob as quais foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto por este relatório anual;
3. Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais demonstrações incluídas neste relatório anual, apresentam de forma razoável, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da registrante no e para os períodos apresentados neste relatório anual;
4. O outro diretor certificado da registrante e eu somos responsáveis por estabelecer e manter os controles e procedimentos de divulgação (conforme definidos nas Exchange Acts Rules 13a-14 e 15d-14) para a registrante e:
 - a. designamos tais controles e procedimentos de divulgação para garantir que as informações relevantes relativas à registrante, inclusive suas subsidiárias controladas, sejam fornecidas a nós por outras dentre tais entidades, principalmente durante o período em que este relatório está sendo elaborado;
 - b. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação até 90 dias antes da data de registro deste relatório anual (a “Data de Avaliação”); e
 - c. apresentamos neste relatório anual nossas conclusões sobre a eficácia do controles e procedimentos de divulgação com base em nossa avaliação na Data de Avaliação.
5. O outro diretor certificado e eu divulgamos, com base em nossa recente avaliação, aos auditores da registrante e ao conselho fiscal do conselho de administração da registrante (ou pessoas que exerçam função equivalente):
 - a. todas as deficiências relevantes quanto à designação ou operação dos controles internos que poderiam prejudicar a capacidade da registrante de registrar, processar, resumir e relatar dados financeiros e identificamos para os auditores da registrante qualquer insuficiência dos controles internos; e
 - b. qualquer fraude, seja ou não relevante, que envolva a administração ou outros empregados que tenham um papel relevante nos controles internos da registrante; e
6. O outro diretor da registrante e eu indicamos neste relatório anual quer existam ou não alterações relevantes nos controles internos ou em outros fatores que poderiam afetar de forma significativa controles internos posteriores à data de nossa mais recente avaliação, inclusive qualquer medida corretiva relativa a deficiências significativas e insuficiências relevantes.

[Assinatura] Flávio Decat de Moura

Nome: Flávio Decat de Moura

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 30 de junho de 2003

ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS

Acesita	31
ações ordinárias	2
ações preferenciais.....	2
Acordo de Mercado	A-6
Acordo Geral do Setor Elétrico	19
ADRs	2
ADSs	2
ALCOA	40
American Depositary Receipts	2
American Depositary Shares	2
ANA	A-14
ANEEL.....	2
APEs.....	12
ASMAE.....	A-6
Banco Central.....	7
BNDES	58
Bolsa de Valores de São Paulo.....	22
Brasil	1
Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica.....	58
CBEE.....	61
CCPE.....	A-1
CCQ.....	48
CCQ.....	48
CEB	32
CEMIG	1
CGSE.....	A-3
CHESF.....	A-1
CLIC	43
CNPE.....	A-6
Código	100
CODs	46
COFINS.....	60
Comissão	1
Companhia.....	1
CONAMA	45
Conselho Monetário Nacional	99
Consumidores livres	12
Conta CCC.....	42
Conta CDE.....	A-13
Conta CRC.....	11
Contrato da Conta CRC.....	11
COPAM.....	44
COPASA	31
COS	46
CPMF	63
Custos da Parcela A.....	25
CVM.....	21
CVRD	31
DETEL/MG	78
Detentor não brasileiro	100
Detentor norte-americano.....	100
Disposições sobre Quorum Especial	96
DNAEE	8
Dólar dos Estados Unidos.....	4
Dólares.....	1
dólares dos Estados Unidos	1
EITF 92-07	51

Eletrobrás.....	33
Eletronorte.....	A-1
Eletronuclear.....	77
Eletrosul.....	A-1
Falência.....	23
FASB.....	53
FEAM.....	44
FNDCT.....	70
Forluz.....	15
Fundo RGR.....	62
Fundo UBP.....	A-13
Furnas.....	62
GAAP dos Estados Unidos.....	1
Gasmig.....	24
GCE.....	A-3
PIB.....	A-2
Governo Estadual.....	8
Governo Federal.....	7
GW.....	2
GWh.....	2
IBAMA.....	45
IBGE.....	A-2
IGP.....	17
Infovias.....	24
IOF.....	103
IPHAN.....	45
Itaipu.....	16
Junta Comercial de Minas Gerais.....	90
kW.....	2
kWh.....	2
LATIBEX.....	88
Lei de Concessões.....	13
Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.....	1
MAE.....	12
mercado comercial.....	7
mercado flutuante.....	7
MGI.....	42
Minas Gerais.....	1
MMA.....	A-14
MME.....	A-1
MRE.....	A-13
MRE.....	A-13
MVA.....	28
MW.....	2
MWh.....	2
NYSE.....	22
ONS.....	28
OTC.....	87
PASEP.....	60
PIE.....	27
Plano Cruzado.....	81
PLC.....	47
PSDB.....	74
R\$.....	1
Reais.....	1
reajuste extraordinário regulatório de tarifa.....	65
Real.....	1
Rede Básica de Transmissão.....	25
Regulamento do Anexo V.....	99
Retorno garantido.....	A-7

RFB.....	A-11
RTE	A-4
Securities Act	23
SELIC	98
SEMAD.....	45
SFAS N°. 71	51
SIESE	A-2
SISNAMA	A-14
Southern.....	8
Tarifa média	56
taxa para compra ao meio-dia.....	1
TFSEE	A-13
Tractebel.....	A-1
US\$.....	1
Usiminas.....	31
Vallourec & Mannesmann.....	31
valor do dividendo obrigatório	84
VAT.....	50
WAY TV	15

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 e Centro-Oeste do Brasil e o outro para as Regiões Norte e 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 1.200 MW.

Os abundantes recursos hídricos do Brasil são administrados por meio de reservatórios de armazenamento. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica de 258.420 MW, dos quais foram desenvolvidos apenas 28%, de acordo com o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos, ou CCPE.

A tabela abaixo apresenta a capacidade instalada de geração de energia elétrica no sistema de energia interligada do Brasil, dividida em capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de 1991 até 31 de março de 2003 em MW.

<u>Ano</u>	<u>Hidrelétrica</u>	<u>Termelétrica</u>
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	57.724	4.135
2000	59.452	6.217
2001	61.044	7.096
2002	65.735	9.214
2003 (até 31 de março de 2003)	66.147	10.119

Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS

O Brasil apresenta capacidade instalada no sistema de energia interligada de 76,3 GW, da qual aproximadamente 87% é hidrelétrica. A capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu, com 12.600 MW de capacidade detida em partes iguais por Brasil e Paraguai. O Ministério de Minas e Energia, ou MME, desenvolveu um plano de expansão de dez anos (2003/2012) nos termos do qual a capacidade instalada do Brasil deverá aumentar para aproximadamente 120 GW até 2012, da qual 17% deverá ser termelétrica e 83% hidrelétrica. Há aproximadamente 190.000 quilômetros de redes de transmissão no Brasil.

Aproximadamente 32% da capacidade de geração instalada e 50% das redes de transmissão de alta voltagem do Brasil são operados pelas Centrais Elétricas Brasileira S.A., ou Eletrobrás, empresa detida pelo governo federal do Brasil ou simplesmente Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação da política elétrica e de programas de preservação e gerenciamento ambiental. Controla quatro subsidiárias 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 a Tractebel Energia S.A., ou Tractebel, privatizada em 1998). Contudo, em consequência da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, essas empresas estatais têm modificado seus papéis, passando de concessionárias de desenvolvimento regional as companhias de geração e/ou transmissão que atuam num mercado competitivo. A Eletrobrás controla também a Eletrobrás Termonuclear S.A., ou Eletronuclear, uma sociedade constituída subseqüentemente à cisão parcial de Furnas. As redes de transmissão de alta voltagem restantes são controladas por companhias de

eletricidade estatais. A distribuição é efetuada por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais, em sua maioria privatizadas pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Oferta e Demanda de Eletricidade

Entre 1986 e 2002, o consumo de eletricidade no Brasil cresceu aproximadamente 3,5% ao ano (de 166.734 GWh para 290.530 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 4,5% ao ano (de 25,6 milhões para 51,5 milhões) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 3,7% ao ano (de 42.619 MW para 75.830 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, de 1986 a 31 de dezembro de 2002.

Ano	Consumo de Eletricidade (em GWh)	Consumo de Eletricidade (% de Crescimento)	Crescimento do PIB (%)	População (em milhões)
1986	166.734	10,60	7,5	134,7
1987	179.067	7,40	3,5	137,3
1988	187.373	4,64	(0,1)	139,8
1989	196.069	4,64	3,2	142,3
1990	204.440	4,27	(4,3)	147,6
1991	213.483	4,42	0,3	149,9
1992	217.408	1,84	(0,8)	152,2
1993	226.179	4,03	4,2	154,5
1994	231.641	2,41	6,0	156,8
1995	248.680	7,36	4,3	159,0
1996	259.322	4,27	3,6	161,2
1997	276.798	6,74	3,0	163,5
1998	248.680	3,87	0,1	165,7
1999	292.677	1,80	0,8	167,9
2000	307.529	5,07	4,4	170,1
2001	283.2578	(7,90)	1,5	172,4
2002	290.530	(2,57)	1,5	174,6

Fontes: Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica ou SIESE; Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística ou IBGE e o MME.

Entre 1986 e o final de 2002, 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 6,5 % ao ano entre 1970 e 2002. De acordo com o Relatório de Planejamento Detalhado do período 2003 - 2012 do MME, a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir 5,9% ao ano par o respectivo período de 10 anos. A tabela a seguir ilustra a composição prevista da taxa de crescimento de consumo por região:

Período	Taxa de Crescimento de Consumo (ao ano)					
	Norte Isolada⁽¹⁾	Norte Integrada	Nordeste Integrada	Sudeste/ Centro- Oeste Integrada	Sul Integrada	Média do Brasil
2001 – 2007	6,9%	7,9%	6,1%	5,0%	5,5%	6,4%
2001 – 2012	6,6%	7,1%	4,9%	4,8%	4,9%	5,8%

Fonte: Comitê Coordenador do Planejamento de Expansão do Sistema Elétrico; Planejamento de Expansão do CCPE 2003/2012

(1) A parte "isolada" da região Norte se refere à parte da Região Norte que não está conectada à rede básica.

A tabela a seguir fornece informações sobre as probabilidades de racionamento de energia nas Regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Norte e Nordeste nos próximos anos:

Região	Probabilidade de Racionamento de Energia				
	2003	2004	2005	2006	2007
Sul	0,1	1,1	1,1	1,3	1,0
Sudeste/Centro-Oeste	0,1	1,0	0,7	1,0	1,2
Norte	8,5	1,3	1,5	2,5	8,5
Nordeste	9,7	2,5	2,4	2,8	4,1

Fonte: Operador Nacional do Sistema – ONS, Planejamento de Operações para o ano de 2003.

Os números referentes a racionamento de energia pressupõem a ocorrência de acréscimos de capacidade significativa previstos no último plano de 10 anos da Eletrobrás.

Restrições e Racionamento

Em relação ao encerramento do Plano de Racionamento de Energia, em 28 de fevereiro de 2002, e à assinatura do Acordo Geral do Setor Elétrico, novas regras foram editadas para englobar os termos do acordo e permitir que o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, ou MAE, seja responsável pelas transações de energia dele decorrentes. Uma descrição histórica resumida dos eventos e impactos relacionados estão descritos abaixo.

O baixo volume de chuvas no ano de 2000 e no começo de 2001, bem como 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 15 de maio de 2001. A Medida Provisória N.º 2.147 (atualizada pela Medida Provisória N.º 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 Sudeste 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 N.º 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 foram 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 deixaram de reduzir seu consumo e consumiram acima de 200 KWh ao mês estariam 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. As medidas de racionamento de energia foram finalmente suspensas em 28 de fevereiro de 2002.

Como resultado da suspensão das medidas de racionamento, o Governo Federal, extinguiu por meio do Decreto N.º 4.261 de 6 de junho de 2002, o GCE e criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico ou CGSE, para substituir a GCE na função de coordenar as medidas de revitalização do setor elétrico e dar suporte ao Governo Federal nos assuntos referentes a essa área.

Ações do Governo Federal para Reembolso às Concessionárias de Eletricidade

Em 17 de outubro de 2001, o Governo Federal, mediante o Ato do Executivo N.º 4, aprovado pela Lei N.º 10.310 de 22 de Novembro de 2001, determinou que as concessionárias de eletricidade sejam reembolsadas pelas despesas associadas aos pagamentos de bônus a consumidores e outras despesas

relacionadas, que tenham excedido as sobretaxas. A ANEEL estabeleceu os procedimentos e prazos referentes a tais reembolsos. Após a aprovação da ANEEL, recebemos aproximadamente R\$132 milhões de reembolsos para bônus pagos a consumidores. Ademais, em 31 de dezembro de 2002, registramos R\$20 milhões como ativo circulante e R\$32 milhões como outros ativos para bônus adicionais reembolsáveis e custos relacionados ao Plano de Racionamento de Energia.

Em virtude das medidas de racionamento, as companhias de geração e distribuição de eletricidade procuraram orientação em relação à aplicabilidade do Anexo V aos seus contratos iniciais. O Anexo V de contratos iniciais foi estabelecido para proteger companhias de distribuição da redução dos volumes de vendas e limitar o encargo financeiro das companhias de geração durante períodos de racionamento e prevê uma redução do valor de energia contratada entre companhias de distribuição durante períodos de racionamento e quando da ocorrência de certos eventos. Em virtude da escassez de chuvas, algumas companhias de geração deixaram de produzir energia à taxa normal. Como consequência, essas companhias não puderam entregar a quantidade de energia contratada e foram obrigadas a comprar energia no mercado à vista do MAE, a preços significativamente mais altos do que os preços contratados.

Em 12 de dezembro de 2001, mediante a Medida Provisória N.º 14, aprovada pela Lei N.º 10.438 de 26 de Abril de 2002, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico o qual propõe solucionar questões referentes ao Plano de Racionamento de Energia, prevenindo a compensação das perdas relacionadas ao racionamento de companhias brasileiras de geração e distribuição e restaurando o equilíbrio econômico aos contratos de concessão, os quais sofreram um desequilíbrio durante o período de racionamento.

Conforme os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico, o Anexo V dos contratos iniciais foi substituído por um aumento extraordinário da tarifa aplicável a consumidores finais que compensaria tanto as companhias de geração como as companhias de distribuição pelas perdas relacionadas ao racionamento. O aumento de tarifas estará em vigor por um período médio de 72 meses, a partir de janeiro de 2002 (período de 82 meses para a Cemig). Um aumento extraordinário da tarifa, ou RTE, estabelecido pela Lei Federal 10.438, de 26 de maio de 2002, tem o objetivo de recuperar o saldo econômico e financeiro das concessionárias de energia prejudicadas por perdas de receita em decorrência do racionamento. O RTE cobre também perdas financeiras decorrentes dos custos da Parcela A, de janeiro de 2001 a outubro de 2001, assim como perdas de geradores incorridas em virtude do pagamento de custos gratuitos de energia acima da tarifa média do acordo inicial. A percentagem cobrada do RTE de consumidores residenciais (excluindo clientes de baixa renda), consumidores rurais, iluminação pública e consumidores industriais de alta tensão, cujos custos relacionados a energia elétrica representam, pelo menos, 18% do custo médio de produção e atende a tais outros critérios, foi de 2,9% e a percentagem do RTE cobrada de todos os consumidores foi de 7%, produzindo um aumento médio ponderado de 5,87%.

Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos de tarifa pudessem contribuir para uma inflação geral no Brasil, decidiu adiar para 2004 um aumento de tarifa a qual temos direito nos termos de deliberações da ANEEL. Esse aumento de tarifa deveria estar em vigor em abril 2003 e tinha o objetivo de reembolsar certos custos incontornáveis que são referidos como custos da Parcela A.

Ademais, uma parte dos recursos da transação do MAE a qual temos direito de acordo com o Acordo Geral do Setor Elétrico está retida por outras concessionárias, na pendência do resultado final do processo que instauramos contra a ANEEL e o MAE. Vide “Item 8. Informações Financeiras – Procedimentos Legais – Aumentos de Tarifas e Questões Regulatórias”.

O Acordo Geral do Setor Elétrico estabelece também que o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, tornará disponíveis empréstimos relativos a 90% dos montantes recuperáveis conforme o aumento de tarifa já concedidos. Os empréstimos serão amortizados durante o período de cobrança do aumento da tarifa. Em 3 de fevereiro de 2003, celebramos um contrato de empréstimo com o BNDES no valor principal de U\$396.7 milhões de acordo com o qual contraímos um empréstimo no valor de R\$335 milhões. Vide “Item 10. “Informações Adicionais – Contratos Relevantes”.

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, além de aumentar o papel de empresas privadas (inclusive investidores estrangeiros) na geração e distribuição de eletricidade e promovendo a concorrência no setor. Esses acontecimentos acarretaram profundas mudanças no cenário normativo e concorrencial em que operamos. Não é possível prever o impacto global que essas alterações terão sobre nossa empresa e resultado operacional uma vez que algumas mudanças ainda não foram anunciadas pelo Governo Federal em relação à política do setor elétrico.

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 controladas pelo governo foram privatizadas em um esforço para promover eficiência e concorrência no setor.

Como parte da tentativa do Governo Federal de promover investimentos privados, incentivar a eficiência, reduzir seu papel no setor elétrico brasileiro e aumentar o nível de concorrência no setor, um novo sistema regulatório foi desenvolvido. Os objetivos de tal 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.

A nova administração do Governo Federal declarou aos meios de comunicação que planeja interromper o processo de privatização usando os geradores que estão sob seu controle para promover a expansão do setor elétrico junto com o setor privado. Além disso, de acordo com versões preliminares da estrutura regulatória revisada, os geradores serão estimulados a investirem em nova capacidade mediante contratos de longo prazo a serem assinados com distribuidores e a preços a serem determinados em leilões públicos. As garantias serão prestadas a fim de garantir o risco do crédito de distribuidores.

Agências Reguladoras

Antes de 1997, 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 em licitações e contratos para concessões de geração, transmissão e distribuição de eletricidade; (ii) determinar métodos de revisão de tarifas e fixação de tarifas; (iii) supervisionar e fiscalizar as atividades de concessionárias de eletricidade; (iv) editar regulamentos para o setor elétrico de acordo com as políticas e diretrizes estabelecidas pelo Governo Federal; (v) planejar, coordenar e desenvolver estudos sobre recursos hídricos; (vi) solucionar disputas administrativas entre agentes do setor de energia; (vii) editar regulamentos de defesa da concorrência e monitorar o cumprimento de leis de defesa da concorrência; e (viii) impor multas em decorrência da violação de lei e quebra de contrato. Contudo, a nova administração do Governo Federal declarou aos meios de comunicação que o papel da ANEEL será

reduzido para supervisão e regulamentação do setor elétrico enquanto o poder executivo, através do MME, será responsável pelo estabelecimento de políticas do setor elétrico e determinação de concessões.

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 um 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 instituição 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 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 N.º 290 o qual 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 de operações de geração, organização do uso de sistema de eletricidade interligado nacional e interligações internacionais, garantia de acesso de 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.

Devido a problemas na administração da ASMAE em razão de litígios referentes à instituição de procedimentos para prestação de contas e liquidação de operações sendo conduzidas no mercado, a ANEEL, através da Resolução N.º 162 de 20 de abril de 2001, estipulou que as funções da ASMAE exigem autorização e supervisão da ANEEL. Além disso, a ANEEL mudou a estrutura da ASMAE em relação ao seu Comitê Executivo. Esta foi a primeira intervenção da ANEEL no mercado.

As medidas estabelecidas pelo GCE, antes de ser extinto e substituído pelo CGSE, incluíram o início de um processo de revitalização para o setor de energia. Seguindo o início deste processo, o Governo Federal emitiu uma Medida Provisória N.º 29 de fevereiro de 2002, autorizando a criação de um novo MAE para substituir a ASMAE como administrador do mercado. Esse novo MAE foi criado na forma de uma entidade privada para atuar sob a autorização e supervisão da ANEEL. Esse novo mercado, ao contrário do anterior, não será mais auto-regulamentado, uma vez que suas convenções, normas e procedimentos serão regulamentados pela ANEEL.

A implementação do novo MAE começou em 1º de março de 2002, através da Resolução N.º 103 da ANEEL, que autorizou o estabelecimento do novo MAE e da Resolução N.º 102, que aprovou a convenção do novo MAE, mas manteve os direitos e obrigações acumuladas pelas operações realizadas sob as normas do antigo mercado (Acordo de Mercado e Resolução 290 da ANEEL de agosto de 2000).

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 circunstâncias 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 diz respeito 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:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA} + \text{VPB} (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

Onde:

- IRT é o índice de ajuste de tarifa;
- VPA representa os custos da Parcela A, que são 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 RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso Nacional que prevê a compensação de companhias de eletricidade para certos ativos usados em relação às suas concessões se suas concessões forem revogadas), etc.;
- VPB representa os custos controlados da companhia, como o custo de empregados, materiais, serviços e outros;

- 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, um índice similar ao índice de preços do varejo,
- X é um fator utilizado para mensurar a produtividade da concessionária. Dependendo do desempenho da Concessionária, este fator poderá aumentar ou diminuir o IVI. O primeiro cálculo desse fator ocorreu em abril de 2003 e é calculado a cada cinco anos; e
- RA é a receita anual da companhia.

Com início em dezembro de 1993, 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 tarifa de 9,75% das vendas a distribuidores e consumidores finais. Durante os exercícios de 1998, 1999, 2000, 2001, 2002 e até esta data em 2003 nossa empresa recebeu aumentos médios de 4,54%; 20,73%; 11,83%, 16,49%, 10,51% e 31,53%, respectivamente. Em dezembro de 2001, nossa empresa recebeu um aumento médio de tarifa de 5,87%, que será aplicado até outubro de 2008 para nosso reembolso das perdas relacionadas ao racionamento.

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 iniciais (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; e (iv) outros encargos do sistema de transmissão e distribuição.

Cada contrato de concessão de companhias de distribuição também prevê reajuste anual de tarifas com base em certos encargos regulatórios, e outros custos tais como aqueles relacionados a eletricidade adquirida para revenda, utilização de recursos hidrelétricos e de transmissão. Além dos reajustes ordinários, os contratos de concessão prevêem ajustes extraordinários que também poderão ser realizados se as concessionárias sofrerem custos relevantes não previstos no momento da celebração do contrato.

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 são estabelecidas pela ANEEL e revistas anualmente, levando-se em consideração as receitas que são permitidas a concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Proprietários de diferentes segmentos da rede básica de transmissão 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, assinaram contratos com o ONS que conferirá direito aos mesmos de utilizar a rede básica de transmissão em contrapartida ao pagamento de tarifas publicadas. Os demais segmentos da rede de transmissão, que não integrem a rede básica de transmissão, 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 N.º 167, 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 básica de transmissão inclui todas as linhas de transmissão com voltagem igual ou superior a 230 kV. 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 de transmissão a ser aplicada a contratos iniciais entre o ONS e as distribuidoras. A ANEEL aumentou essa tarifa para R\$3.612,19/MW e R\$4.774,74/MW em junho de 2001 e 2002, respectivamente. Em junho de 2000, a 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 essa energia. A ANEEL aumentou essa tarifa para R\$1.955,38/MW e R\$2.110,81/MW em junho de 2001 e 2002, respectivamente.

As tarifas que as concessionárias de energia pagam pela aquisição de eletricidade gerada por Itaipu foram estabelecidas de acordo com tratado celebrado entre o Brasil e o Paraguai e são denominadas em dólares dos Estados Unidos. Em consequência, 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 para as companhias de distribuição, uma vez que a tarifa dessas vendas é igual à tarifa paga pela concessionária mais impostos de venda.

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 julho 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 do sul/sudeste/centro-oeste ou 35% do mercado do 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 cativos (denominado limite de auto-negociação).

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.

O limite de auto-negociação não se aplica (i) à energia contratada nos termos de contratos iniciais, (ii) à energia produzida por usinas hidrelétricas de pequeno porte, recursos alternativos e instalações de co-geração e (iii) às concessionárias de distribuição com um mercado que não exceda 300 GWh/ano. Além disso, em relação ao cálculo dos valores de energia para os fins do limite de auto-negociação, a energia produzida pelas seguintes entidades não deverá ser considerada até 2012: (i) usinas termelétricas que iniciaram operações em 2001 ou 2002; e (ii) usinas hidrelétricas que foram autorizadas pela ANEEL a iniciar a produção após 31 de dezembro de 2002, mas iniciaram suas operações em 2001 ou 2002. Ademais, em relação ao cálculos dos valores de energia para os fins do limite de auto-negociação, a energia produzida por usinas termelétricas que estão incluídas no Programa Prioritário de Energia que iniciarem operações antes de 31 de dezembro de 2004 não serão consideradas até 2014.

Em maio de 1998, o MAE foi criado como o único mercado de energia de acordo com o Acordo de Mercado, que se tornou, posteriormente, o administrador do 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 iniciais 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.

De 2003 a 2005, o volume de eletricidade permitida para ser comprada e vendida de acordo com os contratos iniciais será reduzida até 25% ao ano. A energia não regulamentada será comprada e vendida por meio de concessionárias de distribuição mediante leilões públicos, de acordo com a Lei Federal N.º 10.438, de 26 de abril de 2002, Lei Federal N.º 10.604, de 17 de dezembro de 2002, e Decreto N.º 4.562, de 31 de dezembro de 2002. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida mediante leilão público poderá ser comprada ou vendida mediante contratos de compra de energia com prazos inferiores a 6 meses. A energia não regulamentada que não for comprada ou vendida por meio de leilão público ou contratos de compra de energia com prazos limitados poderá ser comprada no MAE. Durante esse período, o volume total de energia comprada ou vendida de acordo com leilão público ou contrato de compra de energia com prazo limitado não poderá ser superior a 5% do mercado de energia elétrica de concessionárias de serviço público em qualquer mês.

A fim de evitar expor os consumidores finais à volatilidade dos preços de mercado, a legislação da ANEEL prevê que distribuidoras deverão possuir 95% da energia contratada a consumidores finais garantida pela energia de outras usinas próprias ou de contratos de compra de energia. Além disso, 85% da energia garantida por contratos de compra de energia deverão ser garantidos por contratos de compra de energia com prazos não inferiores a dois anos.

O MAE é responsável pelo registro de qualquer contrato de compra celebrado entre agentes que participam do MAE. Qualquer diferença entre o volume de energia contratada registrado no MAE e a energia efetivamente comprada ou vendida representará o preço à vista do MAE. O preço à vista do MAE é definido, de acordo com as normas do MAE aprovadas pela ANEEL, mediante uma metodologia de preço que considera diversos fatores, inclusive restrições de transmissão e fatores de perda. Por terem seus contratos de compra de longo prazo registrados no MAE, cada distribuidora garante que as compras de energia elétrica necessária para cumprir suas obrigações serão realizadas a preço fixo, evitando, dessa forma, a volatilidade do mercado (exceto em relação a quaisquer diferenças entre o volume de energia registrada e a energia efetivamente comprada ou vendida).

Até dezembro de 2002, as regras do MAE não se aplicavam à eletricidade gerada por Itaipu. A eletricidade gerada por Itaipu foi comprada mediante contratos específicos celebrados entre concessionárias que operam nas Regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste do Brasil, e Furnas ou Eletrosul. Desde janeiro de 2003, de acordo com o Decreto N.º 4.500 de 27 de dezembro de 2002, a Eletrobrás tornou-se o Agente Comercializador de Itaipu. O compromisso de comprar e revender a eletricidade de Itaipu para concessionárias de distribuição anteriormente detidas por Furnas e Eletrosul foi transferido para a Eletrobrás. A fim de acomodar as regras do MAE, Itaipu será considerada uma participante do MRE, e Eletrobrás, como agente comercializador de Itaipu, será a entidade responsável pela conta das transações do MAE que resultarem do MRE.

A implementação do modelo criado pelo Governo Federal anterior 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 encontrava-se em processo de desregulamentação progressivo e o conceito de “consumidor livre” (o equivalente ao “cliente livre” da CEMIG) foi introduzido, que atualmente consiste nos consumidores que: (i) possuem potência mínima de 3 MW, fornecida a uma voltagem igual ou superior a 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 geradora). O termo “Consumidores livres” é assim designado uma vez que eles não ficam restritos a somente adquirir energia de concessionárias de serviços públicos, podendo, porém, também optar por adquirir a energia de um PIE ou de quaisquer outros agentes de mercado.

Atualmente, é possível realizar a comercialização direta entre PIEs e consumidores livres, qualquer que seja sua localização no sistema interligado de energia elétrica.

A fim de incentivar a participação de companhias privadas no setor elétrico, as companhias de geração e distribuição poderão, agindo como corretores ou comerciantes, vender energia diretamente a consumidores finais.

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 uma 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 e 30 anos para novas concessões de transmissão e distribuição.

A Legislação do Setor Elétrico tratou da questão da renovação 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 N.º 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, ou RFB. Esse RFB 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 valor pago ao Governo Federal como contraprestação pelo recebimento da concessão e no caso de licitações para projetos de distribuição ou transmissão, a determinação da ANEEL tem com base, via de regra, as tarifas de transmissão ou distribuição mais baixas.

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 autorizados do mercado livre” de energia, a importação e exportação de energia e a negociação de energia excedente pelos auto-produtores de energia, ou APÊs, estão sujeitas 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 Auto-produtor de Energia (APE) 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 Auto-produtor de Energia. Procedimentos simplificados aplicam-se a todos os demais casos, inclusive, usinas termelétricas.

Desde 1995, o controle de distribuidoras e geradoras anteriormente detidas pelo Governo Federal por intermédio da Eletrobrás e de distribuidoras estaduais 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 de transmissão.

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 69 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 N.º 1.717/95 em 24 de novembro de 1995. De acordo com o Decreto N.º 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. Entretanto, acreditamos que a atual administração do Governo Federal, eleita em outubro de 2002, pode tomar medidas que alterem ou revertam a tendência de privatização em favor de um papel governamental mais significativo no planejamento, regulamentação e operação do setor elétrico. Especialmente o Governo Federal indicou que pretende mudar certos aspectos da estrutura regulatória do setor elétrico para fortalecer o papel do Governo Federal em relação à implementação de iniciativas reguladoras e

supervisão do setor. Embora não tenha sido feito qualquer anúncio, esperamos que um anúncio relativo a essas mudanças poderá ser feito no segundo semestre de 2003. Essas mudanças e outras alterações regulatórias poderão prejudicar nossa situação financeira, fluxos de caixa e perspectivas comerciais.

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 o Fundo RGR, um fundo de reserva destinado a prover recursos a essa indenização. 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 nota explicativa 17(a) de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Nos últimos anos, virtualmente nenhuma concessão, desde que o respectivo contrato de concessão tenha sido celebrado, 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 em 2010, o que resultaria em diminuição da tarifa para os consumidores.

O Governo Federal impôs quota aos PIEs similar à quota cobrada das companhias de geração do setor público no que respeita ao fundo RGR. Os PIEs estão obrigados a fazer contribuição ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP, por cinco anos a contar da data em que recebam suas concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos subseqüentes ao Fundo UBP serão agora efetuados diretamente ao Governo Federal.

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, o Governo Federal 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 termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998. As usinas termelétricas construídas após essa data não terão direito a subsídios da Conta CCC. A proteção de riscos hidrológicos para usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente está atualmente sendo fornecida por meio de Mecanismo de Realocação de Energia, ou MRE. O MRE assegurará que, sob condições operacionais normais, as usinas hidrelétricas receberão a receita associada à sua energia garantida mediante alocação de geração das que possuem superávit àquelas deficitárias.

Em abril de 2002, o Governo Federal criou a Conta de Desenvolvimento Energético, ou conta CDE. A Conta CDE foi criada para melhorar o desenvolvimento das concessionárias de eletricidade nos estados e promover fontes alternativas de energia. Os recursos da Conta CDE decorrem de (i) Uso de Bem Público, (ii) multas impostas pela ANEEL; e (iii) uma porcentagem do pagamento anual devido por agentes que negociam com consumidores finais. Entre outras coisas, os recursos da Conta CDE são utilizados para cobrir a cota de uso de combustível em certas usinas termelétricas. A Eletrobrás administra a Conta CDE, que terá a duração de 25 anos.

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.

A ANEEL também cobra uma taxa de agentes e concessionárias que prestam serviços de energia elétrica. Essa taxa é denominada Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica, ou TFSEE. A TFSEE foi criada de acordo com a Lei Federal N.º 9.427, datada de 26 de dezembro de 1996, e é equivalente a 0,5% do benefício econômico anual realizado pelo agente ou concessionária. A

determinação do “benefício econômico” tem como base a capacidade instalada de concessionárias de geração e transmissão autorizadas ou faturamentos anuais das concessionárias de distribuição.

Regulamentos Ambientais

Questões ambientais podem impactar de forma significativa as operações da nossa empresa. Por exemplo, grandes usinas de energia hidrelétrica podem causar o alagamento de extensões consideráveis e o conseqüente reassentamento de uma população numerosa. A Constituição Brasileira confere tanto aos federal, estaduais e municipais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e editar regulamentação ao amparo dessas leis. A par da regulamentação ambiental promulgada pelo Governo Federal, os governos estaduais podem promulgar regulamentação ambiental ainda mais severa.

O Sistema Nacional do Meio Ambiente, ou SISNAMA, foi criado com o intuito de proteger o meio ambiente brasileiro. O SISNAMA consiste de: um órgão administrativo (Conselho Governamental); um órgão de consultoria e decisório, o Conselho Nacional de Meio Ambiente, ou CONAMA; um órgão central, o Ministério do Meio Ambiente, ou MMA; um órgão executivo, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA; e vários órgãos setoriais e locais. Os órgãos que merecem atenção especial são o CONAMA e o IBAMA. O CONAMA viabiliza estudos e dá assistência e aconselha o Conselho Governamental nas ordens oficiais da política governamental para recursos ambientais e naturais, e a deliberação, dentro do escopo das suas atribuições, normas e regulamentações aplicáveis ao meio ambiente brasileiro. O IBAMA cuida de fazer cumprir a Política Ambiental Nacional e inspeciona, preserva e dá suporte ao uso dos recursos naturais.

A Lei N.º 6.938/81, datada de 31 de agosto de 1981, é denominada Lei de Política Ambiental e regulamenta a responsabilidade civil por danos causados ao ambiente. Essa responsabilidade tem uma natureza objetiva e, além de ser severa, também expande a lista de partes responsáveis, adotando o princípio de responsabilidade solidária. Não obstante à natureza da transgressão, a demonstração da relação causa-efeito entre o dano causado e a ação ou falta dela é suficiente para criar uma obrigação, pela parte responsável pela contaminação, de reparar o dano ambiental. Mais além, estar em conformidade com as licenças ambientais não exclui responsabilidades ambientais.

Atividades que causem danos ao ambiente poderão também incorrer em multas penais e administrativas, previstas na Lei N.º 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 (Lei de Crimes Ambientais). Os efeitos do Ato de Crimes Ambientais se aplicam a qualquer pessoa, seja pessoa física ou jurídica, que, por quaisquer meios contribuam para danos causados ao meio ambiente, na importância da sua falta. Em 1999, o Decreto N.º 3.179 foi promulgado, estabelecendo multas administrativas aplicáveis por conduta ou atividades que causem danos ao meio ambiente e as regulamentações regidas pelo Ato de Crimes Ambientais. O Decreto institui multas de até R\$50 milhões e permite a interrupção das operações.

Em relação aos recursos hídricos, a Lei N.º 9.433, de 8 de janeiro de 1997, criou a Política Nacional de Recursos Hídricos, que foi organizada considerando-se as bacias hidrográficas do Brasil. A Política Nacional de Recursos Hídricos é implementada pelas agências governamentais e não-governamentais e classifica água como um bem de domínio público. Por essa razão, o uso da água não poderá ser apropriada por qualquer pessoa, pessoa física ou jurídica, nem significa a exclusão absoluta de todos os usuários potenciais. Além disso, as autoridades públicas deverão fornecer justificativa para a concessão de direitos de uso da água.

O direito de uso da água federal é concedido pela Agência Nacional de Águas, ou ANA, criada pela Lei N.º 9.984, de 17 de julho de 2000 e regulamentada pelo Decreto N.º 3.692, de 19 de dezembro de 2000, em colaboração com a ANEEL. Além de conceder esses direitos, a ANA também regulamenta e supervisiona o uso dos recursos hídricos federais e implementa a cobrança de taxas pela utilização da água, de acordo com uma razão de 0.75% do valor da energia gerada. A permissão para uso dos recursos hídrico não federal deverá ser obtida da respectiva agência ambiental/hídrica estadual.

Para a construção de uma usina de energia hidrelétrica, as companhias de eletricidade brasileiras devem cumprir com várias medidas de proteção do meio ambiente. Primeiramente, deve ser elaborado um estudo de avaliação do impacto ambiental realizado por peritos externos, os quais devem fazer recomendações de como minimizar o impacto da usina ao meio ambiente. O estudo, em conjunto com um relatório especial de avaliação do impacto ambiental do projeto preparado pela companhia, é então submetido às autoridades governamentais estaduais ou federais para análise e aprovação. O projeto passa

por um processo de licenciamento de três estágios, que incluem uma licença provisória que indica a viabilidade do projeto, uma licença de instalação para iniciar a construção e uma licença de funcionamento para operação da usina. As licenças ambientais deverão também ser obtidas para a expansão da usina ou instalação de novo equipamento. De acordo com a Resolução do CONAMA N.º 279, de 27 de junho de 2001, um processo simplificado de licença poderá ser usado para empreendimentos que não sejam considerados como de grande impacto ambiental. Além das usinas hidrelétricas, esse procedimento simplificado é também aplicável a usinas termelétricas, linhas de transmissão e instalações semelhantes, assim como empreendimentos de energia alternativa.

As instalações consideradas como representando um impacto considerável ao meio ambiente estão obrigadas pela lei a alocarem um mínimo de 0,5% do total de seus custos de investimento na criação de áreas de preservação ambiental.

Conforme o Código Florestal Brasileiro, o terreno circundante de reservatórios de água, sejam eles naturais ou artificiais, são consideradas áreas de preservação permanente, o que representa restrição de uso.

As alterações ao Código Florestal Brasileiro (Lei N.º 4.771, de 15 de setembro de 1965) introduzidas pela Medida Provisória N.º 2.166-67, datada de 24 de agosto de 2001, estabeleceu que o operador de um reservatório está obrigado a adquirir tais áreas circundantes. Essa exigência poderá impactar a viabilidade econômica de novos empreendimentos hidrelétricos, mas ainda não foi regulamentada.

A Política Florestal do Estado de Minas Gerais (Lei N.º 14.309, de 19 de junho de 2002) não obriga ao operador adquirir o terreno circundante ao reservatório, mas, por outro lado, exige identificação dos proprietários para a restrição do uso do terreno causado pelo reservatório. Atualmente, nenhuma de tais leis foi aplicada em virtude da pendência de regulamentação.

Essas regras, quando aplicáveis, exigirão custos adicionais à instalação de novas usinas hidrelétricas.

Qualquer pessoa jurídica envolvida em atividades que causem efeitos poluentes, ou o potencial de efeitos poluentes, ou que envolvam produtos que são considerados perigosos ao meio ambiente deverão cadastrar-se no IBAMA. O registro no IBAMA envolve pagamentos trimestrais da Taxa de Controle e Fiscalização Ambiental – TCFA, no valor de aproximadamente R\$10.000 ao ano.

**COMPANHIA ENERGÉTICA DE
MINAS GERAIS - CEMIG**

ESTATUTO SOCIAL

CAPÍTULO I

Da denominação, constituição, objeto, sede e duração da Companhia

Art. 1º - A Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, constituída em 22 de maio de 1952, como sociedade por ações, de economia mista, será regida por este Estatuto e pela legislação aplicável, e destina-se a construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos; a desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; a prestar serviços de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e a exercer atividades direta ou reflexamente relacionadas ao seu objetivo social.

Parágrafo único – As atividades previstas neste artigo poderão ser exercidas diretamente pela CEMIG ou por intermédio de sociedades por ela constituídas, ou de que venha a participar, majoritária ou minoritariamente, mediante deliberação do Conselho de Administração, nos termos das Leis Estaduais de nºs 828, de 14 de dezembro de 1951, 8.655, de 18 de setembro de 1984 e 12.653, de 23 de outubro de 1997, e prévia autorização da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Art. 2º - A Companhia terá sua sede e administração na cidade de Belo Horizonte, Capital do Estado de Minas Gerais, Brasil, podendo abrir escritórios, representações e quaisquer outros estabelecimentos no País e no exterior, mediante autorização da Diretoria Executiva.

Art. 3º - O prazo de duração da Companhia é indeterminado.

CAPÍTULO II

Do capital e das ações

Art. 4º – O capital da Sociedade é de R\$1.621.538.190,25 (um bilhão, seiscentos e vinte e um milhões, quinhentos e trinta e oito mil, cento e noventa reais e vinte e cinco centavos), representado por:

a) 70.874.167.923 (setenta bilhões, oitocentos e setenta e quatro milhões, cento e sessenta e sete mil, novecentas e vinte e três) ações ordinárias, nominativas, do valor nominal de R\$0,01 cada uma;

b) 91.279.651.102 (noventa e um bilhões, duzentos e setenta e nove milhões, seiscentos e cinquenta e um mil, cento e duas) ações preferenciais, nominativas, do valor do nominal de R\$0,01 cada uma.

Parágrafo único - O direito de voto será reservado, exclusivamente, às ações ordinárias e cada ação terá direito a um voto nas deliberações da Assembléia.

Art. 5º - As ações preferenciais gozarão de preferência na hipótese de reembolso de ações e terão um dividendo mínimo anual igual ao maior dos seguintes valores:

- a) 10% (dez por cento) calculado sobre seu valor nominal;
- b) 3% (três por cento) do valor do patrimônio líquido das ações.

Art. 6º - As ações ordinárias e preferenciais concorrerão em iguais condições na distribuição de bonificações.

Parágrafo único - A capitalização da correção monetária do capital social dependerá da decisão da Assembléia Geral, mas será sempre obrigatória quando alcançado o limite determinado no artigo 297 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

Art. 7º - Nos exercícios em que a Companhia não obtiver lucros suficientes para pagar dividendos a seus acionistas, o Estado de Minas Gerais assegurará às ações do capital da Companhia, de propriedade de particular, um dividendo mínimo de 6% (seis por cento) ao ano, nos termos do artigo 9º da Lei Estadual nº 828, de 14 de dezembro de 1951, e do artigo 1º da Lei Estadual nº 8.796, de 29 de abril de 1985.

Art. 8º - O capital subscrito pelo Estado de Minas Gerais, que terá, sempre e obrigatoriamente, a maioria das ações com direito a voto, será realizado de acordo com o disposto na legislação em vigor. O

capital subscrito por outras pessoas naturais ou jurídicas será realizado conforme for estabelecido pela Assembléia Geral que deliberar sobre o assunto.

§ 1º - Para atender a deliberação das Assembléias Gerais, poderá a Diretoria suspender, obedecidas as regras da legislação vigente, os serviços de transferências e averbações.

§ 2º - Os acionistas terão direito de preferência na subscrição de aumentos de capital e na emissão de valores mobiliários da Companhia, na forma da legislação aplicável. Não será concedido o direito de preferência, no entanto, quando o aumento do capital social for integralizado com recursos de incentivos fiscais, obedecido o disposto no parágrafo único do artigo 172 da Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

CAPÍTULO III

Da Assembléia Geral

Art. 9º - A Assembléia Geral dos acionistas reunir-se-á, ordinariamente, dentro dos 4 (quatro) primeiros meses do ano, para os fins previstos em lei e, extraordinariamente, sempre que necessário, e será convocada com antecedência mínima de 15 (quinze) dias, observadas em sua convocação, instalação e deliberações as prescrições legais pertinentes.

Parágrafo único – O acionista poderá ser representado nas Assembléias Gerais na forma prevista no art. 126 da Lei nº 6.404, e alterações posteriores, exibindo, no ato, ou depositando previamente na sede social da Companhia, o comprovante de titularidade das ações expedido pela instituição financeira depositária acompanhado do documento de identidade e procuração com poderes especiais.

Art. 10 - A Assembléia Geral, ordinária ou extraordinária, será presidida por um acionista eleito pela Assembléia Geral, dentre os presentes, que escolherá um ou mais secretários.

CAPÍTULO IV

Da administração da Companhia

Art. 11 - A administração da Companhia será exercida por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva.

Seção I

Do Conselho de Administração

Art. 12 - O Conselho de Administração da Companhia será composto de 14 (quatorze) membros efetivos e igual número de suplentes, dentre os quais um será o seu Presidente e outro, o Vice-Presidente, eleitos e destituíveis a qualquer tempo pela Assembléia Geral, para um mandato de 3 (três) anos, podendo ser reeleitos.

§ 1º - Os Conselheiros suplentes substituirão os respectivos titulares em suas eventuais ausências e impedimentos e, no caso de vacância, até que se proceda à respectiva substituição.

§ 2º - O montante global ou individual da remuneração do Conselho de Administração será fixado pela Assembléia Geral que os elegeu em conformidade com a legislação vigente.

§ 3º - Fica assegurado aos acionistas minoritários titulares de ações ordinárias e aos acionistas titulares de ações preferenciais o direito de elegerem, em votação em separado, 1 (um) membro do Conselho de Administração, respectivamente, na forma da lei.

Art. 13 - Em caso de vaga no Conselho de Administração, a primeira Assembléia Geral Extraordinária procederá à eleição de novo membro, para o período que restava ao antigo Conselheiro.

Parágrafo único - Na hipótese prevista neste artigo, cabe à minoria eleger o novo membro do Conselho de Administração se o antigo houver sido por ela eleito.

Art. 14 - O Conselho de Administração reunir-se-á, ordinariamente, a cada 2 (dois) meses e, extraordinariamente, por convocação de seu Presidente, de seu Vice-Presidente, de um terço de seus membros ou quando solicitado pela Diretoria Executiva e deliberará, validamente, com a presença da maioria de seus membros.

§ 1º - As reuniões do Conselho de Administração serão convocadas por seu Presidente ou seu Vice-Presidente, mediante aviso escrito enviado com antecedência de 5 (cinco) dias, contendo a pauta de matérias a tratar. Em caráter de urgência, as reuniões do Conselho de Administração poderão ser convocadas por seu Presidente sem a observância do prazo acima mencionado, desde que inequivocamente cientes os demais integrantes do Conselho.

§ 2º - As deliberações do Conselho de Administração serão tomadas pela maioria de votos dos Conselheiros presentes, cabendo ao Presidente, em caso de empate, o voto de qualidade.

Art. 15 - Compete ao Presidente do Conselho de Administração conceder licença aos seus membros, competindo aos demais membros conceder licença ao Presidente.

Art. 16 - 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.

Art. 17 - Caberá ao Conselho de Administração:

- a) fixar a orientação geral dos negócios da Companhia;
- b) eleger e destituir os Diretores da Companhia, observado o presente Estatuto;
- c) deliberar, previamente à sua celebração, sobre os contratos entre a Companhia e qualquer de seus acionistas ou empresas que sejam controladoras destes, sejam por eles controladas ou estejam sob seu controle comum;
- d) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre a alienação ou a constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valor individual igual ou superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);
- e) deliberar, por proposta da Diretoria Executiva, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados pela Companhia, de valor igual ou superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), ressalvado o disposto na alínea “g” do § 4º do artigo 21 abaixo;
- f) convocar a Assembléia Geral;
- g) fiscalizar a gestão da Diretoria Executiva, podendo examinar, a qualquer tempo, os livros e papéis da Companhia, bem como solicitar informações sobre os contratos celebrados ou em via de celebração, e sobre quaisquer outros fatos ou atos administrativos que julgar de seu interesse;
- h) manifestar-se previamente sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria Executiva da Companhia;
- i) escolher anualmente e destituir os auditores independentes da Companhia, entre empresas de renome internacional autorizadas pela Comissão de Valores Mobiliários a auditar companhias abertas.
- j) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa e inexigibilidade de licitação e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);
- l) autorizar, mediante proposta da Diretoria Executiva, a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor igual ou superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais).

Seção II

Da Diretoria

Art. 18 - A Diretoria Executiva será constituída de 7 (sete) Diretores, acionistas ou não, eleitos pelo Conselho de Administração, composta de: um Diretor-Presidente; um Diretor Vice-Presidente; um Diretor de Distribuição e Comercialização; um Diretor de Finanças, Participações e de Relações com

Investidores; um Diretor de Geração e Transmissão; um Diretor de Gestão Empresarial; e, um Diretor de Planejamento, Projetos e Construções.

§ 1º - O mandato dos Diretores será de 3 (três) anos, sendo permitida a reeleição. Os Diretores permanecerão em seus cargos até que seus sucessores, devidamente eleitos, sejam empossados.

§ 2º - O montante global ou individual da remuneração da Diretoria será fixado pela Assembléia Geral, de acordo com a legislação vigente.

Art. 19 – Em caso de ausência, licença, impedimento, renúncia ou vaga do Diretor-Presidente, o cargo será exercido pelo Diretor Vice-Presidente, pelo período que durar a ausência, licença ou impedimento, e, nos casos de vaga ou renúncia, até o provimento do cargo pelo Conselho de Administração.

§ 1º - Ocorrendo vaga, renúncia, licença ou impedimento temporário de qualquer dos demais membros da Diretoria Executiva, poderá ela, reunida em colegiado, mediante a aprovação da maioria de seus membros, atribuir a outro Diretor também o exercício das funções respectivas, até que o cargo seja provido pelo Conselho de Administração, ou enquanto durar a licença ou o impedimento, conforme o caso.

§ 2º - O Diretor-Presidente ou o membro da Diretoria Executiva eleito na forma deste artigo exercerá o cargo pelo tempo de mandato que restava ao Diretor substituído.

Art. 20 - A Diretoria Executiva reunir-se-á, ordinariamente, pelo menos 2 (duas) vezes por mês e, extraordinariamente, sempre que convocada pelo Diretor-Presidente ou por 2 (dois) Diretores, mediante aviso com antecedência mínima de 2 (dois) dias, o qual, entretanto, será dispensado no caso de estarem presentes todos os Diretores. As deliberações da Diretoria Executiva serão adotadas pelo voto da maioria de seus membros, cabendo ao Diretor-Presidente o voto de qualidade, em caso de empate.

Art. 21 – Compete à Diretoria Executiva a gestão corrente dos negócios da Empresa, obedecidos o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual elaborados e aprovados de acordo com este Estatuto Social.

§ 1º - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia conterà os planos e as projeções para o prazo de 5 (cinco) exercícios financeiros, devendo ser atualizado, no máximo, a cada ano, e abordará em detalhe, entre outros:

a) as atividades e estratégias da Companhia, incluindo qualquer projeto para construção ou expansão de geração, transmissão e distribuição;

b) os novos investimentos e oportunidades de negócios, incluindo os das controladas e coligadas da Companhia;

c) os valores a serem investidos ou de outra forma contribuídos a partir de recursos próprios ou de terceiros;

d) as taxas de retorno e lucros a serem obtidos ou gerados pela Companhia.

§ 2º - O Orçamento Anual da Empresa refletirá o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e deverá detalhar as receitas e as despesas operacionais, os custos e investimentos, o fluxo de caixa, o montante a ser destinado ao pagamento de dividendo, as inversões de recursos com recursos próprios ou de terceiros e outros dados que a Diretoria Executiva considerar necessários.

§ 3º - O Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e o Orçamento Anual serão preparados e atualizados anualmente, até o término de cada exercício social, para vigorar no exercício social seguinte. Ambos serão elaborados com a coordenação do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores e submetidos ao exame da Diretoria Executiva.

§ 4º - Dependerão de deliberação da Diretoria Executiva, reunida como órgão colegiado, as seguintes matérias:

a) aprovação do plano de organização da Companhia e emissão das normas correspondentes, bem como as respectivas modificações;

b) aprovação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia, bem como suas atualizações e revisões, inclusive cronogramas, valor e alocação de investimentos nele previstos;

c) aprovação do Orçamento Anual da Empresa, que deverá refletir o Plano Plurianual e Estratégico da Companhia então vigente, bem como qualquer investimento ou despesa não prevista no Orçamento Anual aprovado, de valores inferiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

d) aprovação de alienação ou constituição de ônus reais sobre bens do ativo permanente da Companhia, bem como a prestação por esta de garantias a terceiros, de valores inferiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

e) aprovação de empréstimos, financiamentos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados pela Companhia, que, individualmente ou em conjunto, apresentem valores inferiores a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

f) exercício de voto nas assembleias gerais de coligadas e controladas, quando versarem sobre matérias contempladas no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;

g) aprovação dos contratos de compra e venda de energia no atacado, de valor igual ou superior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais), devendo os respectivos instrumentos ser informados ao Conselho de Administração na reunião seguinte à aprovação;

h) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa e inexigibilidade de licitação e as contratações correspondentes, de valor igual ou superior a R\$1.000.000,00 (um milhão de reais) e inferior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

i) autorizar a propositura de ações judiciais, processos administrativos e a celebração de acordos judiciais e extrajudiciais de valor inferior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);

j) autorizar as provisões contábeis da Companhia, independentemente de seu valor, mediante proposta do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores.

§ 5º - A prática dos atos necessários ao funcionamento regular da Companhia, a celebração de contratos e demais negócios jurídicos será efetuada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ou por mandatário devidamente constituído.

§ 6º - A outorga de procurações deverá ser realizada pelo Diretor-Presidente, conjuntamente com um Diretor, ressalvada a competência definida na alínea “c”, inciso I, do artigo 22, para a qual será exigida apenas a assinatura do Diretor-Presidente.

Art. 22 – Observado o disposto nos artigos precedentes, são atribuições dos membros da Diretoria Executiva:

I - Do Diretor-Presidente:

- a) superintender e dirigir os trabalhos da Companhia;
- b) desenvolver as ações estratégicas da Empresa definidas no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;
- c) representar a Companhia em juízo, ativa e passivamente;
- d) assinar, juntamente com um dos Diretores, os documentos de responsabilidade da Companhia;
- e) apresentar o relatório anual dos negócios da Companhia ao Conselho de Administração e à Assembléia Geral Ordinária;
- f) admitir e demitir pessoal da Companhia;
- g) conduzir as atividades de Auditoria Interna, Relacionamento Institucional, Jurídicas, Comunicação Social, Representação e Ouvidoria.

II – Do Diretor Vice-Presidente:

- a) substituir o Diretor-Presidente nas suas ausências, licença, impedimentos, renúncia ou vaga;
- b) definir as políticas e diretrizes de meio ambiente, de desenvolvimento tecnológico, de alternativas energéticas, normalização técnica e de melhoria na qualidade de produtos e serviços;
- c) coordenar a estratégia de atuação da Companhia em relação ao meio ambiente, ao processo tecnológico e a gestão estratégica de tecnologia;
- d) coordenar os programas corporativos de promoção e melhoria da qualidade;
- e) promover a implementação de programas voltados para o desenvolvimento tecnológico da Companhia;
- f) monitorar a condução dos planos para o atendimento das diretrizes ambientais, tecnológicas e da melhoria da qualidade.

III – Do Diretor de Distribuição e Comercialização:

- a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente aos sistemas de subtransmissão e distribuição da Companhia;
- b) elaborar o planejamento do sistema de distribuição (de média e baixa tensões) da Companhia;
- c) projetar e construir linhas e redes de distribuição;
- d) operar e manter o sistema de subtransmissão e distribuição de energia da Companhia e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;
- e) formular e implementar o plano de marketing relacionado às atividades de distribuição e comercialização;
- f) desenvolver programas e ações junto a consumidores, no sentido de melhor aproveitamento da utilização da energia elétrica;
- g) elaborar as projeções do mercado de atuação desta Diretoria;
- h) relacionar-se comercialmente com o consumidor final e efetuar venda de energia elétrica e serviços;
- i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria.

IV – Do Diretor de Finanças, Participações e de Relações com Investidores:

- a) prover os recursos financeiros necessários à operação e expansão da Companhia, conforme Orçamento Anual, conduzindo os processos de contratação de empréstimo e de financiamento, bem como os serviços correlatos;
- b) coordenar a elaboração e consolidação do Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e do Orçamento Anual;
- c) contabilizar e controlar as operações econômico-financeiras;
- d) determinar o custo do serviço e estabelecer política de seguros, conforme delineado no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia;
- e) detalhar a programação financeira de curto, médio e longo prazos, conforme previsto no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e no Orçamento Anual;
- f) controlar o capital social da Empresa, fixar a política acionária e sugerir a política de dividendo;
- g) elaborar pesquisa, estudos e análise do mercado de energia brasileiro para atuação no Mercado Atacadista de Energia;
- h) planejar e efetuar operações de compra e venda de energia no atacado, bem como as operações de gerenciamento de riscos associados;
- i) desenvolver atividades de compra, venda e contabilização de energia no Mercado Atacadista de Energia;
- j) representar a Empresa junto ao Mercado Atacadista de Energia;
- l) estabelecer preços de compra e venda de energia elétrica;
- m) coordenar a elaboração e a negociação das tarifas de energia elétrica da Companhia;
- n) analisar propostas e coordenar o desenvolvimento de novos negócios da Companhia que não sejam de geração, transmissão, distribuição e comercialização, em conjunto com outras áreas envolvidas;
- o) apoiar as outras Diretorias no desenvolvimento dos novos negócios de geração, transmissão, subtransmissão e distribuição da Companhia;
- p) avaliar e acompanhar as participações da Companhia em outras empresas;
- q) aprovar os contratos de compra e venda de energia no atacado, de valor inferior a R\$5.000.000,00 (cinco milhões de reais);
- r) responsabilizar-se pela prestação de informações ao público investidor, à Comissão de Valores Mobiliários – CVM e às bolsas de valores ou mercados de balcão, nacionais e internacionais, bem como às entidades de regulação e fiscalização correspondentes, e manter atualizados os registros da Companhia nessas instituições.

V - Do Diretor de Geração e Transmissão:

- a) zelar pela qualidade do fornecimento de energia aos consumidores ligados diretamente ao sistema de transmissão;
- b) elaborar o planejamento da operação e manutenção da geração e da transmissão;
- c) operar e manter os sistemas de geração e transmissão e os sistemas de supervisão e telecontrole associados;

- d) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria;
- e) desenvolver e conduzir as ações hidrometeorológicas de interesse da Companhia;
- f) gerir as operações decorrentes da interligação do sistema elétrico da Companhia com os de outras Empresas;
- g) representar a Companhia junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico;
- h) gerir os laboratórios e oficinas centrais da Companhia;
- i) garantir a disponibilidade das instalações e equipamentos de geração e transmissão.

VI – Do Diretor de Gestão Empresarial:

- a) prover pessoal adequado à Companhia;
- b) definir a política de recursos humanos da Companhia, orientar e promover sua aplicação;
- c) orientar e conduzir as atividades relacionadas a estudos organizacionais e sua documentação;
- d) definir, conduzir e supervisionar a política de telecomunicações e informática da Companhia;
- e) projetar, implantar e manter os sistemas de telecomunicações e de informática da Companhia;
- f) definir políticas e normas sobre serviços de apoio, tais como transportes, comunicação administrativa, vigilância e de adequação dos locais de trabalho do pessoal;
- g) prover a Companhia de recursos e serviços de infra-estrutura e de apoio administrativo;
- h) administrar o processo de contratação de obras e serviços e de aquisição e alienação de materiais e imóveis;
- i) proceder ao controle de qualidade do material adquirido e da qualificação dos prestadores de serviços contratados;
- j) administrar e controlar o estoque de material, promover a triagem e a recuperação do material usado, bem como promover a venda de material excedente, inservível e de sucata;
- l) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria.
- m) autorizar a instauração de processo administrativo de licitação e de dispensa e inexigibilidade de licitação e as contratações correspondentes, de valor inferior a R\$1.000.000,00 (um milhão de reais).

VII - Do Diretor de Planejamento, Projetos e Construções:

- a) elaborar o planejamento da expansão dos sistemas de geração, transmissão e subtransmissão;
- b) consolidar o planejamento do sistema elétrico da Companhia;
- c) consolidar o Programa de Investimentos em geração, transmissão, subtransmissão e distribuição da Companhia;
- d) representar a Companhia junto ao Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos;

- e) conduzir negociações para o desenvolvimento de empreendimentos de geração e transmissão;
- f) promover o projeto, construção e montagem das instalações de geração, transmissão, subtransmissão e co-geração;
- g) promover o projeto e a construção de edificações;
- h) conduzir estudos de avaliação e ações para obtenção de licenciamento ambiental;
- i) conduzir programas e ações ambientais no âmbito desta Diretoria.

CAPÍTULO V

Do Conselho Fiscal

Art. 23 - O Conselho Fiscal da Companhia funcionará de modo permanente e será composto de 3 (três) a 5 (cinco) membros efetivos e respectivos suplentes, os quais serão eleitos anualmente, quando da Assembléia Geral, podendo ser reeleitos.

Parágrafo único – O Conselho Fiscal elegerá, dentre os seus membros, o seu Presidente, que convocará e conduzirá as reuniões.

Art. 24 - No caso de renúncia do cargo, falecimento ou impedimento, será o membro efetivo do Conselho Fiscal substituído pelo seu respectivo suplente, até que seja eleito o novo membro, o qual deverá ser escolhido pela mesma parte que indicou o substituído.

Art. 25 - As atribuições do Conselho Fiscal são as fixadas na Lei de Sociedades por Ações.

Art. 26 - A remuneração dos membros do Conselho Fiscal será fixada pela Assembléia Geral que os eleger, em consonância com a legislação vigente.

CAPÍTULO VI

Do Exercício Social

Art. 27 - O exercício social coincidirá com o ano civil, encerrando-se a 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as Demonstrações Financeiras, em acordo com a legislação pertinente.

Art. 28 - Do resultado do exercício serão deduzidos, antes de qualquer participação, os prejuízos acumulados e a provisão para o imposto sobre a renda.

Parágrafo único – Os dividendos do exercício só serão distribuídos depois de efetuada a dedução da reserva legal, esta na base de 5% (cinco por cento) do lucro líquido, até o máximo previsto em lei.

Art. 29 - Os dividendos serão distribuídos obedecida a ordem abaixo:

- a) o dividendo anual mínimo assegurado às ações preferenciais;
- b) o dividendo às ações ordinárias, até um percentual igual aquele assegurado às ações preferenciais.

Parágrafo único - A Assembléia Geral poderá destinar aos acionistas dividendo adicional ao previsto nas letras “a” e “b” supra, neste caso, as ações preferenciais concorrerão em igualdade com as ações ordinárias.

Art. 30 – A distribuição de dividendos estabelecida no artigo anterior não será inferior a 25% (vinte e cinco por cento) do lucro líquido, na forma da Lei de Sociedades por Ações.

§ 1º - O Conselho de Administração poderá declarar dividendos intermediários, à conta de lucros acumulados ou de reservas de lucros, a título de juros sobre o capital próprio.

§ 2º - Os juros pagos ou creditados a título de capital próprio, de acordo com a legislação pertinente, serão imputados aos valores do dividendo obrigatório ou do dividendo estatutário das ações preferenciais, integrando o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia, para todos os efeitos legais.

Art. 31 - Os dividendos serão pagos dentro do prazo máximo de 60 (sessenta) dias, a contar da data de realização da Assembléia Geral que autorizar a sua distribuição, ou em conformidade com a deliberação da Assembléia, cabendo à Diretoria, respeitado esse prazo, determinar as épocas, lugares e processos de pagamento.

Parágrafo único - Os dividendos não reclamados no prazo de 3 (três) anos, contados da data em que tenham sido postos à disposição do acionista, reverterão em benefício da Companhia.

CAPÍTULO VII

Da Responsabilidade dos Administradores

Art. 32 - Os Administradores respondem perante a Companhia e terceiros pelos atos que praticarem no exercício de suas funções, nos termos da lei e do presente Estatuto.

Art. 33 – A Companhia assegurará aos membros do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal e da Diretoria Executiva, quando legalmente possível, a defesa em processos judiciais e

administrativos propostos por terceiros contra as pessoas desses Administradores, durante ou após os respectivos mandatos, por atos relacionados com o exercício de suas funções próprias e que não contrariarem disposições legais ou estatutárias.

§ 1º - A garantia prevista no *caput* deste artigo estende-se aos empregados que legalmente atuarem por delegação dos Administradores da Companhia.

§ 2º - Se o membro do Conselho de Administração, do Conselho Fiscal, o Diretor ou o empregado for condenado, com decisão transitada em julgado, deverá ressarcir a Companhia de todos os custos, despesas e prejuízos a ela causados.

TERMO DE ACORDO

EMPRESA DE INFOVIAS S/A, com sede na Av. Álvares Cabral, nº 1.741, 12º andar, Bairro Santo Agostinho, em Belo Horizonte, Minas Gerais, CEP 30.170-001, inscrita no CNPJ/MF sob o n. 02.983.428/0001-27, NIRE 3130001352-9, neste ato representada por seus diretores Marcelo Pedreira de Oliveira, brasileiro, casado, economista, residente e domiciliado na Rua Alvarenga Peixoto, nº 711, apartamento 1.503, Bairro Lourdes, em Belo Horizonte, Minas Gerais, CEP 30.170-132, portador da carteira de identidade nº 06.359.970-8, expedida pela IFP/RJ e do CPF/MF nº 003.623.457-59, e Fernando Alves Pimenta, brasileiro, casado, jornalista, residente e domiciliado na Rua Vicente Guimarães, nº 35, apartamento 701, Bairro Belvedere, em Belo Horizonte, Minas Gerais, CEP 30.320-640, portador da carteira de identidade nº M-86442, expedida pela SSP/MG e do CPF/MF nº 124.458.006-68 ("INFOVIAS"); e

CLUBE DE INVESTIMENTO DOS EMPREGADOS DA CEMIG-CLIC, com sede na Av. Barbacena, 1200, 19º andar, em Belo Horizonte, MG, inscrito no CGC/MF sob o nº 01.776.200/0001-01, registrado sob o nº 81.422, no Livro K-14, do Cartório de Títulos e Documentos do 2º Ofício de Belo Horizonte, MG, neste ato por seus representantes legais, Lauro Sérgio Vasconcelos David, brasileiro, casado, administrador de empresas, residente e domiciliado na Rua Cruz Alta, nº 107, apartamento nº 302, Bairro João Pinheiro, CEP 30.530-150, em Belo Horizonte, MG, portador da carteira de identidade nº M-3.373.627, expedida pela SSP/MG e do CPF nº 603.695.316-04, e Luiz Henrique de Castro Carvalho, brasileiro, casado, engenheiro electricista, residente e domiciliado na Rua Pitangueiras, 261, Retiro Das Pedras, CEP 35.460-000, em Brumadinho, MG, portador da carteira de identidade nº M-1.115.516, expedida pela SSP/MG e do CPF/MF nº 315.051.986-15 ("CLIC");

denominadas individualmente Parte e, em conjunto, Partes;

na qualidade de acionistas da sociedade por ações denominada **WAY TV BELO HORIZONTE S/A**, pessoa jurídica de direito privado, com sede na Av. Álvares Cabral, nº 1.741, sala 1201, Bairro Santo Agostinho, em Belo Horizonte, Minas Gerais, CEP 30.170-001, constituída por ata arquivada na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais em 23/04/2001, sob o n. 3130001577-7, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 04.603.960/0001-05 ("SOCIEDADE"),

CONSIDERANDO que a INFOVIAS renunciou, a favor do CLIC, ao seu direito de preferência na subscrição das ações emitidas conforme o aumento de capital deliberado na Assembléia Geral Extraordinária realizada em 17/6/2002,

CONSIDERANDO que a INFOVIAS e o CLIC detêm, em conjunto, 51% (cinquenta e um por cento) do capital social da SOCIEDADE e desejando estabelecer os respectivos direitos, obrigações e responsabilidades em relação à SOCIEDADE, bem como os princípios gerais a serem adotados na condução dos negócios sociais, resolvem celebrar o presente Termo de Acordo, doravante designado simplesmente "ACORDO", mediante as cláusulas e condições seguintes:

CLÁUSULA PRIMEIRA - OBJETO

- 1.1 O presente ACORDO tem por objeto disciplinar o relacionamento entre as Partes, enquanto acionistas da SOCIEDADE para os fins e efeitos da Lei n. 6.404/76.

CLÁUSULA SEGUNDA - EXERCÍCIO DO DIREITO DE VOTO NAS ASSEMBLÉIAS GERAIS

- 2.1 O CLIC compromete-se a exercer o direito de voto inerente à totalidade das ações que detiver, nas Assembléias Gerais da SOCIEDADE, de modo consentâneo com a vontade da INFOVIAS.
- 2.2 O CLIC compromete-se a fazer com que o conselheiro por ele indicado, ou, quando for o caso, o respectivo suplente, esteja sempre presente nas reuniões do Conselho de Administração, salvo se o não comparecimento for proposto pela própria INFOVIAS.
- 2.3 O CLIC compromete-se a não votar pela destituição de conselheiro eleito por indicação da INFOVIAS, salvo se a destituição for proposta pela própria INFOVIAS.
- 2.4 O CLIC obriga-se a pedir a destituição de conselheiro por ele indicado se aquele conselheiro deixar de cumprir as disposições do presente ACORDO ou de obedecer à orientação de voto dada em conformidade com o mesmo ACORDO.

CLÁUSULA TERCEIRA – CESSÃO E TRANSFERÊNCIA DE AÇÕES

- 3.1 Caso o CLIC desejar ceder, vender ou por qualquer outra forma alienar, total ou parcialmente, ações da SOCIEDADE, deverá observar o seguinte procedimento:
 - a) o bloco de ações deverá, primeiramente, ser oferecido à INFOVIAS, que terá preferência para a sua aquisição, informando, por escrito, a quantidade de ações ofertadas, o preço e condições da alienação, e o nome e a identificação do terceiro interessado na sua aquisição;
 - b) a INFOVIAS terá o prazo de 30 (trinta) dias, contados do recebimento da oferta do bloco de ações para aceitá-la, tal como formulada, considerando-se recusada a oferta que não houver aceitação dentro do prazo ou se a resposta importar em contraproposta;
 - c) vindo a ser aceita a oferta pela INFOVIAS, a transferência das ações deverá efetivar-se nos 15 (quinze) dias seguintes ao encerramento do prazo de trinta (30) dias, acima referido;
 - d) se a INFOVIAS não aceitar a oferta de venda de todo o bloco de ações, o CLIC poderá vender aquelas ações ao terceiro indicado, nas condições da oferta, dentro dos 60 (sessenta) dias subseqüentes; decorrido esse prazo, a oferta deverá ser renovada à INFOVIAS.

- 3.2 O direito de preferência previsto nesta cláusula aplica-se igualmente no caso de alienação de direito de subscrição de ações, caso em que os prazos nela previstos ficarão reduzidos à sua terça parte.
- 3.3 Será nula a alienação de ações ou direitos de subscrição da SOCIEDADE sem a observância do disposto nesta cláusula.
- 3.4 A critério da INFOVIAS, o CLIC deverá vender, total ou parcialmente, suas ações a um terceiro interessado, sendo-lhe assegurado o preço mínimo por ação correspondente ao capital investido pelo CLIC, acrescido de correção monetária com base na variação da taxa de remuneração do CDI, verificada entre a respectiva data do investimento e a do efetivo pagamento ao CLIC, dividido pelo número de ações de sua propriedade no capital social da SOCIEDADE.

CLÁUSULA QUARTA - INADIMPLEMENTO E EXECUÇÃO ESPECÍFICA

- 4.1 Tendo em vista a natureza do presente ACORDO, as Partes reconhecem que, na hipótese de inadimplemento das obrigações neste assumidas, eventual indenização de perdas e danos não constitui reparação suficiente; por conseguinte, sem prejuízo das perdas e danos que possam ter lugar, qualquer obrigação referida no presente instrumento que seja descumprida por qualquer das Partes poderá ser objeto de execução específica, mediante provimento judicial de suprimento ou substituição do ato, voto ou medida praticado, recusado ou omitido em discordância com o disposto neste ACORDO, na forma das disposições aplicáveis.
- 4.2 As Partes responderão, perante os demais acionistas e perante a SOCIEDADE, pelos prejuízos diretos e indiretos que causarem um ao outro, em decorrência do inadimplemento das obrigações atribuídas pelo presente ACORDO.

CLÁUSULA QUINTA - OBRIGAÇÃO DE CONFIDENCIALIDADE

- 5.1 As Partes comprometem-se, por si e por seus empregados, funcionários, prepostos e agentes, a não utilizar, em benefício próprio ou de terceiros, nem revelar qualquer informação relativa à SOCIEDADE ou ao outro acionista, obtida em razão da celebração ou do cumprimento do presente ACORDO, desde que tal informação não se tenha tornado de conhecimento público.
- 5.1.1 A obrigação de confidencialidade aqui estabelecida permanecerá vigente pelo prazo de 5 (cinco) anos após o término de vigência deste ACORDO, por qualquer forma ou razão.

CLÁUSULA SEXTA - DISPOSIÇÕES TRANSITÓRIAS

- 6.1 As Partes comprometem-se, por si e por seus sucessores a qualquer título, a cumprir o presente ACORDO tal como nele se contém.

- 6.2 O não exercício, no todo ou em parte, dos direitos atribuídos pelo presente ACORDO a qualquer das Partes não implicará renúncia, desistência ou novação, caracterizando-se como ato de mera liberalidade.
- 6.3 Qualquer alteração ao presente ACORDO somente será válida se feita mediante instrumento escrito, firmado pelos representantes legais das Partes.
- 6.4 Caso qualquer dispositivo do presente ACORDO seja considerado inexigível em virtude de decisão arbitral ou judicial, as Partes se comprometem a proceder à substituição de tal dispositivo por outro que conduza a resultado equivalente, de modo a preservar, na máxima extensão possível, a integridade dos compromissos reciprocamente assumidos neste instrumento.

CLÁUSULA SÉTIMA - FORO

- 7.1 As Partes procurarão resolver amigavelmente suas diferenças relativas ao presente ACORDO, dentro do espírito de boa-fé que os inspira. Não sendo possível, no entanto, a solução amigável, as controvérsias que porventura surgirem na interpretação ou aplicação deste instrumento serão resolvidas por meio de arbitragem, segundo as regras da Câmara de Arbitragem de Minas Gerais, por um ou mais árbitros nomeados de acordo com tais regras. O juízo arbitral terá lugar na cidade de Belo Horizonte, Minas Gerais.
- 7.2 Para execução do laudo arbitral e para solução das controvérsias que não puderem ser submetidas ao juízo arbitral, será competente o foro de Belo Horizonte, Minas Gerais.

Assim ajustadas, as partes assinam este instrumento em 2 (duas) vias de igual teor e efeito, juntamente com as testemunhas abaixo.

Belo Horizonte, 17 de junho de 2002

EMPRESA DE INFOVIAS S/A

Fernando Alves Pimenta - Marcelo Pedreira de Oliveira

CLUBE DE INVESTIMENTO DOS EMPREGADOS DA CEMIG-CLIC

Lauro Sérgio Vasconcelos David - Fernando Henrique Schuffner Neto

TESTEMUNHAS:

Nome: Izabela Oliveira Medeiros
RG: M9012759 SSP/MG
CPF: 038.615.586-69

Nome: Denize A. Brima
RG: M3.623.486
CPF: 607.024.946-15

**CERTIFICADO EM CONFORMIDADE COM A 18 U.S.C. SECTION 1350,
COMO PROMULGADA PELA
SECTION 906 DO SARBANES-OXLEY ACT DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual através do Form 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (“Companhia”) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002, como arquivado na Securities and Exchange Commission na data deste (“Relatório”), eu, Francisco Sales Dias Horta, Diretor Vice-Presidente da Companhia, certifico, em consonância ao 18 U.S.C. Section 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos da Section 13(a) ou 15(d) do Securities Exchange Act de 1934; e

- (3) As informações contidas no Relatório apresentam satisfatoriamente, em todos aspectos relevantes, a condição financeira e resultados das operações da Companhia.

[assinatura] Francisco Sales Dias Horta

Nome: Francisco Sales Dias Horta

Cargo: Diretor Vice-Presidente

Data: 30 de junho de 2003

O original assinado dessa declaração escrita, requerida pela Seção 906, foi providenciado pela Companhia e irá ser mantido pela Companhia e fornecido a Securities and Exchange Commission ou a seus funcionários quando solicitado.

**CERTIFICADO EM CONFORMIDADE COM A 18 U.S.C. SECTION 1350,
COMO PROMULGADA PELA
SECTION 906 DO SARBANES-OXLEY ACT DE 2002**

Em relação ao Relatório Anual através do Form 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (“Companhia”) para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002, como arquivado na Securities and Exchange Commission na data deste (“Relatório”), eu, Flávio Decat de Moura, Diretor de Finanças e de Relações com Investidores da Companhia, certifico, em consonância ao 18 U.S.C. Section 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos da Section 13(a) ou 15(d) do Securities Exchange Act de 1934; e

- (4) As informações contidas no Relatório apresentam satisfatoriamente, em todos aspectos relevantes, a condição financeira e resultados das operações da Companhia.

[assinatura] Flávio Decat de Moura
Nome: Flávio Decat de Moura
Cargo: Diretor de Finanças e de Relações
com Investidores

Data: 30 de junho de 2003

O original assinado dessa declaração escrita, requerida pela Seção 906, foi providenciado pela Companhia e irá ser mantido pela Companhia e fornecido a Securities and Exchange Commission ou a seus funcionários quando solicitado.