
SECURITIES AND EXCHANGE COMMISSION

Washington D.C. 20549

FORMULÁRIO 20-F

- TERMO DE REGISTRO AO AMPARO DO ARTIGO 12(b) ou (g)
DO SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
OU
- RELATÓRIO ANUAL AO AMPARO DO ARTIGO 13 OU 15(d) DO
SECURITIES EXCHANGE ACT DE 1934
Referente ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003
OU
- RELATÓRIO DE TRANSIÇÃO AO AMPARO DO ARTIGO 13 ou 15(d) DO SECURITIES
EXCHANGE ACT DE 1934
Referente ao período de transição de _____ a _____

Número de Protocolo 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 (evidenciadas por
American Depositary Receipts), cada qual
representativo de 1.000 Ações Preferenciais**

Nome de Cada Bolsa em que 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, mas 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 prestar informações de acordo com o art.
15(d) do Act: **Nenhum**

Indicar o número de ações em circulação de cada uma das espécies do capital social ou o número
de ações ordinárias em circulação da emissora 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 que devem ser arquivados segundo o Artigo
13 ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934 no período precedente de 12 meses (ou período menor
no qual a registrante estava obrigada a arquivar tais relatórios), e (2) esteve sujeita a tais exigências de
arquivamento nos últimos 90 dias.

Sim Não

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

Item 17 Item 18

Índice

Página

PARTE I

Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores.....	5
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto.....	5
Item 3. Informações Chave.....	5
Item 4. Informações sobre a Companhia.....	23
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.....	51
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados.....	72
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Ligadas.....	81
Item 8. Informações Financeiras.....	82
Item 9. A Oferta e a Listagem.....	89
Item 10. Informações Adicionais.....	92
Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado.....	111
Item 12. Descrição de Valores Mobiliários que não Ações.....	113

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora.....	114
Item 14. Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos.....	114
Item 15. Controles e Procedimentos.....	114
Item 16A. Perito Financeiro do Conselho Fiscal.....	114
Item 16B. Código de Ética.....	114
Item 16C. Honorários e Serviços dos Auditores Principais.....	114
Item 16D. Não se Aplica	
Item 16E. Não se Aplica	

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras.....	115
Item 18. Demonstrações Financeiras.....	115
Item 19. Anexos.....	116
ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS.....	
Anexo A O Setor Energético Brasileiro.....	A-1

APRESENTAÇÃO DE INFORMAÇÕES FINANCEIRAS

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG é uma sociedade de economia mista de responsabilidade limitada constituída e existente nos termos das leis da República Federativa do Brasil, ou Brasil. As referências contidas no presente relatório anual a "CEMIG", "nossa empresa" ou à "Companhia" constituem referência à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e às suas subsidiárias consolidadas, exceto quando a referência seja expressamente à Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG (controladora apenas) ou ressalvadas as exigências em contrário do contexto. As referências a "real," "reais" ou "R\$" dizem respeito a reais do Brasil (plural) e ao real do Brasil (singular), moeda corrente do Brasil, ao passo que as referências a "dólares dos Estados Unidos," "dólares" ou "US\$" dizem respeito a dólares dos Estados Unidos

Escrituramos nossos livros e registros em reais. Elaboramos nossas demonstrações financeiras em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, inclusive os princípios estabelecidos principalmente pela Lei no. 6.404 de 15 de dezembro de 1976,, pela Lei nº 9.457 de 5 de maio de 1997 e pela Lei nº 10.303 de 31 de outubro de 2001, às quais nos referimos coletivamente como Lei das Sociedades por Ações 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 Norte-Americanos. Para fins do presente relatório anual, elaboramos balanços em 31 de dezembro de 2003 e 2002 e as correspondentes demonstrações do resultado, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001, em reais, tudo em conformidade com os GAAP Norte-Americanos. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2003 e 2002 e referentes a cada um dos três anos do período findo em 31 de dezembro de 2003 foram auditadas por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes.

A partir de 1º de janeiro de 1998, o Brasil deixou de ser considerado uma economia hiperinflacionária nos termos dos GAAP Norte-Americanos e não mais corrigimos monetariamente nossas informações financeiras 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 reconhecendo 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\$2,8950 para US\$1,00, a taxa de compra ao meio-dia vigente na Cidade de Nova York para transferências telegráficas em reais certificadas, para fins alfandegários, pelo Federal Reserve Bank de Nova York, ou a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2003. O real sofreu 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 poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa.

POSIÇÃO DE MERCADO E DEMAIS INFORMAÇÕES

As informações contidas no presente relatório anual acerca de nossa posição de mercado são, ressalvadas as indicações em contrário, apresentadas com relação ao período de doze meses encerrado em 31 de dezembro de 2003 e tomam por base ou são derivadas dos relatórios emitidos 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 121 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 representativa de 1.000 ações preferenciais. As ADSs são comprovadas por American Depositary Receipts, ou ADRs, emitidos de acordo com a Segunda Alteração e Consolidação

de Contrato de Depósito, datada de 10 de agosto de 2001, celebrada entre a Companhia, Citibank, N.A., na qualidade de depositário e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidos nos termos do referido instrumento.

INFORMAÇÕES PROSPECTIVAS

O presente relatório anual inclui declarações prospectivas, principalmente no “Item 3. Informações Chave” 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 presunções, inclusive, entre outras coisas:

- conjuntura econômica, política e comercial geral, principalmente na América Latina, Brasil e Estado de Minas Gerais, Brasil;
- inflação e variações cambiais;
- execução da regulamentação legal no setor elétrico do Brasil;
- alterações de volumes e padrões de uso de eletricidade 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;
- probabilidade de recebermos pagamento no que respeita a contas a receber;
- tendências previstas no setor de geração, transmissão e distribuição de eletricidade no Brasil e Minas Gerais;
- alterações dos níveis pluviométricos e hídricos nos reservatórios utilizados para funcionamento de nossas centrais de geração hidrelétrica;
- nossos planos de gastos de capital;
- nossa capacidade de atender nossos clientes 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 existentes e futuras do Governo Federal brasileiro, ao 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 em nossa empresa 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 aos 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; ou
- resultar na operação ou geração de receitas das instalações em desacordo com nossas expectativas.

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

Nem nossos auditores independentes nem quaisquer outros auditores independentes compilaram, examinaram ou adotaram quaisquer procedimentos no que respeita às informações financeiras prospectivas aqui contidas, tampouco emitiram qualquer parecer ou qualquer outra forma de garantia sobre tais informações ou sua possibilidade de consecução e não assumem nenhuma responsabilidade por tais informações financeiras prospectivas, eximindo-se de qualquer ligação com tais informações.

PARTE I

Item 1. Identidade de Conselheiros, Diretores e Consultores

Não se aplica.

Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto

Não se aplica.

Item 3. Informações Chave

Dados Financeiros Consolidados Selecionados

As tabelas a seguir apresentam nossas informações financeiras e operacionais consolidadas selecionadas nas datas e em relação a cada um dos períodos indicados em conformidade com os GAAP Norte-Americanos. V.Sa. deverá ler as informações seguintes em conjunto com nossas demonstrações financeiras consolidadas, inclusive suas respectivas notas explicativas, constantes do presente relatório anual e em conjunto com as informações apresentadas no “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras.”

Os dados do balanço consolidado selecionados de 31 de dezembro de 2003 e 2002 e referentes a cada um dos três anos do período encerrado em 31 de dezembro de 2003 derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os dados consolidados selecionados de 31 de dezembro de 2001, 2000 e 1999 e de cada um dos dois exercícios à época encerrados em 31 de dezembro de 2000 derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas e auditadas e de suas respectivas notas explicativas, as quais não constam do presente 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\$ 2,8950 por US\$ 1,00, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2003. O real sofreu recentemente alta volatilidade. Não podemos garantir que os dólares dos Estados Unidos poderão ser convertidos em reais, ou que os reais poderão ser convertidos em dólares dos Estados Unidos, à taxa acima indicada ou a qualquer outra taxa. Em 18 de junho de 2003, a taxa de compra ao meio-dia era de R\$ 3,1425 por US\$1,00. Vide “-Taxas de Câmbio”.

Dados Financeiros Consolidados Seleccionados

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2003	2003	2002	2001	2000	1999
	(em milhões de US\$) ⁽¹⁾⁽²⁾	(em milhões de R\$, salvo dados por ação/ADS ou conforme indicação em contrário)				
Dados da Demonstração do Resultado:						
Receita operacional líquida						
Vendas de eletricidade a consumidores finais	2.480	7.179	5.458	4.587	4.478	3.678
Reajuste extraordinário ⁽³⁾	22	63	281	789	-	-
Reajuste diferido ⁽³⁾	68	199				
Vendas de eletricidade ao sistema interligado	19	56	161	517	145	63
Uso da rede de transmissão básica	89	257	185	154	139	71
Outras receitas operacionais	161	468	260	150	124	93
Imposto sobre receitas	(756)	(2.190)	(1.473)	(1.191)	(1.130)	(933)
Total das receitas operacionais líquidas	2.083	6.032	4.872	5.006	3.756	2.972
Custos e despesas operacionais						
Eletricidade comprada para revenda	(482)	(1.396)	(1.333)	(1.914)	(819)	(727)
Gás comprado para revenda	(85)	(246)	(152)	(84)	(60)	(36)
Uso da rede de transmissão básica	(107)	(310)	(298)	(251)	(243)	(151)
Depreciação e amortização	(237)	(686)	(666)	(641)	(583)	(555)
Pessoal	(245)	(710)	(532)	(531)	(466)	(391)
Encargos regulatórios	(202)	(585)	(548)	(420)	(433)	(258)
Serviços prestados por terceiros	(112)	(325)	(265)	(216)	(195)	(153)
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria	(38)	(109)	(207)	(293)	(238)	(193)
Materiais e suprimentos	(30)	(88)	(78)	(70)	(71)	(59)
Outros	(146)	(422)	(238)	(274)	(208)	(290)
Reversão (Provisão) para perdas com ativos regulatórios diferidos	60	174	(28)	(150)	-	-
Provisão para perdas com contas a receber do Governo Estadual		-	-	(754)	-	-
Total das despesas e custos operacionais	(1.624)	(4.703)	(4.345)	(5.598)	(3.316)	(2.813)
Lucro (prejuízo) operacional	459	1.329	527	(592)	440	159
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	233	674	(525)	(48)	(42)	(295)
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda e participações minoritárias	692	2.003	2	(640)	398	(136)
			(26)			
Benefício (despesa) de imposto de renda	(210)	(607)		(78)	(32)	114
Participações minoritárias		-	12	(1)	-	-
Lucro (prejuízo) líquido	482	1.396	(12)	(719)	366	(22)
Outro lucro (prejuízo) consolidado	(22)	(64)	242	203	19	(168)
Lucro (prejuízo) consolidado	460	1.332	230	(516)	385	(190)
Lucro (prejuízo) básico e diluído						
Por mil Ações Ordinárias	2,97	8,61	(0,07)	(4,52)	2,30	(0,14)
Por mil Ações Preferenciais	2,97	8,61	(0,07)	(4,52)	2,30	(0,14)
Por ADS	2,97	8,61	(0,07)	(4,52)	2,30	(0,14)
Dados do Balanço:						
Ativo						
Ativo circulante	908	2.630	1.845	1.752	1.064	768
Ativo imobilizado líquido (em utilização)	3.146	9.109	9.322	9.325	9.705	9.503
Construção em andamento	357	1.032	777	516	592	1.032
Ativos regulatórios diferidos - de longo prazo	715	2.069	1.670	1.245	-	-
Contas a receber do Governo Estadual	308	891	755	451	953	809
Outros ativos	479	1.388	1.139	773	484	1.016
Total do ativo	5.913	17.119	15.508	14.062	12.798	13.128
Passivo						
Parcela corrente da dívida de longo prazo	573	1.660	946	451	502	337
Outros passivos circulantes	582	1.684	1.916	1.561	1.042	1.125
Dívida de longo prazo	805	2.331	2.593	2.029	1.088	1.039
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria	417	1.208	1.272	1.627	1.803	1.734
Patrimônio líquido	2.944	8.524	7.442	7.543	8.162	7.964
Capital social	493	1.428	1.428	1.396	1.396	1.396

Outros Dados:

Ações em circulação (em milhares)

Ordinárias	-	70.874.168	70.874.168	69.495.478	69.495.478	69.495.478
Preferenciais	-	91.210.523	91.210.523	89.436.237	89.436.237	89.436.237
Dividendos por mil ações						
Ordinárias.....	0,53	1,54	2,04	0,65	1,18	2,23
Preferenciais.....	0,53	1,54	2,04	0,65	1,18	2,23
Dividendos por ADS						
Preferenciais.....	0,53	1,54	2,04	0,65	1,18	2,23
Dividendos por mil ações ⁽³⁾						
Ordinárias.....	-	0,53	0,58	0,28	0,60	1,23
Preferenciais.....	-	0,53	0,58	0,28	0,60	1,23
Dividendos por ADS ⁽⁴⁾						
Preferenciais.....	-	0,53	0,58	0,28	0,60	1,23

(1) Convertido à taxa de câmbio de US\$1,00/R\$2,8950, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2003. Vide "-Taxas de Câmbio".

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

(3) Vide Nota Explicativa 4 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(4) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa de compra ao meio-dia em vigor.

Taxas de Câmbio

Existem dois mercados de câmbio oficiais no Brasil - o mercado de câmbio comercial, ou mercado comercial, e o mercado de câmbio de taxa flutuante, ou mercado flutuante. Embora o governo brasileiro tenha 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 registro prévio junto às autoridades monetárias brasileiras e aprovação prévia das mesmas, tais como compra e venda de investimentos registrados por estrangeiros e as respectivas remessas de recursos ao exterior. As compras e vendas de câmbio no mercado comercial podem ser efetuadas somente por instituição financeira do Brasil autorizada a comprar e vender moeda nesse mercado. A taxa do mercado flutuante é a taxa predominante para a venda de moeda brasileira e compra de dólar dos Estados Unidos divulgada pelo Banco Central do Brasil, ou Banco Central, aplicável a transações não cobertas pelo mercado comercial. Anteriormente à introdução do real, em 1994, a taxa do mercado comercial e a taxa do mercado flutuante diferiram significativamente por vezes, contudo, as duas taxas não diferiram significativamente desde então. Porém, não se pode garantir 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, podem ser influenciadas por intervenções do Banco Central.

No passado, o Banco Central mantinha uma banda dentro da qual a taxa de câmbio real/dólar dos Estados Unidos flutuou. Desde 15 de janeiro de 1999, o real pode flutuar livremente. Em 1999, 2000, 2001 e 2002, o real desvalorizou-se frente ao dólar dos Estados Unidos. Contudo, em 2003, o real teve valorização significativa em relação ao dólar dos Estados Unidos em função da adoção de novas políticas monetárias e fiscais pelo novo Governo Federal. Nos primeiros cinco meses de 2004, o real sofreu desvalorização. Nos termos do atual sistema cambial de livre conversibilidade, o real poderá sofrer desvalorização ou apresentar valorização em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas.

A tabela abaixo apresenta, para os períodos indicados, as taxas de compra mínimas, máximas, médias e de encerramento de período ao meio dia do real, expressas em reais por US\$1,00.

Mês	Reais por US\$1,00			Encerramento de Período
	Mínima	Máxima	Média	
Dezembro de 2003	2.8700	2.9450	2.9255	2.8950
Janeiro de 2004	2.8070	2.9450	2.8070	2.9240
Fevereiro de 2004	2.9040	2.9720	2.9342	2.9150
Março de 2004	2.8680	2.9400	2.9067	2.9070
Abril de 2004	2.8740	2.9590	2.9079	2.9440
Maio de 2004	2.9620	3.2085	3.1023	3.1110
Junho de 2004 (até 18 de junho de 2004)	3.1130	3.1620	3.1340	3.1425

<u>Exercício findo em 31 de dezembro de</u>	<u>Mínima</u>	<u>Reais por US\$1,00</u>		<u>Encerrament o de Período</u>
		<u>Máxima</u>	<u>Média</u>	
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	2.9213	3.5400
2003	2.8230	3.6640	3.0757	2.8950

Fonte: Federal Reserve Bank 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 nossas ações preferenciais em reais, devendo o depositário converter essas distribuições em dólares dos Estados Unidos para pagamento aos detentores de ADSs. As flutuações de taxa de câmbio poderão também afetar o contravalor em dólar dos Estados Unidos do preço em reais das ações preferenciais nas bolsas de valores brasileiras nas quais elas forem negociadas. As flutuações de taxa de câmbio poderão afetar, ademais, nossos resultados operacionais. Vide “-Fatores de Risco - Riscos Atinentes ao Brasil - A instabilidade da taxa de câmbio poderá prejudicar nossa situação financeira e resultados operacionais.”

Fatores de Risco

V.Sa. deverá levar em conta os riscos a seguir bem como as demais informações contidas no presente relatório anual ao avaliar o investimento em nossa companhia.

Riscos Atinentes à CEMIG

Somos controlados pelo Governo Estadual, o qual poderá ter interesses diversos dos interesses de V.Sa.

Na qualidade de acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exerce influência substancial sobre a administração e a orientação dos negócios da Cemig. Ademais, o atual Governador do Estado de Minas Gerais é membro de um partido de oposição ao atual Governo Federal. Não é possível analisar o impacto e os efeitos desta situação sobre nossa empresa ou nossos resultados operacionais.

O governo do Estado de Minas Gerais atualmente detém 51% de nossas ações ordinárias, e, conseqüentemente, tem o direito à maioria dos votos em decisões de nossas assembleias gerais, podendo (i) eleger a maioria dos membros do Conselho de Administração da Cemig e (ii) determinar as matérias que exijam aprovação por quorum qualificado dos nossos acionistas, inclusive operações com partes ligadas, reorganizações societárias e época e pagamento de quaisquer dividendos futuros.

As operações da Cemig causaram e continuarão a causar impacto importante sobre o desenvolvimento comercial e industrial do Estado de Minas Gerais e sobre suas condições sociais. No passado, o Governo Estadual utilizou e poderá utilizar no futuro sua qualidade de acionista controlador da Cemig para decidir que deveremos nos dedicar a certas atividades e efetuar certos investimentos destinados, principalmente, a promover seus objetivos políticos, econômicos ou sociais e não necessariamente para lograr o objetivo de melhoria dos nossos negócios e/ou resultados operacionais.

Podemos ficar incapacitados de cobrar recebíveis do Governo Estadual

Antes de 1993, garantia-se às concessionárias de eletricidade no Brasil uma taxa de retorno sobre os investimentos em ativos utilizados para a prestação de serviço de eletricidade a consumidores, as tarifas cobradas de nossos consumidores eram uniformes em todo o país e os lucros das concessionárias mais lucrativas eram realocados àquelas menos lucrativas de sorte que a taxa de retorno referente a todas as empresas pudesse equivaler à média nacional. Os volumes a menor verificados pela maioria das concessionárias de eletricidade no Brasil foram contabilizados em conta especial de cada empresa conhecida como Conta CRC. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, as concessionárias com saldos positivos puderam compensar esses saldos com seu passivo perante o Governo Federal.

Após todas as nossas contas a pagar elegíveis e dívidas perante o Governo Federal terem sido compensadas com nosso saldo na Conta CRC, celebramos contrato com o Governo Estadual, em maio de 1995, visando transferir o direito de receber o saldo da nossa Conta CRC do Governo Federal para o Governo Estadual em troca de nota promissória do Governo Estadual devida em prestações mensais

mais juros. O contrato de cessão atinente a esta 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 a receber nos termos do Contrato da Conta CRC inicialmente venciam 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.

O Governo Estadual não efetuou nenhum pagamento à nossa empresa nos termos do Contrato da Conta CRC em 2001 ou em 2002. Em 2003, compensamos uma parcela de valores devidos e não pagos no valor de R\$ 28 milhões com pagamentos de juros sobre o capital próprio que somos obrigados a efetuar ao Governo Estadual na qualidade de nosso acionista. A fim de levar a efeito a liquidação desses valores em aberto, entabulamos negociações de amplo alcance com o Governo Estadual. Até o momento, essas negociações resultaram na celebração de três alterações do Contrato da Conta CRC. Estes aditivos dividiram o montante devido em três partes.

A primeira alteração foi celebrada em 24 de janeiro de 2001, com o propósito de substituir o índice de correção monetária da UFIR para o IGP-DI, uma vez que a UFIR foi extinta em outubro de 2000.

A segunda alteração cobre parcelas nos termos do Contrato da Conta CRC originalmente devidas entre 1º de janeiro de 2003 e 1º de maio de 2015, representativas de aproximadamente R\$ 1.201 milhões em 31 de dezembro de 2003. Em razão do fato desta alteração não incluir qualquer garantia que asseguraria a realização dos valores devidos ao amparo da alteração, registramos provisão integral para perda deste ativo em 31 de dezembro de 2001. Vide Nota Explicativa 3 das nossas demonstrações financeiras consolidadas. Cada um dos aditivos ao Contrato da CRC está descrito de forma mais completa no “Item 10 – Informações Adicionais – Contratos Relevantes.”

A terceira alteração reestrutura os valores em mora com datas de vencimento originais 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. Podemos compensar os valores devidos nos termos desta alteração, que totalizaram R\$ 891 milhões em 31 de dezembro de 2003 com os pagamentos de dividendos e juros sobre o capital próprio que somos obrigados a efetuar ao Governo Estadual na qualidade de nosso acionista. Em 31 de dezembro de 2003, o Governo Estadual tinha o direito de receber aproximadamente R\$ 55,6 milhões de dividendos. Deste valor, R\$ 22,5 milhões foram utilizados pelo Governo Estadual para adquirir debêntures emitidas pela CEMIG para financiar a construção de nosso projeto da usina Irapé. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Geração e Compra de Energia Elétrica - Expansão da Capacidade de Geração". Alocamos os R\$ 33,1 milhões remanescentes para compensar os valores devidos e não pagos nos termos desta alteração. Em razão do fato de não termos recebido o pagamento dos valores devidos nos termos desta alteração, não pretendemos pagar esses dividendos ao Governo Estadual..

Continuamos a negociar com o Governo Estadual e o Governo Federal no que respeita a recebíveis devidos nos termos do Contrato da Conta CRC; contudo, dado o histórico do Governo Estadual de deixar de efetuar pagamentos nos termos desta obrigação, não pode ser dada nenhuma garantia de que quaisquer dos pagamentos de prestação previstos nesta alteração serão efetuados no vencimento ou em alguma outra data. Ademais, não pode ser dada nenhuma garantia de que provisões adicionais para perda no que respeita a este recebível não serão registradas em momentos futuros.

Caso deixemos de realizar a desverticalização de nossas atividades de distribuição em uma empresa distinta até dezembro de 2004, nossas operações poderão ser prejudicadas e caso não atuemos desta forma, poderemos ser penalizados pelo Governo Federal.

De acordo com a Lei nº 10.848 as empresas, inclusive a CEMIG, que ainda operam de maneira verticalmente integrada - combinando operações de geração, transmissão e distribuição numa única empresa operacional - deverão ter uma empresa em separado para operar as atividades de distribuição até dezembro de 2004. A partir de então, a Lei nº 10.848 prevê que as empresas de distribuição estarão proibidas de operar qualquer outra atividade, inclusive atividades de geração e transmissão, ressalvadas aquelas permitidas pela Lei de Concessões, inclusive a detenção de participações em qualquer outra empresa. A separação das atividades de distribuição deverá ser implementada dentro de 18 meses calendários a contar de 18 de março de 2004 (data de publicação da Lei nº 10.848/04), observadas as penalidades que ainda deverão ser definidas por meio de Decretos Presidenciais do Ministério das Minas e Energia (MME) e da ANEEL. Tais penalidades poderão, em casos extremos, envolver a rescisão antecipada das concessões. A ANEEL poderá prorrogar o prazo para desverticalização uma vez para outros 18 meses calendários após setembro de 2005, mas não podemos garantir a V.Sa. que isto ocorrerá.

A imposição de penalidades em função da não desverticalização das atividades de distribuição poderá prejudicar nosso negócio e resultados operacionais.

Não obstante este fato, até dezembro de 2004 poderemos continuar a celebrar contratos não relacionados a atividades de distribuição, inclusive contratos de venda a consumidores livres. Caso não separemos nossas atividades de distribuição em unidade operacional distinta até dezembro de 2004, não mais poderemos celebrar esses contratos e nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais poderão ser prejudicados.

A omissão em reorganizar nossas atividades até dezembro de 2004 nos impedirá de implementar nossas atividades cotidianas e poderá comprometer substancialmente nosso negócio, situação financeira ou resultados operacionais.

Ademais, a reorganização de nossas atividades não depende exclusivamente da nossa empresa pois, de acordo com a Constituição Federal Brasileira, a aprovação de Lei Estadual se fará necessária para a criação de subsidiárias de sociedade de economia mista estatal como nossa empresa. Em função de a aprovação de tal lei pela Assembléia Legislativa do Estado não depender da nossa empresa, não podemos garantir que concluiremos nossa reorganização societária até o final de 2004.

Se a desverticalização for implementada, alguns credores poderão declarar o vencimento antecipado de nossas obrigações financeiras

A maioria dos nossos contratos financeiros de longo prazo possuem avença que permite aos credores declarar o vencimento antecipado de nossas obrigações e exigir o pagamento imediato de todas as dívidas em aberto no caso de reorganização societária. Não podemos garantir a V.Sa. que seremos capazes de conseguir a aprovação da maioria dos nossos credores quanto à desverticalização.

Ademais, a primeira emissão pública de debêntures, no valor total de R\$ 625 milhões, exige que qualquer dispensa permissiva de reorganização societária seja aprovada previamente pelos detentores de 2/3 das debêntures em circulação. Não podemos garantir que obteremos tais aprovações e, no caso de não obtermos tais aprovações, precisaremos antecipar o pagamento das dívidas em aberto.

O controle efetivo da CEMIG está sujeito a contestação judicial.

No que respeita à compra ocorrida em 1997 de aproximadamente 33% de nossas ações ordinárias pela Southern Electric Brasil Participações Ltda., ou Southern, o Governo Estadual celebrou acordo de acionistas com a Southern, concedendo à Southern o controle sobre certas decisões societárias significativas. Em 1999, o Governo Estadual ajuizou ação visando anular o acordo de acionistas sob fundamento constitucional. Em agosto de 2001, após diversas decisões e recursos, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais decidiu que o acordo de acionistas é nulo. Esta decisão foi objeto de recurso ao Superior Tribunal de Justiça que manteve a decisão do Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais em dezembro de 2003. A decisão do Superior Tribunal de Justiça está sujeita a recurso e, por conseguinte, o controle efetivo da CEMIG continua sujeito a contestação judicial. Em decorrência deste fato, a Southern poderá contestar retroativamente a legitimidade de certas decisões tomadas pelo nosso Conselho de Administração enquanto esses processos judiciais estiverem pendentes. Vide "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Acordo de Acionistas" e "Item 10. Informações Adicionais - Contratos Relevantes - Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1999, celebrado entre o Governo Estadual e a Southern".

Estamos sujeitos a uma extensa legislação e regulamentação governamental e a alterações regulatórias expressivas que estão sendo implementadas pelo Governo Brasileiro.

O Governo Federal do Brasil vem implementando políticas que tem impacto de longo alcance sobre o setor energético brasileiro, em particular, o setor elétrico. Como parte da reestruturação do setor, a Lei Federal 10.848 de 15 de março de 2004 ("Lei nº 10.848/04") introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

A Lei nº 10.848/04 permanece sujeita à promulgação de decretos do governo brasileiro e de portarias de implementação da ANEEL. Por conseguinte, não podemos avaliar no momento o impacto que terá sobre nossas atividades, situação financeira e resultados operacionais futuros.

As empresas que detêm concessões para distribuição de eletricidade ficarão obrigadas a comprar toda a sua demanda de eletricidade por meio de licitações.

Nos termos da Lei nº 10.848/04, somos obrigados a contratar 100% da nossa demanda prevista de eletricidade por meio de licitações conduzidas pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de

Energia Elétrica (CCEE). Se nossas previsões iniciais estiverem significativamente aquém da demanda de eletricidade efetiva, poderemos ser forçados a sanar a deficiência mediante a celebração de contratos de compra de eletricidade de curto prazo. Não podemos garantir que nossas previsões iniciais de demanda de eletricidade em nossas áreas de concessão para distribuição serão exatas. Se não forem, poderemos não ser capazes de repassar integralmente por meio de nossas tarifas nossos custos de aquisição desta energia. Ademais, a ANEEL poderá impor certas penalidades à nossa Companhia em função da omissão em prever adequadamente a demanda.

As novas regras para venda de energia elétrica poderão afetar nossos preços de venda de geração.

Nos termos das Leis nº 10.438/02 e 10.848/04, quando do término de nossos contratos atualmente em vigor, apenas poderemos vender capacidade de geração: (i) a empresas de distribuição por meio de licitação conduzida pela ANEEL ou pela CCEE; (ii) a consumidores que possam comprar energia diretamente de empresas de geração ou de Comercializadores de Energia (Consumidores Livres) por meio de licitações conduzidas pela nossa Companhia ou por tais consumidores. Caso após a desverticalização, nosso preço for inferior ao preço que atualmente cobramos nos termos dos Contratos Iniciais, nossas receitas e nossos resultados poderão ser prejudicados. No que respeita à Desverticalização de nossas atividades, vide "Item 4 - Desverticalização."

Ademais, a regulamentação futura atinente à venda de capacidade de geração poderá prejudicar nossos preços e nossas receitas e resultados operacionais.

As tarifas que cobramos em função da venda de eletricidade a consumidores cativos são determinadas nos termos de contrato de concessão celebrado com o Governo Federal e nossas receitas operacionais poderão ser prejudicadas se a ANEEL tomar decisões referentes às nossas tarifas que não sejam favoráveis à nossa empresa.

A ANEEL possui discricionariedade substancial para estabelecer as tarifas que cobramos. Tais tarifas são determinadas nos termos de contratos de concessão celebrados com a ANEEL e em conformidade com a competência decisória e regulatória da ANEEL.

Em suma, os contratos de concessão e a legislação brasileira estabelecem um mecanismo de preços máximos que permite três tipos de reajustes de tarifas: (1) o reajuste anual; (2) a revisão periódica; e (3) a revisão extraordinária. Temos o direito de requerer a cada ano o reajuste anual, o qual destina-se a compensar alguns efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações em nossa estrutura de custos que estejam fora de nosso controle, tais como o custo da eletricidade que compramos de certas fontes e certos outros encargos regulatórios, inclusive encargos em função do uso das instalações de transmissão e distribuição. Ademais, a ANEEL realiza uma revisão periódica a cada quatro ou cinco anos que visa identificar as variações de nossos custos bem como estabelecer um fator com base em nossa eficiência operacional que será aplicado contra o índice de nossos reajustes de tarifa anuais correntes, cujo efeito pretendido é recompensar o bom gerenciamento de nossos custos bem como compartilhar quaisquer ganhos correlatos com clientes. Também temos o direito de solicitar revisão extraordinária das nossas tarifas caso eventos imprevistos alterem significativamente nossa estrutura de custos.

Os atos da ANEEL, inclusive a revisão de nossas tarifas, estão sujeitos a auditoria do Tribunal de Contas da União. Por exemplo, em relação à metodologia adotada pela ANEEL para a revisão periódica, realizada em 2003, o Tribunal de Contas da União decidiu recentemente que esta metodologia não levava em conta certos benefícios fiscais obtidos por empresas de distribuição, inclusive nossa empresa em decorrência de tarifas mais altas. A ANEEL poderá reconsiderar o índice de revisão aplicado às nossas tarifas na última revisão.

De modo geral, não podemos garantir que a ANEEL estabelecerá tarifas que compensarão adequadamente nossa empresa e que nossas receitas e nossos resultados operacionais não serão prejudicados. Ademais, na medida que quaisquer desses ajustes não sejam concedidos pela ANEEL de maneira tempestiva, nossa situação financeira e nossos resultados operacionais poderão ser prejudicados.

A decisão de nossos clientes de se tornar consumidores livres e adquirir eletricidade de outros fornecedores de eletricidade poderá prejudicar nossa participação de mercado, nossos negócios ou resultados operacionais.

Diversos de nossos clientes poderão optar por se tornar consumidores livres e adquirir eletricidade diretamente de outros geradores ou comercializadores de eletricidade ao invés de adquirir da nossa empresa a taxas reguladas. Os consumidores que optam por ser consumidores livres são

principalmente consumidores industriais cuja demanda excede de modo geral 3MW. Os consumidores que consomem entre 500kW e 3MW poderão optar por se tornar consumidores livres caso escolham adquirir sua energia de fontes renováveis de energia, tais como pequenas centrais hidrelétricas ou biomassa. A regulamentação futura do setor elétrico poderá possibilitar que nossos outros consumidores comerciais e industriais se qualifiquem como consumidores livres, possibilitando-os a adquirir eletricidade de qualquer fornecedor. Um total de 828 de nossos clientes que atualmente compram eletricidade a tarifas reguladas ("consumidores cativos") representando receita de venda anual de R\$ 1.369 milhões poderão optar por se tornar consumidores livres. Ademais, acreditamos que aproximadamente 814 clientes, correspondentes a 85% das receitas mencionadas acima, poderão fazer esta opção nos próximos cinco anos.

Poderemos, nos próximos quatro anos, deixar de vender uma parcela significativa de nossa produção de eletricidade

A partir de 2005 até 2008, o excesso de capacidade no mercado brasileiro de eletricidade poderá alcançar aproximadamente 8.000 MW (correspondente a quase 19% do mercado projetado em 2005). Não se espera que o mercado se estabilize após 2008, quando espera-se que o excesso de capacidade projetada fique abaixo de aproximadamente 3.000 MW (5% da demanda corrente). Enquanto houver excesso de capacidade e nossa empresa deixar de vender nossa produção a tarifas reguladas por meio de licitações públicas ou no mercado aberto por meio de leilão, seremos forçados a aceitar preços mais baixos no mercado de curto prazo.

Esses eventos causarão efeito adverso sobre nossos negócios, situação financeira e resultados operacionais.

Nossa empresa tem responsabilidade objetiva por quaisquer danos decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos e nossas apólices de seguro contratadas podem não cobrir integralmente tais danos.

Nos termos da legislação brasileira, nossa empresa tem responsabilidade objetiva pelos danos diretos e indiretos decorrentes da prestação inadequada de serviços elétricos. Ademais, os danos causados a consumidores finais em decorrência de interrupções ou distúrbios dos sistemas de geração, transmissão ou distribuição, sempre que essas interrupções ou distúrbios não sejam atribuídos a um membro identificável do ONS ou ao ONS propriamente dito serão compartilhados entre empresas de geração, distribuição e transmissão. Até que um critério final seja definido, a responsabilidade por tais danos será compartilhada na proporção de 60% aos agentes de distribuição, 20% aos agentes de transmissão e 20% aos agentes de geração.

Estamos sujeitos a regras e limites aplicados a níveis de endividamento do setor público e a restrições sobre o uso de certos recursos que levantamos, o que poderá nos impedir de obter financiamento.

Na qualidade de sociedade de economia mista estatal, estamos sujeitos a regras e limites atinentes ao nível de crédito aplicável ao setor público emitidos pelo Conselho Monetário Nacional e pelo Banco Central do Brasil. Essas regras fixam certos parâmetros e condições para que as instituições financeiras possam oferecer crédito a empresas do setor público. Desta forma, se não atendemos a essas condições, poderemos enfrentar dificuldade para obter financiamento de instituições financeiras brasileiras, o que poderá criar dificuldades na implementação de nosso plano de investimento ou no refinanciamento de nossas obrigações financeiras. A legislação brasileira também estabelece que uma empresa controlada pelo estado, de modo geral, apenas pode utilizar os recursos decorrentes de operações externas ou locais (dívida, inclusive títulos) para refinar obrigações financeiras para as quais não haja nenhuma outra fonte de amortização. Como resultado desses regulamentos, nossa capacidade de endividamento fica novamente limitada e isto poderá afetar negativamente a implementação do nosso plano de investimento ou o refinanciamento de nossas obrigações.

Podemos ser penalizados pela ANEEL em função do descumprimento das condições dos nossos contratos de concessão, o que poderá resultar em multas, outras penalidades e, dependendo da gravidade do descumprimento, encampação dos contratos de concessão.

Realizamos nossas atividades de geração e distribuição nos termos de contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro por meio da ANEEL ou do DNAEE (atualmente substituído pela ANEEL). A ANEEL poderá impor penalidades à nossa empresa caso deixemos de observar qualquer disposição dos contratos de concessão, inclusive a observância dos padrões de qualidade estabelecidos. Dependendo da gravidade da inobservância, essas penalidades poderão incluir:

- multas por quebra contratual de até 2,0% das receitas da concessionária no exercício encerrado imediatamente antes da data da quebra pertinente;
- liminares atinentes à construção de novas instalações e equipamentos;
- restrições à operação das instalações e equipamentos existentes;
- suspensão temporária no que respeita à participação em processos licitatórios para novas concessões;
- intervenção pela ANEEL na administração da concessionária infratora; e
- revogação da concessão.

Ademais, o governo brasileiro tem poderes para revogar quaisquer de nossas concessões antes do encerramento do prazo da concessão no caso de falência ou dissolução ou por meio de expropriação por razões de interesse público. No passado fomos penalizados pela ANEEL em função de violação alegada do contrato de concessão. Por exemplo, em 12 de janeiro de 2003, a ANEEL impôs uma multa de aproximadamente R\$ 5,9 milhões em função da inobservância de certos índices de padrão de qualidade determinados pelo contrato de concessão.

Não podemos garantir a V.Sa. que a ANEEL não imporá multas nem revogará nossas concessões na hipótese de violação. Qualquer indenização que venhamos a receber quando da rescisão do contrato de concessão poderá não ser suficiente para compensar nossa empresa pelo valor integral de certos investimentos. Se quaisquer dos nossos contratos de concessão forem rescindidos por nossa culpa, o valor efetivo da indenização poderá ser reduzido em função de multas ou outras penalidades.

A ANEEL impôs uma multa à nossa empresa em função do descumprimento de nossa obrigação prevista em nossos contratos de concessão em relação à implementação de desverticalização até 19 de setembro de 2002.

Em 1997, nossa empresa e outras empresas de eletricidade brasileiras verticalmente integradas fomos obrigadas a separar nossas operações de geração, transmissão e distribuição em unidades operacionais distintas até 19 de setembro de 2002. Não procedemos à desverticalização até aquela data e a ANEEL nos impôs uma multa de R\$ 6,5 milhões. Estamos contestando o pagamento desta multa. Não podemos prever a decisão da ANEEL em relação a esta multa especialmente à luz da recente emissão de regulamentos para o novo modelo do setor elétrico. Nossa exposição estimada total deste processo está inteiramente provisionada, e acreditamos possuir uma defesa forte contra novas penalidades que podem ser impostas com referência a este tema.

Não temos certeza da renovação de nossas concessões

Conduzimos nossas atividades de geração, transmissão e distribuição de acordo com contratos de concessão celebrados com o Governo Federal. A Constituição brasileira exige que todas as concessões de serviços públicos sejam objeto de licitação. Em 1995, ao implementar esses dispositivos constitucionais, o Governo Federal baixou certas leis e regulamentos, denominados coletivamente Lei de Concessões, os quais regem os procedimentos de licitação do setor elétrico. De acordo com a Lei de Concessões, as concessões existentes poderão ser renovadas pelo Governo Federal por períodos adicionais de até 20 anos, mediante requerimento efetuado pela concessionária, independentemente de sujeição ao processo de licitação, contanto que a concessionária tenha dado atendimento aos padrões mínimos de desempenho e que a proposta seja, de resto, aceitável ao Governo Federal.

À luz do grau de discricionariedade conferido ao Governo Federal pela Lei de Concessões e dos contratos de concessão no que respeita a renovação de concessões existentes e dada a ausência de precedentes de longa data explicitando como o Governo Federal pretende exercer seu poder discricionário e interpretar e aplicar a Lei de Concessões, não podemos lhe garantir que concessões adicionais poderiam ser obtidas ou que concessões seriam renovadas em termos tão favoráveis quanto aqueles atualmente em vigor. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Concorrência-Concessões" e "O Setor Elétrico Brasileiro — Questões Jurídicas e Regulatórias — Concessões" contidos no Anexo A. Ademais, é possível que nossos clientes industriais de grande porte sejam autorizados pela ANEEL a gerar energia elétrica para consumo próprio ou venda a terceiros, caso em que poderão obter autorização ou concessão para geração de energia elétrica em uma determinada área, o que poderá prejudicar nossos resultados operacionais.

A atual estrutura do setor elétrico brasileiro é altamente concentrada em geração hidrelétrica, o que a torna sujeita a certos riscos.

O setor elétrico brasileiro, altamente concentrado em geração hidrelétrica, enfrenta uma limitação natural de sua capacidade de geração. As usinas hidrelétricas não podem gerar mais eletricidade do que o que é possível em função dos recursos hídricos do país. O controle do nível dos reservatórios pelo Operador Nacional do Sistema, ONS, procura otimizar o nível de água disponível

para a geração hidroelétrica em cada uma das usinas de eletricidade associadas aos respectivos reservatórios e também manter um certo volume de água contingenciado para situações de emergência. Neste contexto, o ONS poderá, por exemplo, impedir que uma usina de geração localizada na nascente de um rio aumente sua vazão de água, caso isto possa prejudicar as demais usinas ao longo do mesmo rio.

Uma grande parcela de nossa capacidade de geração e de nossos principais fornecedores de eletricidade é hidrelétrica e depende de maneira significativa do volume de água nas bacias hidrográficas em que as usinas hidrelétricas e as mini-usinas hidrelétricas estão situadas. Fatores naturais poderão afetar nossa capacidade de geração, aumentando ou reduzindo o nível dos reservatórios.

Qualquer limitação da nossa capacidade de geração de eletricidade poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais. De modo similar, as restrições da capacidade de geração de eletricidade das geradoras que fornecem nossa eletricidade poderão prejudicar nossa capacidade de aquisição de energia para produzir eletricidade, prejudicando nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

De igual forma, o sistema de transmissão elétrica do país tem limitações sobre a capacidade de transmissão entre os sub-mercados de eletricidade (o sistema de transmissão nacional está subdividido em sub-mercados com relação aos quais preços específicos serão estabelecidos e cujas fronteiras são fixadas como uma função da existência de restrições significativas remanescentes sobre a transmissão) e restringe o aumento da geração disponível.

Períodos de estiagem prolongada ou o crescimento considerável da demanda de eletricidade poderão causar nova escassez e/ou racionamento, o que poderá resultar na redução de receitas, redução do fluxo de caixa, custos de reparo de equipamentos danificados em função da interrupção do fornecimento no atacado e possíveis pedidos de indenização por perdas e danos por clientes que sofrerem prejuízos em decorrência de cortes de fornecimento de eletricidade compulsórios.

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, de determinado orçamento e sem efeitos econômicos adversos está sujeita a vários riscos. Por exemplo:

- poderemos experimentar problemas na fase de construção de um projeto de expansão;
- poderemos defrontarmo-nos com desafios regulatórios ou legais que protelem a data inicial de operação de um projeto de expansão;
- nossas instalações novas ou modificadas poderão não operar à capacidade designada ou seu custo de operação poderá ser maior do que esperávamos;
- talvez não consigamos obter o capital de giro necessário para financiar nossos projetos de expansão; e
- poderemos enfrentar questões ambientais e manifestações populares durante a construção de usina de energia.

Caso enfrentemos esses ou outros problemas atinentes à expansão da nossa capacidade de geração, transmissão ou distribuição de eletricidade, nossa capacidade de vender energia em valores em linha com nossas projeções poderá ser prejudicada e poderemos ficar expostos a aumento de custos. Conseqüentemente, poderemos deixar de produzir as receitas que prevemos no que respeita a tais projetos de expansão.

Um número relativamente pequeno de consumidores responde por parcela desproporcional das receitas de nossa empresa

A maioria da energia que vendemos é comprada por consumidores industriais de grande porte. Nossos consumidores industriais atuam nos setores siderúrgico, de metais não-ferrosos, ferro-ligas, mineração, cimento e no setor automotivo. Com relação ao exercício findo em 31 de dezembro de 2003, nossos dez maiores consumidores industriais responderam por aproximadamente 8,9% de nossas receitas e por aproximadamente 11,2% do volume total de eletricidade vendido pela nossa empresa. Nossos consumidores industriais, no total, responderam no exercício findo em 31 de dezembro de 2003 por 60,4% da totalidade do volume de venda de energia elétrica da nossa empresa a consumidores finais e por aproximadamente 40,0% das nossas receitas de venda de eletricidade a consumidores

finais. Para obter informações pormenorizadas sobre nossos consumidores, vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Clientes 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 nosso negócio, situação financeira ou nossos resultados operacionais. Alguns de nossos consumidores industriais de grande porte poderão se tornar autoprodutores de energia, ou APEs, e gerar eletricidade para seu próprio uso. Em abril de 2002, nosso maior cliente industrial tornou-se um APE e vem reduzindo gradualmente o volume de energia que adquire de nossa empresa desde então. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Clientes e Faturamento". Ademais, quando os contratos que estes consumidores celebraram com a nossa empresa expirarem, o regime regulatório que está sendo implantado no setor elétrico do Brasil permitirá que estes contratem energia com outras concessionárias de eletricidade, comercializadoras ou diretamente das geradoras, desde que tais consumidores possam ser classificados como consumidores livres (aqueles consumidores que tenham demanda de 3MW ou mais de eletricidade a tensão de 69 kV ou mais). Ademais, um desaquecimento do setor manufatureiro poderá reduzir as demandas de energia de alguns de nossos principais consumidores industriais.

A ocorrência de qualquer desses eventos poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro - Questões Jurídicas e Regulatórias - Concorrência" contido no Anexo A.

Após a desverticalização, poderemos ficar obrigados a adquirir eletricidade de outras geradoras para cumprir nossos contratos perante consumidores livres.

Nossa empresa atualmente tem contratos com clientes que podem se tornar consumidores livres (600MW, em média) e que já optaram por esta forma de fornecimento. Atualmente, prestamos serviços de distribuição a esses clientes a preços não regulados. Com a desverticalização, esses contratos poderão ser assumidos pela empresa responsável pela geração ou poderão continuar com a empresa responsável pela distribuição até sua rescisão, sem a possibilidade de renovação. Pelo fato de esta decisão ainda não ter sido objeto de regulamentação pelo Governo Federal, existe o risco de que a nova regulamentação exija que esses contratos sejam "atendidos" exclusivamente por energia proveniente de outras geradoras. Nesta hipótese, nossa empresa terá que adquirir energia para "atender" os contratos, em volume excedente à nossa própria geração como produtor independente de energia e estamos incertos acerca dos preços desta geração. Neste caso, nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais poderão ser prejudicados.

Imposições e restrições das agências ambientais poderão acarretar custos adicionais à nossa empresa.

Nossas operações relacionadas à geração, transmissão e distribuição de eletricidade bem como à distribuição de gás natural estão sujeitas a diversas leis e regulamentos federais, estaduais e municipais e também a numerosas exigências atinentes à proteção da saúde e do meio ambiente.

A inobservância das leis e regulamentos ambientais poderá, independentemente da obrigação de sanar quaisquer danos que venham a ser causados, resultar na aplicação de sanções penais e administrativas. Com base na legislação brasileira, penas tais como restrição de direitos e mesmo prisão podem ser aplicadas na esfera penal a pessoas físicas (inclusive gerentes de empresas) e penas tais como multas, restrição de direitos ou prestação de serviços à comunidade podem ser aplicadas a pessoas jurídicas. No que respeita a sanções administrativas, dependendo das circunstâncias, as autoridades ambientais podem impor advertências e multas, exigir a suspensão parcial ou total de atividades; suspender ou restringir benefícios fiscais; cancelar ou suspender linhas de financiamento provenientes de estabelecimentos de empréstimo oficiais bem como proibir a empresa de celebrar contratos com órgãos, empresas e autoridades públicas. Quaisquer desses eventos poderiam prejudicar nosso negócio, situação financeira ou resultados operacionais.

A lei brasileira poderá permitir processos contra nossos acionistas por danos causados ao meio ambiente

Nos termos da Legislação Ambiental brasileira, poderá ser desconsiderada a pessoa jurídica sempre que sua personalidade for obstáculo ao ressarcimento de prejuízos causados ao meio ambiente. Esta dispositivo não é usual, sendo aplicado apenas no caso de fraude ou abuso. Embora não tenhamos ciência de qualquer processo de indenização contra acionistas com base em Legislação Ambiental, não podemos garantir que tal não ocorrerá.

Há restrições contratuais à nossa capacidade de endividamento.

Estamos sujeitos a certas restrições sobre nossa capacidade de endividamento em função de (i) leis que limitam as empresas tais como a nossa, que são controladas pelo Estado ou outras empresas governamentais; e (ii) compromissos previstos em contratos de empréstimo celebrados por nossa empresa. Na hipótese de descumprimento por parte da nossa empresa de qualquer termo desses contratos, a totalidade do valor principal, futuros juros e de quaisquer multas devidas nos termos de tais contratos poderá se tornar imediatamente devida e pagável. O vencimento antecipado de nossas obrigações poderá prejudicar nossa situação financeira, especialmente à luz das disposições sobre inadimplemento cruzado contidas em diversos de nossos contratos de empréstimo e de financiamento. A existência de limitações sobre o nosso endividamento poderá nos impedir de tomar empréstimos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes o que poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

O nível de inadimplemento dos nossos consumidores poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

Em 31 de dezembro de 2003, a totalidade dos recebíveis da nossa empresa devidos por consumidores finais era de aproximadamente R\$ 604 milhões, correspondentes a 10,0% da nossa receita líquida em 2003. Aproximadamente 31,0% dos recebíveis devidos eram devidos por empresas do setor público. Podemos ser incapazes de cobrar valores devidos por diversos municípios e demais consumidores em mora que estão sendo renegociados. Caso tais dívidas não sejam total ou parcialmente liquidadas, sofreremos impacto prejudicial relevante sobre nossos resultados operacionais.

Podemos não ter capacidade de concluir nosso programa de investimentos

Planejamos despendar aproximadamente R\$ 5,1 bilhões durante o período de 2004 a 2008 na construção de novas instalações elétricas bem como na reforma 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 circunstâncias, 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 a processo licitatório regido pela Lei de Concessões. Não podemos lhe garantir que teremos os recursos financeiros para concluir esse programa.

Dificuldade em financiar nossas necessidades de capital poderá levar a diluição de participação acionária

Cobrimos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento. Planejamos continuar a financiar nossa liquidez e necessidades de capital desta maneira no futuro próximo. Contudo, caso enfrentemos redução no caixa gerado por operações e/ou incorramos em dívida adicional significativa, poderá ser mais difícil amortizar a dívida e teremos mais probabilidade de levantar recursos por meio da 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 existentes.

Nosso investimento no setor de telecomunicações poderá não ter o retorno que esperamos

A Infovias, nossa subsidiária de telecomunicações, iniciou suas operações em janeiro de 2001 e sua subsidiária, WAY TV Belo Horizonte S.A., iniciou suas operações em 2002. Consideramos esses negócios uma forma de uso estratégico de nossa infraestrutura existente. O negócio de telecomunicações exigirá investimentos adicionais para ser considerado completo e competitivo. Realizamos avaliações periódicas da Infovias e da WAY TV a fim de determinar sua capacidade de levar a efeito seus negócios de forma independente e lucrativa, bem como a fim de determinar a necessidade de reserva de deterioração para esse investimento. As projeções atualmente disponíveis não relevaram a necessidade desta reserva de deterioração.

Operamos sem apólices de seguro de responsabilidade civil de terceiros e catástrofes

Não possuímos seguro de responsabilidade civil de terceiros nem contra catástrofes e não solicitamos propostas relativas a este tipo de seguro. Contudo, poderemos contratar este tipo de seguro no futuro. Ademais, não solicitamos proposta para -- tampouco contratamos - cobertura de seguro contra catástrofes que afetam nossas instalações tais como terremotos e inundações, risco de paralisação dos negócios ou falhas operacionais do sistema. Acidentes ou eventos catastróficos

poderão prejudicar nosso negócio, situação financeira ou resultados operacionais. Vide "Item 10. Informações Adicionais - Seguro".

Necessitaremos de recursos de curto prazo para pagar e refinar nossas obrigações

Em 31 de dezembro de 2003, nossa dívida total era de R\$ 3.991 milhões, dos quais R\$ 1.660 milhões vencem em 2004. Da totalidade da nossa dívida, R\$ 1.711 milhões foram contratados em moeda estrangeira, dos quais R\$ 1.045 milhões vencem em 2004.

Em decorrência desta situação, necessitamos de recursos a curto prazo para pagar e refinar essas obrigações. Por esta razão, estamos reestruturando o perfil de nossas dívidas em 2004 para alongar seus vencimentos. Planejamos captar aproximadamente R\$ 1,6 bilhões em 2004.

Não podemos garantir a V.Sa. que seremos capazes de captar esses recursos nos prazos, nos valores necessários ou a taxas competitivas. Caso a reestruturação não ocorra de maneira bem sucedida, podemos não ser capazes de pagar nossa dívida. Por outro lado, caso simplesmente paguemos nossa dívida sem refinanciamento, nosso programa de investimento poderá sofrer atrasos significativos, prejudicando nossa perspectiva futura.

Temos um alto nível de endividamento e outras obrigações em moeda estrangeira, principalmente em dólares dos Estados Unidos

No início de 1999, o Brasil adotou uma nova política de câmbio baseada na livre flutuação da taxa de câmbio. Após a introdução desta nova política, a moeda brasileira tornou-se extremamente volátil, estabilizando-se no final do ano 2000. A partir do primeiro trimestre de 2001, contudo, a moeda brasileira sofreu uma desvalorização substancial em relação ao dólar dos Estados Unidos, principalmente em decorrência da crise dos mercados externos, deterioração dos fatores macroeconômicos domésticos e redução dos investimentos diretos nos mercados emergentes.

Nossos resultados operacionais poderiam ser afetados por deterioração ulterior da moeda brasileira, principalmente pelo fato de uma parcela significativa de nossas dívidas estar denominada em moeda estrangeira (principalmente dólar dos Estados Unidos) ou atrelada à taxa de câmbio de moeda estrangeira, ao passo que nossa receita é obtida em reais. Nossa dívida em moeda estrangeira em 31 de dezembro de 2003 era de R\$ 1.711 milhões, equivalentes a 42,9% da totalidade de nossa dívida bruta.

Podemos incorrer em prejuízos no que respeita à pendência de processos judiciais e arbitragem

Nossa empresa é ré em diversos processos judiciais de natureza civil, administrativa, ambiental, tributária e de outra natureza. Esses processos envolvem uma ampla gama de questões e visam à obtenção de montantes substanciais em dinheiro. Vários litígios individuais são responsáveis por uma parcela significativa do valor total dos processos movidos contra a nossa empresa. Nossas demonstrações financeiras consolidadas incluem reservas atinentes a processos judiciais e arbitrais no valor total de R\$ 263 milhões em 31 de dezembro de 2003 (com exclusão de questões trabalhistas) atinentes a prejuízos prováveis e razoavelmente estimados e despesas que poderemos incorrer no que respeita aos litígios pendentes. Na hipótese de nossas reservas para processos judiciais e arbitragens se revelarem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda as reservas poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira ou resultados operacionais.

Disputas trabalhistas, greves e/ou interrupções de trabalho poderiam ter um impacto negativo sobre o nosso negócio

Substancialmente todos os nossos empregados estão protegidos pela legislação trabalhista brasileira aplicável a empregados do setor privado. Celebremos 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 remuneração de hora extra e de adicional de periculosidade. Em 31 de dezembro de 2003, esses empregados pleiteavam, no total, aproximadamente R\$ 113 milhões a título de indenização e nessa data, possuíamos uma responsabilidade de aproximadamente R\$ 91 milhões relacionada a tais reclamações. Para informações mais pormenorizadas sobre processos trabalhistas, vide "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Obrigações Trabalhistas e de Fundos de Pensão".

Não enfrentamos nenhuma perturbação trabalhista relevante nos últimos três anos. Contudo, nossas operações poderão ser interrompidas por distúrbios trabalhistas no futuro. Não possuímos

seguro contra perdas incorridas em decorrência de interrupções de atividades causadas por ações trabalhistas. Na hipótese de greve, poderemos enfrentar uma perda de receita imediata.

Disputas contratuais, greves, reclamações ou outros tipos de conflitos atinentes a nossos empregados ou a sindicatos que os representem poderão causar efeito prejudicial sobre o nosso negócio, situação financeira ou resultados operacionais e sobre nossa capacidade de manter os níveis normais de serviço ou operar nosso negócio da maneira que nossos consumidores esperam.

Os acionistas estrangeiros poderão não ser capazes 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 aos acionistas estrangeiros 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 em Face de Pessoas não Norte-Americanas”.

Riscos Atinentes ao Brasil

O governo brasileiro exerce influência significativa sobre a economia brasileira. As condições políticas e econômicas podem causar impacto direto sobre o nosso negócio.

O governo brasileiro intervém com frequência na economia do país, bem como na política monetária, fiscal e regulatória. Nosso negócio, situação financeira e resultados poderão ser prejudicados por alterações das políticas governamentais, bem como por:

- flutuações da taxa de câmbio;
- inflação;
- instabilidade de preços;
- alterações das taxas de juros;
- política fiscal;
- demais acontecimentos políticos, diplomáticos, sociais e econômicos que venham a afetar o Brasil ou os mercados internacionais;
- controle de fluxo de capitais; e
- limites ao comércio internacional.

As medidas do governo brasileiro para manter a estabilidade econômica bem como especulação acerca de quaisquer atos futuros do governo poderão gerar incertezas na economia brasileira e aumentar a volatilidade dos mercados de capitais domésticos, prejudicando nosso negócio, situação financeira ou resultados operacionais. Caso as situações política e econômica se deteriore, poderemos enfrentar aumento de custos.

O real teve valorização de 18,28% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2003 em função da adoção, pelo novo Presidente, de uma nova política macroeconômica. Em 2 de janeiro de 2003, a taxa de compra ao meio dia de reais era de R\$ 3,5425 por US\$1,00 em comparação a R\$ 2,8950 por US\$1,00 em 31 de dezembro de 2003. Contudo, em 2004 o real teve alta volatilidade com flutuações em relação ao dólar dos Estados Unidos. Nos termos do atual sistema cambial de livre conversibilidade, não pode haver nenhuma garantia de que o real não sofrerá desvalorização nem apresentará valorização frente ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas.

O efeito da inflação e de medidas governamentais para combatê-la poderá prejudicar a economia brasileira de modo geral e nossa empresa

Antes de 1994, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação bem como as medidas governamentais visando seu combate afetaram todos os setores da economia brasileira de forma negativa. Em 1994, o governo promoveu o "Plano Real" visando à redução da inflação e à construção de bases para um crescimento econômico sustentável.

Desde a introdução do real, a taxa de inflação tem permanecido estável e bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. Acontecimentos internacionais tais como a crise dos mercados emergentes, atentados terroristas nos Estados Unidos e conflitos militares recentes causaram e poderão

causar novamente desestabilizações dos mercados internacionais, com repercussões para a economia brasileira, tais como aumento da taxa de câmbio real/dólar e aumento do preço do petróleo, o que poderá acarretar aumento da inflação.

Em 30 de junho de 1999, o Conselho Monetário Nacional do Brasil fixou metas de valores para o IPCA com relação aos três anos de 1999, 2000 e 2001 de 8,0%, 6,0% e 4,0%, respectivamente, cada qual tendo uma margem de tolerância de dois pontos percentuais acima e abaixo das metas centrais. A meta foi alcançada em 2000, sendo que a inflação medida pelo IPCA foi de 6,0%. Nos anos de 2001, 2002 e 2003, a meta não foi alcançada: a inflação foi de 7,7% em 2001, 12,5% em 2002 e 9,3% em 2003. Em 25 de junho de 2003 o Conselho Monetário Nacional fixou níveis de metas de 5,5% e 4,5%, respectivamente, para o IPCA nos anos de 2004 e 2005, com margens de tolerância de 2,5% pontos percentuais acima e abaixo de cada uma dessas metas. As metas de inflação dos anos de 2004 e 2005 poderão não ser alcançadas. As medidas que o Governo Federal poderá adotar como tentativa para alcançar as metas de inflação estabelecidas ou quaisquer metas que venham a ser fixadas no futuro poderão prejudicar a economia brasileira e, conseqüentemente, nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

Caso as taxas de inflação apresentem crescimento considerável, nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais poderão ser prejudicados. Ademais, há possibilidade de que o aumento das taxas de inflação não possa ser repassado por meio das tarifas que cobramos. Caso este repasse não ocorra, nossos custos e despesas operacionais poderão aumentar, sem um aumento correspondente das receitas, o que poderá prejudicar nossa situação financeira, nossa capacidade de geração de caixa e nossos resultados operacionais.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, principalmente nos mercados emergentes, na América Latina e nos Estados Unidos poderão prejudicar a economia brasileira e nosso negócio.

A economia brasileira e as empresas brasileiras são, em diferentes níveis, influenciadas por condições econômicas e de mercado de outros países, bem como pelas reações dos investidores a tais condições. O fornecimento de crédito a empresas brasileiras é influenciado por condições econômicas e de mercado do Brasil e, em graus variáveis, por condições de mercado de outros países, principalmente dos países emergentes, da América Latina e dos Estados Unidos.

Acontecimentos ou condições de outros países emergentes afetaram de maneira significativa no passado a disponibilidade de crédito da economia brasileira e resultaram em fuga considerável de recursos e em reduções do volume de investimentos estrangeiros no Brasil.

Acontecimentos futuros nos países emergentes bem como quaisquer medidas tomadas pelos governos desses países poderão reduzir o fornecimento de crédito nos mercados locais e internacionais, prejudicando a economia brasileira e nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

Outra fonte de instabilidade na economia brasileira poderia ser o alto déficit das contas públicas e da balança de pagamentos dos Estados Unidos. As economias emergentes são mais vulneráveis a flutuações dos mercados de capitais internacionais do que as economias de países mais desenvolvidos, sendo que as fortes flutuações do dólar dos Estados Unidos poderão prejudicar a economia brasileira e a disponibilidade de capital nos mercados internacionais.

Em função das características do setor elétrico brasileiro (o qual exige investimentos significativos em ativos operacionais) e em função de nossas necessidades de financiamento, se o acesso aos mercados de capitais e financeiros ficar limitado, poderemos enfrentar dificuldades para concluir nosso plano de investimento e para refinar nossas obrigações, o que poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

O Governo Federal está implementando uma reforma da legislação tributária que poderá aumentar a carga tributária das empresas brasileiras

O governo brasileiro está implementando uma reforma da legislação tributária que poderá resultar em aumento das alíquotas de diversos impostos cobrados de empresas brasileiras. Um que pode ser tomado como exemplo é o COFINS, cuja alíquota aumentou de 3% para 7,6%. Para empresas do setor elétrico, os aumentos da carga tributária são freqüentemente repassados a consumidores por meio de aumento de tarifas. Caso o aumento das tarifas resultante deste repasse seja considerável, poderá haver redução do consumo de eletricidade que poderá prejudicar nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais. Se não pudermos repassar este aumento a consumidores do setor elétrico, nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais poderão ser prejudicados.

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 por Ações Brasileira e nosso Estatuto Social, detentores de ações preferenciais, e por extensão, de ADSs, não têm direito de voto em nossas assembléias gerais, exceto em circunstâncias muito limitadas. Os detentores de ADSs poderão também enfrentar dificuldades para exercer certos direitos, incluídos os direitos de voto limitados. Em algumas circunstâncias, tais como omissão em fornecer ao depositário materiais de votação tempestivamente, os detentores de ADSs poderão não ser capazes de votar mediante instruções ao depositário.

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 e 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 o 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 e 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 sobre Impostos Brasileiros”.

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 nossos acionistas

Investir em valores mobiliários da América Latina, tais como ações preferenciais ou 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 a capacidade de V.Sa. de vender as ações preferenciais subjacentes a suas ADSs pelo preço e no prazo que V.Sa. deseja. A Bolsa de Valores de São Paulo - BOVESPA, única bolsa de valores do Brasil em que ações são negociadas, teve capitalização bursátil de aproximadamente US\$ 233,8 bilhões em 31 de dezembro de 2003 e média mensal de volume de negociações de aproximadamente US\$5,9 bilhões em 2003. Em termos comparativos, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, teve capitalização de mercado de US\$17,3 trilhões em 31 de dezembro de 2003 e média mensal de volume de negociações de aproximadamente US\$807,7 bilhões em 2003.

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 49,84% 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 53,5% da totalidade das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo em 2003. Vide “Item 9. A Oferta e a Listagem . Mercado de Negociação”.

Os acionistas poderão receber pagamentos reduzidos de dividendos caso nosso lucro líquido não alcance certos níveis

Nos termos da Lei das Sociedades por Ações 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, com base em nossas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil, 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 nulo ou insuficiente em determinado exercício social, nossa administração poderá recomendar à assembléia geral ordinária do exercício em questão que o pagamento do dividendo obrigatório não deverá ser 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 e detentores de ações preferenciais possuem direitos de acionistas não tão bem caracterizados quanto os detentores de ações de companhias dos Estados Unidos.

Nossa governança corporativa, exigências de divulgação de informações e práticas contábeis aplicáveis a empresas brasileiras são regidas por nosso Estatuto Social e pela Lei das Sociedades por Ações 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 judiciais 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 *self-dealing* ("autocontratação") 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 das ações preferenciais e das 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 esteja em vigor no que respeita a esses direitos ou caiba isenção das exigências de registro do Securities Act. Não estamos obrigados a apresentar termo de registro para as ações referentes a esses direitos de preferência e não podemos lhe garantir que apresentaremos qualquer tal termo de registro. A menos que apresentemos termo de registro ou a menos que se aplique isenção de registro, talvez V.Sa. receba apenas o produto líquido da venda de seus direitos de preferência efetuada pelo depositário, sendo que, se os direitos de preferência não puderem ser vendidos, eles poderão caducar.

Alterações da Lei das Sociedades por Ações Brasileira poderão anular a responsabilidade do Governo Estadual pelas 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 por Ações Brasileira, incluindo disposições aplicáveis a companhias controladas pelo Estado como nossa empresa. A Lei nº 10.303, que entrou em vigor em 1º de março de 2002, revogou disposições da Lei das Sociedades por Ações Brasileira que dispunham sobre a responsabilidade subsidiária de acionistas controladores de companhias controladas pelo estado por dívidas. Conseqüentemente, o Estado de Minas Gerais, nosso acionista controlador, não ficará responsável subsidiariamente por quaisquer de nossas dívidas e obrigações assumidas após 28 de fevereiro de 2002. No entanto, a Lei N.º 10.303 não exonera os acionistas controladores de qualquer responsabilidade por obrigações incorridas antes da data de vigência da Lei N.º 10.303. Embora não consideremos que a Lei N.º 10.303 afetar a responsabilidade subsidiária 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 imunes 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 por Ações Brasileira, vide “Item 10. Informações Adicionais – Alterações da Lei das Sociedades por Ações Brasileira”.

Item 4. Informações sobre a Companhia

Constituição e Histórico

Fomos constituídos em Minas Gerais 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 o regulamento que a implementou, Decreto Estadual de Minas Gerais N.º 3.710 de 20 de fevereiro de 1952. Nossa demoninação social é Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG. Nossa sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é (55-31) 3299-3711.

Somos a maior concessionária de geração, transmissão e distribuição 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 centrais geradoras 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 2003, gerávamos eletricidade em 44 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.771 MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 3.016 milhas de linhas de transmissão e 223.317 milhas de linhas de

distribuição. Possuímos 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 mais pormenorizada sobre alterações regulatórias que esperamos irão afetar nossos negócios, vide "O Setor Energético Brasileiro" 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 - 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, prestadora de serviços de telecomunicações, como empreendimento conjunto com a AES Força Empreendimentos Ltda., parte do grupo AES Corporation. Em 2002, adquirimos a participação da AES Força 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

Disposições Gerais

Como regra geral, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição são separadas mas conduzidas por um pequeno número de empresas que estão integradas verticalmente. Tradicionalmente essas empresas são de propriedade do Governo Federal ou dos governos dos distintos Estados brasileiros. Durante os últimos dez anos, diversas companhias controladas pelo estado foram privatizadas em um esforço para aumentar a eficiência e a concorrência no setor. A administração anterior declarava seu objetivo de converter parte do setor de energia elétrica sob controle estatal em setor privado, mas a atual administração interrompeu este processo e tomou uma nova direção visando à implementação de um "Novo Modelo" para o setor elétrico brasileiro conforme consta da Lei nº 10.848 de 15 de março de 2004.

O Novo Modelo

Os principais objetivos do novo modelo são: (i) garantia de suprimento; e (ii) modicidade de tarifas. A fim de garantir o suprimento, o novo modelo institui as exigências de que (a) as distribuidoras deverão contratar a totalidade de sua demanda e ficarão responsáveis pela realização de cálculos realistas da necessidade de geração que atenderá à demanda; e (b) de que a construção de novas usinas hidrelétricas e térmicas será determinada da maneira que melhor equacione a garantia de suprimento e a modicidade de tarifas. Os meios de se conseguir a modicidade de tarifas deverão ser os seguintes: (a) todas as compras de eletricidade deverão ser feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação será realizada por meio de licitação entre as distribuidoras (o sistema de "Pool"); e (c) a contratação de carga será separada em dois tipos: (i) a contratação de eletricidade das novas usinas terá por meta expansões; e (ii) a contratação da eletricidade das usinas existentes terá por meta o mercado existente - ambos os tipos de transações sempre se darão por meio de licitação.

O novo modelo também cria dois ambientes para a contratação de suprimento de eletricidade: (i) o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) para a contratação de eletricidade a fim de atender às demandas de distribuidoras que atendem consumidores cativos a tarifas reguladas; e (ii) o Ambiente de Contratação Livre (ACL) para a contratação de energia para atendimento de consumidores livres por meio de contratos livremente negociados. As distribuidoras poderão operar apenas no ambiente regulado, enquanto as geradoras poderão operar em ambos os ambientes, mantendo suas características de competitividade.

O planejamento da expansão do setor será determinista e será executado pelo poder concedente. Dois novos agentes institucionais serão criados: a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), empresa estatal responsável pela execução do planejamento de expansão de geração e transmissão; e (ii) a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, empresa privada, a qual será a sucessora do

MAE e ficará responsável pela administração da contratação conjunta de eletricidade para atender às necessidades dos consumidores regulados (o sistema de "Pool").

Regulamentação nos termos do novo modelo

O setor elétrico brasileiro é regulado pela ANEEL. Após a promulgação da Lei nº 10.848, a principal responsabilidade da ANEEL é regular e supervisionar o setor energético em linha com a política a ser baixada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ela pelo governo brasileiro e pelo Ministério de Minas e Energia - MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras: (i) administração de concessões para atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, inclusive a aprovação de tarifas de energia, (ii) promulgação de normas do setor elétrico, (iii) implementação e regulamentação da exploração de recursos hidrelétricos, (iv) promoção de processos licitatórios para novas concessões, (v) resolução de litígios administrativos entre empresas de geração de eletricidade e compradores de eletricidade e (vi) definição dos critérios e metodologia para fixação das tarifas de transmissão.

É provável que o governo tenha concluído a regulamentação da Lei nº 10.848/04 por meio de Decretos e Resoluções no futuro próximo, mas com o compromisso de realizar audiências prévias para angariar sugestões de agentes e da comunidade. Para a nossa empresa, os itens mais importantes pendentes de regulamentação da Lei 10.848/04 são: (i) normas que regem a compra e venda de eletricidade no mercado regulado e no mercado livre compreendendo, entre outros itens, o critério para a formação de preços de energia no mercado regulado e as condições nas quais as distribuidoras comprarão eletricidade neste mercado (por exemplo, previsões de limites mínimos a serem observados em tais compras) e (ii) condições e limites de repasse a consumidores finais dos preços de aquisição de energia no mercado regulado. Estamos envidando todos os esforços possíveis em representações junto a associações de classe e órgãos governamentais a fim de obter o melhor equilíbrio entre as regulamentações desses pontos e o interesse da Companhia.

Tarifas

As tarifas de eletricidade no Brasil são determinadas pela ANEEL, que tem competência para reajustar e revisar tarifas em conformidade com as disposições previstas nos contratos de concessão pertinentes. Cada contrato de concessão de companhia de distribuição prevê um reajuste anual das tarifas. De modo geral, os custos da Parcela A são repassados integralmente para os consumidores. 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 sob o controle da empresa de distribuição. Os custos da Parcela B, contudo, são corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M.

Como parte do reajuste anual, a ANEEL, através da Resolução No. 83, datada de 7 de abril de 2004, determinou um aumento médio para tarifas cobradas entre abril de 2004 e abril de 2005. Em maio de 2004 a ANEEL republicou a Resolução nº 83 e revisou a base para este aumento médio. Acreditamos que com base no aumento médio das tarifas previsto na republicação da Resolução nº 83, esta revisão é insuficiente para obtermos as receitas que esperadas receber no contrato de concessão. Entramos com um procedimento administrativo na ANEEL pedindo pela repristinação da Resolução nº 83 original, com os reajustes médios que podemos cobrar entre abril de 2004 e abril de 2005. Não podemos assegurar que a resolução nº 83 e as tarifas nela estabelecidas não afetarão nossa condição financeira ou resultados operacionais.

As concessionárias de distribuição de eletricidade também tem o direito de proceder a revisão periódica a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos reputados essenciais aos serviços dentro do escopo da concessão de cada empresa em questão e (ii) determinar o fator X, que toma por base três componentes: (a) ganhos esperados de produtividade decorrente de aumento de escala, (b) avaliações por consumidores (verificadas pela ANEEL) e (c) custos trabalhistas.

Em 8 de abril de 2003, fizemos nossa primeira revisão periódica e a ANEEL estabeleceu um reajuste temporário de 31,53% a ser aplicado em nossas tarifas. Em 7 de abril de 2004, através da resolução nº 71, a ANEEL reconsiderou tal decisão e estabeleceu um reajuste temporário médio de 37,86% em nossas tarifas. Para garantir tarifas mais baixas aos consumidores finais, a ANEEL só nos autorizou uma reposição tarifária de até 31,22%, retroativa a 8 de abril de 2003. A ANEEL também indicou que os reajustes esperados entre os anos de 2004 e 2007, serão reajustados em iguais parcelas para cobrir a diferença entre o aumento de 37,86%, a que tínhamos direitos, e os 31,22% por ela autorizados. Na realidade, em 7 de abril de 2004, nossa taxa de reajuste considerou uma parcela desta diferença.

Ademais, as concessionárias de distribuição de eletricidade têm o direito a revisão extraordinária de tarifas, em bases caso a caso, a fim de garantir seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos não previstos, inclusive impostos, que alteram de maneira significativa sua estrutura de custos.

A ANEEL editou ainda regulamentos que regem o acesso às instalações de distribuição e transmissão e estabelece a tarifa de uso do sistema de distribuição, ou Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição ("TUSD"), e a tarifa de uso do sistema de transmissão, ou Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST"). As tarifas a serem pagas pelas companhias de distribuição, geradoras e consumidores independentes para uso dos sistema elétrico interligado são revisadas anualmente. A revisão da TUST leva em consideração as receitas que são permitidas às concessionárias de transmissão de acordo com seus contratos de concessão. Para informações mais pormenorizadas sobre a estrutura tarifária no Brasil, vide "O Setor Energético Brasileiro – Tarifas" no Anexo A.

Concessões

Nos termos da Constituição brasileira, as empresas que pretendem construir ou operar uma usina de geração, transmissão ou distribuição no Brasil deverão solicitar autorização ou 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 mais pormenorizadas sobre concessões, vide "O Mercado Brasileiro de Energia – Concessões" no Anexo A.

Aquisição de Terrenos

As concessões outorgadas à nossa empresa pelo Governo não incluem a outorga da 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 dos proprietários e ao reassentamento das comunidades em outras áreas. Nossa política de reassentamento tem resultado, via de regra, em acordo no âmbito de processos de desapropriação.

Desverticalização

As empresas que atualmente operam de maneira verticalmente integradas, como a nossa empresa, estão obrigadas a separar suas atividades de geração, transmissão e distribuição em unidades operacionais distintas. Os objetivos estabelecidos desta exigência regulatória são: (i) impedir subsídios cruzados entre as tarifas de geração, transmissão e distribuição; e (ii) estimular a concorrência nos segmentos do setor nos quais a concorrência seja possível (geração e venda), melhorando ao mesmo tempo o sistema de regulamentação dos segmentos nos quais haja monopólio da rede (transmissão e distribuição).

Desverticalização nos termos do Novo Modelo do Setor

A lei nº 10.848/04, que prevê o novo modelo do setor, proíbe as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de distribuição que operam no sistema elétrico interligado de: (i) exercer atividades relacionadas à geração, transmissão e venda de energia a consumidores livres a preços negociados livremente; (ii) deter participação em outras empresas, direta ou indiretamente, exceto (a) em empresas cujo objeto social seja a administração de recursos financeiros necessários à prestação de serviços ou (b) conforme previsto nos contratos de concessão ou (iii) exercer atividades fora de seu objeto social, exceto conforme previsto por lei e pelos contratos de concessão. Essas restrições não se aplicam a distribuidoras: (i) que atendam a sistemas elétricos isolados; (ii) que atendam a seu próprio mercado, desde que este seja inferior a 500 GWh/ano e a totalidade da energia gerada seja a ele destinada; ou (iii) na captação, aplicação ou empréstimo de recursos financeiros destinados à própria distribuidora ou a sociedade do mesmo grupo econômico, mediante anuência prévia da ANEEL. As empresas verticalmente integradas poderão continuar a desempenhar essas atividades até dezembro de 2004.

De maneira similar, as concessionárias ou autorizadas de geração que operam no sistema interligado não podem ser afiliadas ou acionistas controladores de empresas responsáveis por atividades de distribuição.

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de geração e distribuição têm 18 meses para adaptar-se às normas de desverticalização mencionadas acima, a conta da data de publicação da Lei nº 10.848/04 - ou seja, até setembro de 2005. A ANEEL poderá prorrogar este prazo uma vez, por 18 meses, se a concessionária for incapaz de atender às exigências por razões que estejam fora de seu controle.

Estamos implementando a desverticalização de nossos negócios verticalmente integrados mas não podemos garantir a V.Sa. que concluiremos este processo no prazo legal. Caso não concluamos, poderá haver efeito prejudicial relevante sobre o nosso negócio, situação financeira e resultados operacionais.

Desverticalização nos Contratos de Concessão

A obrigação de implementar a desverticalização das atividades de geração, transmissão e distribuição em unidades operacionais distintas já foi prevista em diversos contratos de concessão. De acordo com tais contratos, a reorganização societária deveria ter sido concluída até 31 de dezembro de 2000, mas não cumprimos este termo final.

Em decorrência deste descumprimento, a ANEEL nos impôs uma multa no valor de R\$ 3,7 milhões no início de 2001, a qual contestamos, logrando não apenas seu cancelamento pela ANEEL como também um novo termo final para conclusão da reorganização societária, a saber, 19 de setembro de 2002. Em razão do fato de não termos concluído o processo até o novo termo final, a ANEEL nos impôs outra multa no valor de R\$ 6,5 milhões em 11 de novembro de 2002. Em 3 de abril de 2003, recorremos desta multa, pleiteando sua suspensão. Até o momento, este recurso não foi apreciado. Nossa exposição estimada total para esta pretensão encontra-se totalmente provisionada e acreditamos, contudo, que temos defesa exitosa contra quaisquer outras possíveis penalidades que venham a ser impostas acerca desta matéria. Acreditamos haver probabilidade que a ANEEL analise esse procedimento levando em conta os novos regulamentos do setor elétrico, sendo, desta forma, na prática, improvável que haja um desfecho antes de setembro de 2005.

O Conselho de Administração da nossa empresa autorizou a reorganização societária da companhia e (i) já apresentamos para aprovação prévia da ANEEL proposta de nossa reorganização societária e cronograma de eventos e (ii) observada a aprovação da ANEEL, estamos adotando todas as medidas administrativas para implementar esta reorganização. Em qualquer hipótese, uma Lei Estadual será exigida a fim de concluímos nossa reorganização societária já que a Constituição Federal Brasileira exige prévia autorização legislativa para a criação de subsidiárias de sociedade de economia mista estatal.

Em razão do fato da aprovação desta lei pela Assembléia Legislativa do Estado não depender da nossa empresa, não podemos garantir que concluiremos nossa reorganização societária na ocasião em que pretendemos. Em qualquer caso, nossa intenção é concluir nossa reorganização societária a fim de termos subsidiárias integrais, cada qual responsável por uma das atividades do setor, ou seja, geração, transmissão e distribuição, até o final de 2004. Poderemos decidir, observada a aprovação prévia da ANEEL, ter uma subsidiária integral responsável pelas atividades de geração e transmissão.

Vide "Fatores de Risco - Riscos Atinentes à CEMIG - As dificuldades relativas à reestruturação de nossas operações poderiam prejudicar nosso negócio".

Investimentos

Nossos investimentos nos anos encerrados em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001, em milhares de reais, foram de:

	Ano encerrado em 31 de		
	Dezembro		
	2003	2002	2001
Usinas de Geração – em consórcio.....	251	233	179
Aquisição de Capital da Infovias	-	87	-
Outros.....	4	16	44
Gastos Totais com investimentos em Consórcios e Controladas	255	336	223
Usinas de Geração.....	347	180	6

Expansão da rede de Transmissão.....	97	59	47
Expansão da rede de Distribuição.....	263	278	206
Outros.....	75	119	64
Total dos Investimentos.....	782	636	323

Visão Geral do Negócio

Introdução

Em 2003, geramos em nossas usinas aproximadamente 66,2% do total da energia que vendemos a usuários finais e das perdas em função de razão 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 - Compra de Energia Elétrica - Itaipu”. Ademais, compramos energia de outras concessionárias e do sistema elétrico interligado. Vide “- Geração e Compra de Energia Elétrica – Compra de Energia Elétrica - Sistema Elétrico Interligado. Compramos, também, energia gerada por APes e produtores independentes de energia, ou PIEs, que estão localizados em nossa área de concessão.

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:

SALDO DE ENERGIA ELÉTRICA (MERCADO DA CEMIG)

(GWh)	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
FONTES	51.927	49.372	46.984
Eletricidade gerada pela Cemig	27.025	21.608	18.957
Eletricidade gerado por APes	1.650	1.234	1.003
Eletricidade gerada pela Ipatinga ⁽¹⁾	351	348	344
Eletricidade gerada pela Sá Carvalho ⁽²⁾	305	425	325
Eletricidade comprada da Itaipu	12.220	12.735	11.935
Eletricidade comprada do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias	10.317	13.022	14.420
Horizontes Energia S.A.	59	-	-
EXIGÊNCIAS	51.927	49.372	46.984
Eletricidade entregue a consumidores finais	35.071	34.862	34.279
Eletricidade entregue a APes	1.323	1.323	1.323
Eletricidade entregue a Ipatinga ⁽¹⁾	351	348	344
Eletricidade entregue a Sá Carvalho ⁽²⁾	305	425	325
Eletricidade entregue ao sistema elétrico interligado e a outras concessionárias	9.318	7.863	7.120
Horizontes Energia S.A.	59	-	-
SUBTOTAL 1 – MERCADO NA ÁREA DE CONCESSÃO	46.427	44.821	43.391
Eletricidade entregue a consumidores finais fora da área de concessão	177	-	-
Contratos de APes a curto prazo fora da área de concessão	402	-	-
SUBTOTAL 2 – MERCADO FORA DA ÁREA DE CONCESSÃO	579	-	-
Perdas⁽³⁾	4.921	4.551	3.593

⁽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 “- Perdas de Energia”.

Geração

Em 31 de dezembro de 2003, 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 2003, geramos

eletricidade em 44 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, dispondo de capacidade instalada total de geração de 5.771 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.599 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 2003. Fornecemos aproximadamente 97% da eletricidade consumida em Minas Gerais durante 2003. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, geramos aproximadamente 66,2% de toda a energia entregue a consumidores finais ou perdida 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 da Itaipu, do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias. Nossa rede de transmissão compõe-se de linhas de transmissão de energia com capacidade de voltagem igual ou superior a 230 kV e integra a rede de transmissão nacional regulamentada pelo ONS. Vide "O Mercado Brasileiro de Energia" contido no Anexo A. Em 31 de dezembro de 2003, nossa rede de transmissão de Minas Gerais tinha 1.203 milhas de linhas de 500 kV, 1.203 milhas de linhas de 345 kV e 464 milhas de linhas de 230kV, bem como de 31 subestações com total de 91 transformadores e capacidade de transformação total de 15.169 MVA.

Distribuição

Detemos concessão de distribuição exclusiva em Minas Gerais que nos outorga direitos exclusivos de fornecer energia elétrica a consumidores dentro de nossa área de concessão, ressalvados os consumidores que possam se enquadrar, em conformidade com a legislação, em consumidores livres (atualmente consumidores com demanda igual ou superior a 3MW). Nossa área de concessão cobre aproximadamente 2190.103 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado. Em 31 de dezembro de 2003, detínhamos e operávamos 233.317 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos energia elétrica a aproximadamente 5,7 milhões de consumidores. Em 31 de dezembro de 2003, fomos a maior concessionária de distribuição de eletricidade no Brasil em termos de GWh vendido a consumidores finais. Da eletricidade por nós fornecida a consumidores finais em 31 de dezembro de 2003, fornecemos 59,2% a consumidores industriais, 17,8% a consumidores residenciais, 9,3% a consumidores comerciais e 13,7% a consumidores rurais e outros.

Outros negócios

Embora nosso principal negócio seja a 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 controlada. Ademais, atuamos no setor de telecomunicações por meio de nossa subsidiária controlada Infovias, empresa 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 de		
	2003	2002	2001
Vendas de eletricidade a consumidores finais	7.179	5.458	4.587
Reajuste extraordinário regulatório de tarifa	63	281	789
Reajuste diferido de tarifa	199	-	-
Vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado	56	161	517
Uso de rede básica de transmissão	257	185	154
Vendas de gás natural	367	200	116
Serviços prestados	31	23	24
Telecomunicação e outros	70	37	10
Total	8.222	6.345	6.197

Geração e Compra de Energia Elétrica

Geração

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes a nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2003:

Instalação	Capacidade Instalada (MW)	Energia Assegurada⁽¹⁾ (média MW)	Ano de Início de Operações	Capacidade Instalada % do Total	Data de Expiração da Concessão
Principais Usinas Hidrelétricas					
São Simão	1.710	1.281,00	1978	29,6	janeiro de 2015
Emborcação	1.192	497,00	1982	20,7	julho de 2005
Nova Ponte	510	276,00	1994	8,8	julho de 2005
Jaguara	424	336,00	1971	7,3	agosto de 2013
Miranda	408	202,00	1998	7,1	dezembro de 2016
Três Marias	396	239,00	1962	6,9	julho de 2015
Volta Grande	380	229,00	1974	6,6	fevereiro de 2017
Salto Grande	102	75,00	1956	1,8	julho de 2015
Sá Carvalho	78	58,00	2000 ⁽²⁾	1,4	dezembro de 2024
Itutinga	52	28,00	1955	0,9	julho de 2015
Camargos	46	21,00	1960	0,8	julho de 2015
Porto Estrela	37 ⁽³⁾	18,60 ⁽³⁾	2001	0,6	julho de 2032
Igarapava	30,5 ⁽⁴⁾	19,72 ⁽⁴⁾	1999	0,5	dezembro de 2028
Funil	88 ⁽⁵⁾	43,61 ⁽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
Pequenas Centrais Hidrelétricas	114	61,88	–	2,0	–
Usinas Termelétricas					
Igarapé	131	93,00	1978	2,3	agosto de 2004 ⁽⁶⁾
Ipatinga	40	–	2000 ⁽²⁾	0,7	dezembro de 2014
Formoso	0,4	0,22	1992	0,0	Indefinido
Usina eólica	1	0,30	1994	0,0	–
Total	5.771	3.494,00	–	100,0%	–

⁽¹⁾ Energia Assegurada significa a produção média de longo prazo da usina, conforme estabelecido pela ANEEL em conformidade com estudos conduzidos pelo ONS. O cálculo da Energia Assegurada considera esses fatores como capacidade de reservatório e ligação a outras usinas de energia. Os contratos com consumidores finais e outras concessionárias não prevêm valores superiores a Energia Assegurada de usina.

⁽²⁾ Indica nossa data de aquisição.

⁽³⁾ Representa nossa participação na usina Porto Estrela (33,3%).

⁽⁴⁾ Representa nossa participação na usina Igarapava (14,5%).

⁽⁵⁾ Representa nossa participação na usina Funil (49,0%).

⁽⁶⁾ Pedido de renovação para 20 anos adicionais foi efetuado à ANEEL.

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

Tensão das Linhas de Ligação	Extensão da Rede de Geração em Km (de nossas usinas até subestações de geração)		
	Em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
500 kV	4.3	4.3	4.3
345 kV	0.6	0.6	0.6
138 kV	5.5	5.5	4.9
34.5 kV	21.7	21.7	21.7
Total	32.1	32.1	31.5

Capacidade de Transformação Abaixadora⁽¹⁾ de Subestações de Geração	
Em 31 de dezembro de	

	2003	2002	2001
Número de subestações abaixadoras	48	48	46
MVA	6.240	6.240	6.142

(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 em Minas Gerais as seguintes subsidiárias integrais 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 instalada e operada nas instalações das Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. - Usiminas, uma grande empresa siderúrgica brasileira. A usina fornece energia a uma importante usina siderúrgica de propriedade da Usiminas, localizada no leste de Minas Gerais. Em 2000, adquirimos a 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 S.A., que adquirimos da Acesita S.A., ou Acesita, uma siderúrgica, por R\$87 milhões em 2000. Os recursos para a aquisição 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 taxas de juros aplicável a 46,67% do valor principal total dessas debêntures para os dois anos seguintes e os 53,33% foram renegociados por R\$ 64 milhões.

Cemig Capim Branco Energia S.A. Constituímos a Cemig Capim Branco Energia S.A. para desenvolver o Complexo de Eletricidade Capim Branco em parceria com a Companhia Vale do Rio Doce - CVRD, ou CVRD, companhia de mineração, Comercial e Agrícola Paineiras, agroindústria e Companhia Mineira de Metais, metalúrgica. O projeto consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Ver "Usina de Capim Branco, dentro de "Expansão da Capacidade de Geração" abaixo. Em 31 de março de 2004, investimos R\$ 18 milhões neste projeto. Celebramos contrato de compra com a Cemig Capim Banco Energia S.A. nos termos do qual compraremos a energia produzida pela Capim Branco I e pela Capim Branco II pelo prazo de 20 anos a contar da data de início das operações comerciais de cada usina. Este contrato foi apresentado à ANEEL em 2002, mas a ANEEL ainda não o aprovou. Vide "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Processos Judiciais relacionados a Matérias Ambientais".

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 hidrelétricas de pequeno porte: Usina Machado Mineiro (que está localizada no Rio Pardo no município de Ninheira no Estado de Minas Gerais e que possui capacidade instalada de 1,72 MW); Usina de Salto do Paraopeba (que está localizada no Rio Paraopeba na cidade de Jeceaba no Estado de Minas Gerais e que possui capacidade instalada de 2,37 MW), Usina de Salto Voltão (que está localizada no Rio Chapecozinho na cidade de Xanxerê no Estado de Santa Catarina e que possui capacidade instalada de 6,76 MW); e Usina de Salto do Passo Velho (que está localizada no Rio Chapecozinho na cidade de Xanxerê no Estado de Santa Catarina e que possui 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 Machado Mineiro expira em 7 de julho de 2025, e as concessões relativas às demais usinas expiram em 4 de outubro de 2030. Horizontes Energia S.A tem, no presente momento, contrato para fornecer energia em 2004 e 2005. Celebramos contrato com a Horizontes Energia S.A. nos termos do qual somos obrigados a adquirir a energia gerada pelas usinas de energia detidas pela Horizontes Energia S.A. de março de 2006 a dezembro de 2017. Este contrato ainda não foi aprovado pela ANEEL. Solicitamos à ANEEL que revisasse os volumes de energia assegurada de Salto do Passo Velho, Salto Voltão e Salto do Paraopeba e a revisão está pendente.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. Constituímos a Usina Térmica Barreiro S.A. para participar, em parceria com a Vallourec & Mannesmann, V&M do Brasil S.A. ou Vallourec & Mannesmann, metalúrgica, na construção e operação da usina termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann em Barreiro na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais.

Ver “Usina Térmica Barreiro”, dentro de “Expansão da Capacidade de Geração” abaixo. Em 31 de março de 2004, investimos R\$ 15,9 milhões neste 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 ANEEL solicitou que transferíssemos nossa participação na Usina Termelétrica Barreiro S.A. a uma empresa na qual detivéssemos participação minoritária. Para atender a esta solicitação, uma nova empresa denominada Central Termelétrica de Cogeração S.A. foi constituída em 2003 em parceria com a Companhia de Saneamento de Minas Gerais - COPASA, ou COPASA, empresa estatal de saneamento básico de Minas Gerais, conforme descrito abaixo. A ANEEL já autorizou a transferência da autorização para geração e comercialização de energia elétrica para a Central Termelétrica de Cogeração S.A. A Usina Térmica Barreiro S.A. detém os ativos da Usina térmica do Barreiro.

CEMIG PCH S.A. Constituímos a CEMIG PCH S.A. para gerar e comercializar energia como um PIE. A ANEEL solicitou que transferíssemos nossa participação na CEMIG PCH S.A. a uma empresa na qual detivéssemos participação minoritária. Para atender a esta exigência, uma nova empresa denominada Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. foi constituída em 2003 em parceria com a Companhia de Saneamento de Minas Gerais - COPASA, ou COPASA, empresa estatal de saneamento básico de Minas Gerais, conforme descrito abaixo. A ANEEL já autorizou a transferência da autorização para geração e comercialização de energia elétrica para a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. A CEMIG PCH S.A. ainda detém os ativos da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim, os quais totalizavam R\$ 50,3 milhões em 31 de março de 2004.

Também detemos participação minoritária nas seguintes empresas:

Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. Constituímos a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. em parceria com a COPASA para atender a pedido da ANEEL no sentido de que transferíssemos a concessão da Pai Joaquim a empresa na qual detivéssemos participação minoritária. As principais atividades da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. serão a produção e venda de energia elétrica por meio de usinas hidrelétricas de pequeno porte, como uma PIE de 23 MW. Os ativos ainda são detidos pela Cemig PCH S.A. Detemos participação de 49% na Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. Celebramos contrato de compra com a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. nos termos do qual compraremos a energia produzida pela Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. durante 20 anos a contar da data do início da operação comercial da usina. Este contrato foi apresentado à ANEEL em 2002 mas a ANEEL ainda não o aprovou. Em 15 de janeiro de 2004, a CEMIG formalmente solicitou a transferência da autorização para geração da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. para a CEMIG PCH S.A. Até o momento, a ANEEL não forneceu nenhuma resposta à nossa solicitação.

Central Termelétrica de Cogeração S.A. Constituímos a Central Termelétrica de Cogeração S.A. em parceria com a COPASA para atender a pedido da ANEEL no sentido de que transferíssemos nossa participação na Usina Termelétrica Barreiro S.A. a empresa na qual detivéssemos participação minoritária. As principais atividades da Central Termelétrica de Cogeração S.A. serão a produção e venda de energia elétrica por meio de usina termelétrica, como PIE de 12,9 MW. Esses ativos ainda são detidos pela Usina Termelétrica Barreiro S.A. A geração comercial teve início em fevereiro de 2004. Detemos participação de 49% na Central Termelétrica de Cogeração S.A. Em 15 de janeiro de 2004, a CEMIG formalmente solicitou a transferência da autorização para geração da Central Termelétrica de Cogeração S.A. para a Usina Termelétrica Barreiro S.A. Até o momento, a ANEEL não forneceu nenhuma resposta à nossa solicitação.

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 720 MW durante os próximos quatro anos por meio da construção de novas usinas elétricas e da ampliação das 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 parte do nosso plano de investimento de capital. Segue-se breve descrição de nossos outros projetos, 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 de eletricidade controlada pelo estado. A CEB detém participação de 17,5%, cabendo-nos os restantes 82,5%. A usina está localizada no Rio Preto, abrangendo áreas nos Estados de Minas Gerais e Goiás e no Distrito Federal do Brasil. A construção desse projeto, que terá capacidade instalada de 105 MW, teve início em 10 de agosto de 2000. A usina iniciou sua geração

comercial em 9 de abril de 2004. Em 31 de março de 2004, investimos R\$121,2 milhões no projeto. A concessão relativa a esta usina expira em 18 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 a geração comercial da primeira unidade iniciou em janeiro de 2003. A geração comercial relativa à segunda e terceira unidades iniciou em junho e julho de 2003, respectivamente. Detemos participação de 49% nesse projeto e nossa sócia, CVRD, detém participação de 51%. Em 31 de março de 2004, investimos R\$ 124,6 milhões neste projeto. A concessão relativa a esta usina expira em 20 de dezembro de 2035.

Usina Hidrelétrica de Aimorés. A usina hidrelétrica de Aimorés, a ser construída no Rio Doce, terá capacidade instalada de aproximadamente 330 MW. Detemos participação de 49% nesse empreendimento e nossa parceira, a CVRD, detém participação de 51%. A construção teve início em maio de 2001 e o início da geração comercial está programado para ter início em outubro de 2004. Em 31 de março de 2004, investimos R\$ 265,4 milhões nesse projeto. A concessão relativa a essa usina expira em 20 de dezembro de 2035. Nossa empresa e a CVRD são réis em processo judicial atinente à licença para esta usina. Vide "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Processos Judiciais relacionados a Matérias 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 março de 2004, investimos R\$ 434,0 milhões neste projeto, inclusive debêntures no valor de R\$ 45 milhões compradas pelo Estado de Minas Gerais com utilização dos dividendos que eram devidos ao Governo Estadual nos termos de contrato celebrado entre a nossa empresa e o Governo Estadual. A concessão relativa a esta usina expira em 28 de fevereiro de 2035.

Pequena Central Hidrelétrica Pai Joaquim. Este projeto, com capacidade instalada de 23 MW, consiste da construção de uma usina hidrelétrica e reforma da casa de força de Pai Joaquim existente. Está localizado no Rio Araguari no oeste de Minas Gerais. A ANEEL solicitou que transferíssemos nossa concessão atinente a esta usina para empresa na qual detivéssemos participação minoritária e, em função disto, autorizou a transferência para a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A., empresa que constituímos em 2003 em parceria com a COPASA. A construção teve início em abril de 2002 e a geração comercial em 31 de março de 2004. Em 31 de março de 2004, investimos R\$ 50,3 milhões neste projeto. A concessão relativa a esta usina expira em 4 de abril de 2032.

Usina Capim Branco. Este projeto consiste-se nas usinas hidroelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidade instalada de 240MW e 210MW, respectivamente. Estas usinas serão construídas no rio Araguari no oeste de Minas Gerais. A construção de Capim Branco I iniciou em setembro de 2003 e Capim Branco II em março de 2004. A geração comercial de Capim Branco I é esperada para janeiro de 2006. A geração comercial de Capim Branco II é esperada para dezembro de 2006. Em 31 de março de 2004 tínhamos investido R\$ 18 milhões nestes projetos. A concessão desta usina expira-se em 4 de abril de 2004.

Usina Térmica do Barreiro. Este projeto consiste-se na construção e operação da Usina Térmica do Barreiro com capacidade para 12,9MW, utilizando gás de forno e carvão. A construção da usina, localizada na Valloourec & Mannesmann no bairro do Barreiro na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais, iniciou em abril 2002. Somos os responsáveis pelo contrato de construção e engenharia do projeto, bem como pela operação e manutenção. Valloourec & Mannesmann cede o espaço, fornece combustível e assinou um contrato de compra de energia que garante o retorno do investimento. As operações comerciais iniciaram em fevereiro de 2004. Em 31 de março de 2004 tínhamos investido R\$ 15,9 milhões nestes projetos.

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 custeado, 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 suas operações em 1994. A usina está localizada em Gouveia, município no norte de Minas Gerais. O projeto é a primeira usina eólica do Brasil que será interligada à rede básica de transmissão e está ligada ao sistema de distribuição da CEMIG. 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 nossa empresa e os restantes 49% pelo governo da Alemanha.

Compras de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, compramos 12.220 GWh de eletricidade da Itaipu, representando aproximadamente 23,8% da eletricidade por nós vendida a consumidores finais. Ademais, durante o mesmo período, compramos 12.103 GWh de eletricidade do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias, o que representou aproximadamente 23,6% da eletricidade vendida a consumidores finais.

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

Somos uma das 23 companhias elétricas que operam nas regiões sul, sudeste e centro-oeste do Brasil obrigadas a comprar, em conjunto, a totalidade da eletricidade gerada pela Itaipu que cabe ao Brasil. O Governo Federal aloca a parcela do Brasil de eletricidade da 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 do volume de 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 de transmissão dessa energia ao sistema elétrico 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 Elétrico Interligado. Também compramos eletricidade do sistema elétrico interligado, rede elétrica interligada de âmbito nacional projetada para otimizar a geração de eletricidade no Brasil. As companhias de geração de eletricidade do Brasil, inclusive a nossa empresa, são obrigadas a transferir a eletricidade excedente ao sistema elétrico interligado, no qual fica então disponível para compra por parte de outras companhias de eletricidade. O procedimento é conhecido como Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE. 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, entidade privada sem fins lucrativas composta por consumidores livres e concessionárias de energia que operam no ramo de geração, transmissão e distribuição de eletricidade além de outros agentes privados tais como importadores e exportadores. O ONS tem como principal função coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema elétrico interligado, observada a regulamentação e supervisão da ANEEL. Até a promulgação da Lei nº 10.848, o ONS era uma entidade auto-regulamentada e sua administração não sofria nenhuma interferência do Governo Federal. A Lei nº 10.948 concedeu ao governo brasileiro poderes para indicar os principais diretores do ONS. Uma das principais metas do ONS é garantir que todos os participantes

do setor tenham acesso à rede de transmissão 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 Brasil, 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 nos representaria em contratos com companhias de geração, companhias de distribuição e consumidores livres para uso da rede básica de transmissão. Nos termos dos contratos celebrados entre o ONS, agindo por sua conta, e os usuários da rede básica de transmissão, os usuários pagam uma parte das receitas que temos permissão de receber (conforme determinação da ANEEL) nos termos do nosso contrato de concessão. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, registramos uma receita total de R\$257 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 ONS e aos proprietários de trechos diferentes da rede básica de transmissão. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, registramos despesas no total R\$310 milhões relativas a pagamentos efetuados ao ONS e aos proprietários de trechos diferentes da rede básica de transmissão. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “O Mercado Brasileiro de Energia” contido no Anexo A.

Transmitimos tanto a energia por nós gerada como a energia que compramos de Itaipu, do sistema elétrico interligado e de outras fontes. Em 31 de dezembro de 2001, possuíamos, também, 10 consumidores industriais aos quais fornecíamos diretamente eletricidade de alta voltagem (igual ou superior a 230kV por consumidor industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Esses consumidores industriais responderam por aproximadamente 11,2% do volume total de eletricidade por nós vendida no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003. Também transmitimos energia a sistemas de distribuição por meio da divisão Sul/Sudeste do sistema elétrico interligado.

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

Tensão das Linhas de Transmissão	Extensão da Rede de Transmissão em Km (de subestações de geração para subestações de distribuição)		
	Em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
500 kV.....	1.350	1.352	1.352
345 kV.....	1.203	1.201	1.196
230 kV.....	464	466	537
Total.....	<u>3.016</u>	<u>3.019</u>	<u>3.085</u>

(1) Reduzimos a extensão do circuito de nossa rede de transmissão de 230kV em 2002 porque a Escelsa Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. ligou sua própria rede de transmissão de 230kV a partir da Usina de Mascarenhas até nossa subestação de distribuição de Valadares.

	Capacidade de Transformação Abaixadora ⁽¹⁾ das Subestações de Transmissão		
	Em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Número de subestações abaixadoras.....	31	30	30
MVA.....	15.169 ⁽²⁾	14.563	14.263

(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.

(2) Incremento em função da Itajubá 3 e Vespasiano 2.

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 outorgadas de acordo com um regime de licitação ou são autorizadas pela ANEEL.

Vespasiano 2. Em outubro de 2001, a ANEEL outorgou à nossa empresa concessão para a construção e operação da Subestação Vespasiano 2 próximo a Belo Horizonte. A construção iniciou em outubro de 2001 e foi concluída em abril de 2003. Esta subestação tem dois transformadores de

300 MVA, cada um com capacidade abaixadora de 500 - 138 kV. Esta estação está ligada à rede básica de transmissão e fornece energia à região central de Minas Gerais. Investimos R\$ 66,3 milhões neste projeto.

Bom Despacho 3. A ANEEL outorgou à nossa empresa concessão para a construção e operação da Subestação Bom Despacho 3 em fevereiro de 2002. Esta subestação, localizada na cidade de Bom Despacho, a 150 km de Belo Horizonte, iniciou suas operações em 3 de maio de 2004. A meta deste projeto é aumentar a confiabilidade da rede básica de transmissão na Região Sudeste do Brasil. Esta subestação melhora a operação do nosso sistema e fornece 100 MVA de energia reativa ao sistema, o que melhora a qualidade da energia em nosso sistema e na rede básica de transmissão. Em 31 de março de 2004, investimos R\$ 72,7 milhões neste projeto.

Montes Claros - Irapé. Em setembro de 2003, consórcio formado pela nossa empresa, pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica - ALUSA, por Furnas Centrais Elétricas S.A. e pela Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda. venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Montes Claros - Irapé. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transleste de Transmissão, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV ligará a subestação localizada em Montes Claros, cidade a norte de Minas Gerais, à subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé, com extensão de aproximadamente 150 Km. Esperamos que a construção se inicie em agosto de 2004 e seja concluída em julho de 2005. A concessão expira em 18 de fevereiro de 2034. Em 31 de março de 2004, havíamos investido R\$ 2,6 milhões neste projeto.

Acreditamos que nosso sistema de transmissão precisará ser reforçado e expandido através da construção de novas subestações e linhas 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 tensões inferiores a 230 kV. Fornecemos eletricidade a pequenos consumidores industriais aos valores mais elevados da faixa de tensão e a consumidores residenciais e comerciais aos valores mais baixos da faixa.

De 1º de janeiro de 1999 a 31 de dezembro de 2003, investimos aproximadamente R\$1.721 milhão na construção e aquisição de ativos fixos utilizados na ampliação de nosso sistema de distribuição.

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

<u>Tensão da Rede de Distribuição</u>	Extensão da Rede de Distribuição em Quilômetros (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
161 kV	34.2	34.2	34.2
138 kV	6,524.4	6,521.3	6,430.0
69 kV	2,887.5	2,886.3	2,938.4
34,5 kV + Outras	610.8	594.6 ⁽¹⁾	615.8 ⁽¹⁾
Total	10,056.9	10,036.4	10,018.4

<u>Tipo de Rede de Distribuição</u>	Extensão da Rede de Distribuição em Quilômetros (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Redes de distribuição urbanas aéreas	51,051.7	34,426.2	33,818.4
Redes de distribuição urbanas subterrâneas.....	439.3	194.9	194.1
Redes de distribuição rurais aéreas.....	171,769.3	170,777.5	166,542.2
Total	223,260.3 ⁽²⁾	205,398.6	200,554.7

**Capacidade de Transformação Abaixadora⁽³⁾
de Subestações de Distribuição**

	Em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Número de subestações	348	346	344 ⁽⁴⁾
MVA	7.987,5	7.952,2	7.860,3

(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 de 69 kV.

(2) Em abril de 2003, o PROOBRA foi substituído pelo SIGEM na gestão do Programa de Obras de distribuição da companhia.

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

(4) O aumento significativo do número de subestações de distribuição ocorrido de 2000 a 2001 é resultado da definição revisada da subestação de distribuição de acordo com a atual legislação do setor elétrico brasileiro. As subestações abaixadoras com tensão inferior a 230 kV ligadas e registradas como ativos de geração são atualmente consideradas parte do nosso negócio de distribuição, ao passo que a parcela elevadora dessas subestações permanece classificada como subestações de geração.

Os dados físicos referentes ao programa PROOBRA foram calculados por meio de projeção da rede existente. Em 2003, este cálculo passou a ser efetuado como a soma da extensão linear da rede de média-tensão e da rede de baixa-tensão disponível no sistema GEMINI, com contagem em dobro (em relação ao critério anterior) caso existam redes conjuntas de média e baixa tensão.

Este sistema é o gerenciador da rede de distribuição da CEMIG. Com a inclusão e início dos módulos de Operação, Projetos, Registro de Clientes e Planejamento, todos os ativos de distribuição estão sendo atualmente administrados pelo sistema GEMINI, constituindo no presente a fonte de informações utilizada pela ANEEL para coleta dos dados referentes a ativos para realização da revisão tarifária mais recente.

Em consequência, as estatísticas sobre extensão de redes, número de transformadores, iluminação pública e quantidade de postes de transmissão são atualmente fornecidas pelo sistema de geo-informática GEMINI. Acreditamos que este procedimento resultou em dados mais precisos, redução de erros de avaliação de ativos fixos e decorrentes ganhos em confiabilidade.

Expansão da 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 865.000 novos consumidores urbanos e 165.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 360.000 postes de rede de distribuição de média tensão, 1.234 quilômetros de linhas de transmissão e subestações abaixadoras à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 510 MVA. Nos próximos cinco anos, esperamos investir aproximadamente R\$1,9 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, com participação do Governo Federal, do Governo Estadual e das prefeituras municipais do Estado, chamado Luz Para Todos. Nosso plano é nos valer do programa Luz Para Todos para atingir nossa meta de fornecimento de eletricidade a 100% dos consumidores rurais de Minas Gerais até 2006 - totalizando 140.000 consumidores. Para lograr este objetivo, precisaremos de recursos no montante de aproximadamente R\$552 milhões, parcialmente providos pelos municípios da área de concessão. O programa Luz Para Todos inclui o sub-programa Luz Solar, que utiliza energia solar na iluminação de escolas, centros comunitários e residências rurais em locais remotos ainda não alcançados pela rede de distribuição. Segundo nossa previsão, esse sub-programa ligará 7.000 novos consumidores até 2006. Ademais, o sub-programa Luz no Saber tem por finalidade ligar 1.125 escolas estaduais e municipais em 2004, concluindo a ligação de serviços de eletricidade a todas as escolas do Estado de Minas Gerais.

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 contra pagamento. As perdas de energia são divididas em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas não-técnicas. Em 2003, nosso nível de perdas de energia totais foi 9,6% da eletricidade total por nós gerada e comprada durante o período.

As perdas técnicas respondem por 97% de nossas perdas de energia. Essas perdas são o resultado inevitável do processo de transformação abaixadora e transporte de energia elétrica através de 3.016 milhas de linhas de transmissão e 233.317 milhas de linhas de distribuição por nós operadas.

Procuramos minimizar perdas técnicas por meio da realização de avaliações rigorosas e regulares da qualidade de nossa distribuição de eletricidade. Nossos sistemas de transmissão e distribuição são rotineiramente atualizados e ampliados visando manter padrões de qualidade e credibilidade, reduzindo, conseqüentemente, 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 respondem pelos remanescentes 3% de nossas perdas de energia, sendo acarretadas por fraude, conexões ilegais (que aumentaram durante o Plano de Racionamento de Energia), erros de medição e defeitos do medidor. As perdas representaram 0,3% da eletricidade por nós vendida durante 2001. A fim de minimizar as perdas não-técnicas, regularmente tomamos medidas preventivas, inclusive:

- inspeção dos medidores e conexões dos consumidores;
- modernização dos sistemas de medição;
- treinamento do pessoal responsável pela leitura dos medidores;
- padronização dos procedimentos de instalação dos medidores;
- instalação de medidores com garantias de controle de qualidade;
- atualização do banco de dados dos consumidores; e
- desenvolvimento de rede de distribuição protegida contra roubo.

Ademais, desenvolvemos um sistema integrado projetado para auxiliar na detecção e medição de perdas controláveis em todas as partes de nosso sistema de distribuição.

Cientes 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 findo em 31 de dezembro de 2003, vendemos 35.962 GWh de energia, representando receita de R\$7.179 milhões. Essas cifras não incluem vendas ao sistema elétrico interligado e outras concessionárias.

Com relação a 2003, em comparação com 2002, o volume de energia elétrica por nós vendido a consumidores residenciais, comerciais, rurais e outros aumentou 2,7%, 3,6%, 4,6%, 4%, respectivamente, ao passo que as vendas a consumidores industriais diminuíram 0,87%. A energia de Sá Carvalho e Ipatinga enquadra-se na categoria industrial. A tabela a seguir apresenta informações relativas ao número de consumidores que tínhamos em 31 de dezembro de 2003, bem como ao consumo por categoria de consumidor, nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001:

Categoria de Cliente	Número de clientes em 31 de dezembro de	Consumo (GWh)		
		Exercícios findos em 31 de dezembro de		
		2003	2002	2001
Industrial.....	68.159	21.715 ⁽¹⁾	21.906 ⁽¹⁾	21.351 ⁽¹⁾

Residencial	4.729.674	6.529	6.360	6.475
Comercial	523.055	3.402	3.283	3.269
Rural	368.057	1.783	1.705	1.572
Consumo próprio	1.308 ⁽²⁾	55	50	52
Outros	53.946	2.478 ⁽³⁾	2.330	2.229
Total	5.744.199	35.962	35.634	34.948

- (1) Inclui consumo de Sá Carvalho e Ipatinga, que consomem toda a energia que produzem.
(2) Refere-se ao número de instalações de nossa empresa que utilizam nossa energia, sendo cada uma delas considerada um cliente de acordo com os regulamentos da ANEEL.
(3) Inclui consumo da Horizonte Energia S/A e fornecimento a outras concessionárias.

Em 2003, adicionamos e faturamos 152.711 novos consumidores finais, representando crescimento de 2,7% em comparação com 2002, decorrente da expansão de nossos sistemas de transmissão e distribuição.

A maior parte da energia por nós vendida é comprada por grandes clientes industriais. Em 31 de dezembro de 2003, dez de nossos clientes industriais eram servidos por energia elétrica de alta tensão por ligações diretas às nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 11,2% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica em 2003, e aproximadamente 9% de nossa receita. No mesmo período, nossos dez maiores clientes industriais responderam por praticamente 17,1% da eletricidade consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes é de propriedade do Governo Estadual ou do Governo Federal.

Em 31 de dezembro de 2003, celebramos contratos de compra e venda de energia padronizados com 3.735 de nossos clientes industriais, dos quais 575 apresentavam demanda superior a 500 kW. Nosso contrato de compra e venda de energia padronizado com clientes industriais tem prazo de duração de três ou cinco anos, contendo uma cláusula de demanda mínima que exige que o cliente pague pela demanda contratada, que representa a capacidade de sistema reservada àquele cliente, bem como o consumo efetivo do cliente. Acreditamos que este método de faturamento nos proporciona uma fonte relativamente estável de receita.

A tabela a seguir apresenta nossos volumes de vendas de eletricidade industrial por tipo de cliente industrial em 31 de dezembro de 2003:

Clientes Industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo como Porcentagem do Volume Total de Vendas de Energia Industrial
Siderurgia	4.746 ⁽¹⁾	21,92
Indústria de Ferro-ligas	4.258	19,66
Indústria de Metais Não-ferrosos	1.509	6,97
Indústria mineradora.....	2.285	10,55
Indústria de cimento	973	4,49
Indústria automotiva.....	555	2,56
Outros.....	7.330	33,85
Total	21.656⁽²⁾	100,00

- (1) Inclui consumo de Sá Carvalho e Ipatinga.
(2) Não inclui a Horizontes Energia S/A

A tabela a seguir apresenta os nomes e correspondentes setores de atuação de nossos dez maiores clientes em 2003:

Dez Maiores Clientes (relacionados por ordem de energia total comprada de nós, em GWh, em 2003)	Indústria
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A. – USIMINAS.....	Siderurgia
Companhia Ferro Ligas Minas Gerais	Ferro-ligas
Companhia Mineira de Metais	Não-ferrosos
Belgo Mineira Participações Ind. Com. S.A.	Siderurgia
White Martins Gases Industriais S.A.	Química
Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio – CBCC	Ferro-ligas
Italmagnésio Nordeste S.A.....	Ferro-ligas
Rima Eletrometalurgia S.A.	Ferro-ligas

A Acua Alumínio S.A., ou ALCOA, nosso maior cliente em 2001 em termos de eletricidade comprada, tornou-se uma APE em abril de 2002 e atualmente gera eletricidade para próprio uso em uma usina localizada fora do estado de Minas Gerais, construída para esse fim. Por conseguinte, a ALCOA gradualmente reduziu o volume de energia comprada de nós, tendo deixado de ser nosso maior cliente industrial. Uma parte da energia anteriormente vendida à ALCOA é vendida atualmente a novos clientes, sendo o volume remanescente dessa energia vendido no MAE. Em setembro de 2003, a ALCOA rescindiu seu contrato de compra e venda de energia com nossa empresa.

Por outro lado, a Cemig firmou contratos com outros consumidores livres de grande porte em Minas Gerais ou fora de Minas Gerais envolvendo volume de eletricidade de 3.066 GWh em consequência de uma estratégia que visa obter maior participação de mercado.

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos à distribuição 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 recebam eletricidade de alta e média tensão (aproximadamente 8.000 consumidores recebem eletricidade a nível de tensão igual ou superior 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 a contar da entrega da fatura. Nossos clientes restantes são faturados dentro de sete dias a contar da leitura de seus medidores, devendo o pagamento ser efetuado dentro de 10 dias a partir da entrega da fatura, ou 15 dias a contar de 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.

Sazonalidade

Nossas vendas são afetadas pela sazonalidade do mercado. Normalmente, ocorre aumento de consumo pelos clientes industriais e comerciais no terceiro trimestre devido ao aumento da atividade industrial e comercial. Ademais, em geral há aumento de uso de eletricidade em todas as categorias de consumidores durante o verão em razão das temperaturas elevadas. Certas cifras representativas do consumo trimestral por parte de consumidores finais (sem inclusão de nosso próprio consumo) de 2001 a 2003, em GWh, são apresentadas abaixo:

<u>Ano</u>	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2001	9,616	9,626	7,812	7,894
2002	8,306	9,087	9,127	9,114
2003 ⁽¹⁾	8,831	8,932	8,964	9,235

(1) Inclui consumo de Sá Carvalho e Ipatinga, Horizontes S/A e fornecimento a outras concessionárias.

O consumo por parte dos consumidores finais no terceiro e quarto trimestres de 2001 e no primeiro trimestre de 2002, em comparação com os mesmos períodos nos anos anteriores, diminuiu em consequência do Plano de Racionamento de Energia. O consumo por parte de clientes residenciais permanece estagnado, não tendo voltado aos níveis verificados anteriormente ao racionamento. Contudo, o volume total de vendas no quarto trimestre de 2003 retomou patamar semelhante ao vigente antes do racionamento.

Concorrência

Concorrência, Grandes Clientes e Consumidores Livres

Em consequência de legislação, há possibilidade de que outros distribuidores ou fornecedores ofereçam eletricidade a alguns de nossos atuais clientes a preços menores dos que atualmente recebemos por nosso fornecimento, que estão sujeitos a tarifas regulamentadas. A legislação prevê que as companhias de distribuição e transmissão concederão livre acesso a todos os usuários do sistema contra pagamento das tarifas aplicáveis (TUST ou TUSD). Além disso, a legislação atualmente possibilita que os consumidores que apresentem demanda igual ou superior a 3 MW se qualifiquem como consumidores livres e escolham seu fornecedor de energia entre unidades geradoras e empresas comercializadoras. Segundo previsões, a legislação permitirá aos consumidores que apresentem

demanda mais baixa, com exceção de consumidores residenciais, qualificar-se como consumidores livres no futuro próximo.

Os Consumidores Livres que escolherem não receber eletricidade da companhia de distribuição à qual estiverem fisicamente ligados a tarifas regulamentadas poderão optar por: (i) gerar suas próprias necessidades de eletricidade mediante prévia autorização da ANEEL; ou (ii) negociar suas necessidades de suprimento de eletricidade com outro fornecedor (ou seja, empresas geradoras ou comercializadoras) pagando as tarifas aplicáveis pelo uso das redes de transmissão e distribuição.

Vários de nossos clientes se qualificam como consumidores livres. Sendo assim, negociamos contratos individuais com esses clientes - concorrendo com outros fornecedores. Em 31 de dezembro de 2003, assinamos 35 contratos com consumidores livres, representando um total de 31.750 GWh, a serem entregues nos próximos cinco anos, inclusive sete contratos com consumidores livres localizados fora de nossa própria área de concessão.

Acreditamos que este ambiente cada vez mais competitivo poderá ser favorável à nossa empresa, tendo em vista 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 possibilita prestar serviços sob medida de atendimento ao consumidor. Por exemplo, criamos um site na internet que pode ser utilizado por consumidores de grande porte em relação a questões referentes a serviços, informações e vendas.

Desenvolvemos, ademais, 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.

Concessões

Cada concessão atualmente por nós detida é objeto de processo licitatório por ocasião de sua expiração. Entretanto, de conformidade com a Lei de Concessões, concessões existentes poderão ser renovadas sem necessidade de processo licitatório 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.

Ademais, é possível que vários de nossos clientes industriais de grande porte, como a ALCOA, venham a se tornar APEs de acordo com a Lei de Concessões com a finalidade de obter o direito de gerar eletricidade para uso próprio. A outorga de certas concessões a nossos consumidores industriais de grande porte poderia prejudicar nossos resultados operacionais.

Matérias-Primas

Nossa principal despesa com matérias-primas é a compra de óleo combustível, que é consumido por nossas três usinas termelétricas no processo de geração de eletricidade. O consumo de óleo combustível no exercício findo em 31 de dezembro de 2003 representou despesa de R\$8,1 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 a qual nossa empresa e outras concessionárias do setor de eletricidade devem efetuar contribuições. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras” e “O Mercado Brasileiro de Energia – Encargos Regulatórios” contido no Anexo A.. Acreditamos que o suprimento de óleo combustível esteja disponível de imediato. Embora o preço de óleo combustível possa flutuar, temos em geral conseguido compensar, total ou parcialmente, os custos decorrentes do aumento de 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 participação de aproximadamente 95% na Gasmig. As ações remanescentes 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 proporcionar uma alternativa mais eficiente em termos econômicos e não agressora do meio ambiente ao petróleo, gás liquefeito de petróleo - LPG, propano, madeira e carvão. Em 2003, a Gasmig forneceu aproximadamente 1,1 milhão de metros cúbicos de gás por dia a 129 consumidores industriais. Em 31 de dezembro de 2003, a Gasmig forneceu, ademais, gás natural a 56 postos de gás natural automotivo e a duas usinas. Em 2003, a Gasmig distribuiu aproximadamente 4% de todo o gás natural distribuído no Brasil.

Minas Gerais responde por aproximadamente 17% do consumo total de eletricidade do Brasil. Muitas indústrias intensivas em termos de energia, tais como indústrias de cimento, siderurgia, ferroligas e metalurgia operam no estado. Estimamos que a demanda total de gás natural em Minas Gerais chegará a aproximadamente 13 milhões de metros cúbicos de gás por dia até 2009, volume superior ao suprimento disponível projetado. Prevemos, 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 proporciona fonte significativa de gás natural, possibilita à Gasmig o melhor atendimento da demanda. A principal estratégia da Gasmig é a expansão de 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.

Com relação a 2003, a Gasmig apresentou receita total de R\$367 milhões e lucro líquido depois de impostos de R\$39 milhões.

Em 2003, a Gasmig investiu aproximadamente R\$22,1 milhões na expansão de sua rede de gasodutos com o fim de atender mais clientes no Estado de Minas Gerais. Os recursos para financiar a expansão vieram principalmente de seu próprio fluxo de caixa e reinvestimento de dividendos. Atualmente, o duto de gás natural que transporta gás natural da bacia petrolífera de Campos (Estado do Rio de Janeiro, Brasil) opera a plena capacidade e, dessa forma, requererá investimento adicional por parte do Governo Federal em nova capacidade ou na construção de novo duto para atender a crescente demanda de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Os investimentos da Gasmig para 2003 serão utilizados principalmente para expansão de dutos existentes ou para a construção de novos dutos para atender a crescente demanda de gás natural em Minas Gerais.

Em maio de 2003, a Companhia, a Gasmig, a Petrobras e o Governo Estadual assinaram um Contrato de Cooperação para o desenvolvimento do mercado de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Os principais aspectos relacionam-se à construção de novos dutos de gás em Minas Gerais pela Petrobras Gás S.A. - Gaspetro ("Gaspetro"), uma subsidiária da Petrobras, à expansão da rede de distribuição de gás pela Gasmig e à participação da Gaspetro no capital da Gasmig em 40%.

Estão sendo conduzidas negociações para a assinatura do Acordo de Empreendimento Conjunto que inclui um Plano Diretor que estabelece o mercado alvo, o investimento a ser efetuado pela Gaspetro e um contrato adicional de fornecimento de gás natural.

Espera-se que as negociações sejam concluídas em 2004, após a obtenção das aprovações exigidas por lei.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, constituímos, em Minas Gerais, Brasil, a Infovias como um empreendimento conjunto com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. Atualmente, detemos 99,93% das ações ordinárias da Infovias. A Infovias dispõe de *backbone* de cabos de fibras ópticas para telecomunicações de longa distância instalado ao longo de nossa rede elétrica que utiliza cabos de fibra óptica subterrâneos. Esse *backbone* de comunicações está conectado a uma rede de acesso baseada em tecnologia de cabo de fibra híbrida-coaxial, estando posicionado ao longo de nossa rede elétrica. Locamos à Infovias nossa infra-estrutura de rede de acordo com contrato de locação operacional de 15 anos firmado em 31 de março de 2000. De acordo com a legislação de telecomunicações brasileira, também colocamos nossa infra-estrutura de rede à disposição de outras prestadoras de serviços de telecomunicações interessadas em locá-la.

A Infovias iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela Infovias por meio de sua rede são transporte e acesso 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

também está estendendo seus serviços de Internet de banda larga, atualmente disponível nas cidades de Belo Horizonte, Poços de Caldas e Barbacena, a outras cidades de Minas Gerais.

A Infovias presta serviço de rede de televisão a cabo em 12 cidades de Minas Gerais de acordo com contrato de prestação de serviços de 15 anos firmado com a WAY TV Belo Horizonte S.A., ou WAY TV, e a Brasil Telecomunicações S.A., cada qual detentora de concessões para prestação de serviços de televisão a cabo e Internet em certas cidades de Minas Gerais, nos termos do qual a Infovias permite a estas empresas utilizar sua infra-estrutura de rede. Em contrapartida, a WAY TV e a Brasil Telecomunicações estão obrigadas a entregar à Infovias porcentagem da receita proveniente de seus assinantes de televisão a cabo e da Internet. Em 31 de dezembro de 2003, essas duas empresas tinham aproximadamente 39.000 assinantes de televisão a cabo e 11.000 assinantes de serviços de Internet.

A Infovias detém participação acionária de 69,25% na WAY TV, inclusive 49,9% de suas ações ordinárias. O controle da WAY TV é exercido pela Infovias e pelo CLIC-Clube de Investimentos dos Empregados da Cemig, ou CLIC, que detém 1,1% das ações ordinárias da WAY TV nos termos de acordo de acionistas. Segundo esse acordo, o CLIC comprometeu-se a votar de conformidade com os interesses da Infovias nas assembleias gerais e nas reuniões do conselho de administração da WAY TV. Até a presente data, a Infovias investiu aproximadamente R\$62 milhões na WAY TV.

A Infovias também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa de acordo com contrato de cinco anos celebrado em 2001. Utilizamos esse serviço para comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos clientes. Em janeiro de 2003, buscamos autorização da ANEEL para firmar alteração desse contrato com o fim de renegociar certos termos e condições. A ANEEL solicitou informações adicionais e estamos atualmente elaborando a resposta, com a Infovias, a essa solicitação.

Em setembro de 2002, a Infovias celebrou com nossa empresa contrato de acordo com o qual devemos fornecer informações baseadas em sistema de geo-informática e serviços correlatos à Infovias. Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL nos enviou aviso alegando que não obtivemos a necessária autorização da ANEEL relativa a esse contrato.

b

A ANEEL poderá buscar impor sobre nossa empresa multa com relação a nossos contratos com a Infovias caso conclua que esses contratos não estão de acordo com seus regulamentos. A ANEEL também poderá buscar impor restrições aos termos e condições desses contratos. A penalidade máxima é uma multa em valor igual a 2% de nossas receitas durante o período de 12 meses imediatamente anterior à imposição da multa.

Em 2003, a Infovias apresentou receita operacional de R\$44 milhões, sendo R\$22 milhões relacionados à prestação de serviços de telecomunicação e R\$22 milhões relacionados à prestação de serviços de televisão a cabo e Internet.

Os gastos de capital da Infovias nos últimos três anos foram de R\$330 milhões. Os gastos de capital da Infovias em 2004 serão utilizados principalmente para a expansão de sua rede de telecomunicações.

Serviços de Consultoria e Outros Serviços

Prestamos serviços de consultoria aos governos e concessionárias do setor elétrico 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 ao governo do Panamá.

Em 9 de janeiro de 2002, constituímos, em Minas Gerais, Brasil, a Efficientia S.A. para a prestação de serviços de soluções de otimização e eficiência de projetos e serviços de operação e administração a usinas de fornecimento de energia. Detemos participação de 100% na Efficientia S.A., que iniciou operações em 2003. Em 2003, a Efficientia apresentou propostas para melhoria da eficiência de serviços de eletricidade em aproximadamente 60 empresas, mais do que o total da meta de abordagem de 50 clientes no ano. Estas visitas resultaram na assinatura de contratos de desempenho representando valor total de R\$6,2 milhões, em acréscimo a contratos de projeto de desenvolvimento de eficiência de energia elétrica já assinados anteriormente totalizando cerca de R\$7 milhões. Foram assinados, ademais, contratos de prestação de serviços de consultoria, manutenção industrial e inspeção de linhas de transmissão totalizando aproximadamente R\$4 milhões. Um ponto a destacar é o projeto intitulado “Difusão de Informações sobre Eficiência de Eletricidade” do Programa de Desenvolvimento

das Nações Unidas, financiado pelo Banco Mundial, no qual a Efficientia foi vencedora da concorrência internacional, em conjunto com a FUPAI (Fundação de Pesquisa e Assessoramento à Indústria.)

Em 12 de agosto de 2002, constituímos a CEMIG Trading a S.A., em Minas Gerais, Brasil, com a finalidade de realizar atividades relativas à comercialização de energia. Detemos participação de 100% na CEMIG Trading S.A., que ainda não iniciou operações.

Questões 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 Energético Brasileiro – Regulamentos Ambientais” contido no Anexo A. As principais autoridades ambientais do Estado de Minas Gerais são a Fundação Estadual do Meio Ambiente, ou FEAM, Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, ou SEMAD, e o Conselho Estadual de Política Ambiental, ou COPAM.

Acreditamos que estamos observando, nos aspectos relevantes, as leis e regulamentos pertinentes.

Em 2003, recebemos o Certificado ISO 14001:1996 da Det Norske Veritas, ou DNV, relativo ao Sistema de Gestão Ambiental na Usina Hidrelétrica de Nova Ponte, com relação a todas as atividades relacionadas a Geração de Energia Hidrelétrica, Operação de Reservatório e Gerenciamento de Reserva Natural. Ademais, seis outras unidades (situadas em Alfenas, Divinópolis, Varginha, Montes Claros, Pouso Alegre), inclusive escritórios administrativos, receberam certificado de *compliance* com o Sistema de Gestão Ambiental - Nível 1 com relação a certas atividades ali desenvolvidas. Cabe assinalar que pelo quarto ano consecutivo a CEMIG foi selecionada para integrar o Dow Jones Sustainability Index (“DJSI World Index”).

De conformidade com nossa política ambiental, estabelecemos vários programas para prevenção e controle de danos que visam limitar nossos riscos relacionados a questões ambientais.

Em 2003, investimos aproximadamente R\$30 milhões em projetos de *compliance* da legislação ambiental com relação a imobilizado e a frota de veículos, bem como na implementação dos novos projetos, e também despendemos R\$12 milhões em despesas operacionais e de manutenção com relação às nossas atividades atuais, tais como descarte final de resíduos, implantação de sistemas de gestão ambiental, auditorias, plantio de matas ciliares, cultura de peixes, implantação de políticas relativas a poda de árvores e petróleo, programas de educação ambiental, manutenção de unidades de preservação, treinamento e outras atividades.

Licenças

A legislação brasileira aplicável exige que seja obtida autorização com relação 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 Energético Brasileiro – Regulamentos Ambientais” 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 ambientais para instalações que possam representar impacto ambiental em mais de um estado e/ou fiquem situadas entre dois ou mais estados.

As Deliberações Normativas do COPAM nº 17, de 17 de dezembro de 1996, e nº 23, de 21 de outubro de 1997, estabelecem que as licenças operacionais deverão ser renovadas de tempos em tempos por períodos de quatro a oito anos, dependendo do tamanho e potencial de poluição da instalação. Destinadas a fiscalizar e resguardar o patrimônio arqueológico anteriormente não coberto por legislação, as disposições da Deliberação nº 28, de 31 de janeiro de 2003, do Instituto do Patrimônio Histórico e Artístico Nacional, ou IPHAN, estabelecem que a renovação de licenças operacionais para usinas hidrelétricas ficará condicionada a parecer favorável do IPHAN referente a estudos arqueológicos na área de depleção do reservatório. Esses estudos serão patrocinados pelo operador da planta. Os custos poderão ficar associados à obrigação de realizar tais estudos, podendo prejudicar nossos resultados operacionais. Não temos condições de estimar o montante dos futuros custos relacionados a essas questões, visto que os mesmos dependem de inúmeros fatores.

A distribuição, por parte da Gasmig, de gás natural por meio de dutos em Minas Gerais está devidamente autorizada, contudo, a licença de instalação de duto para a área metropolitana da cidade de Belo Horizonte ainda está sendo objeto de exame.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

Nos termos da Resolução N° 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 1° de fevereiro de 1986. Embora não sejam necessários estudos para projetos concluídos anteriormente a 1° 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° 9.605, 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 1.710 (atualmente Medida Provisória N.º 2.163/41), 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° 9.605/98. 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. Nossa empresa e o IBAMA estão atualmente analisando os aspectos ambientais pertinentes relacionados a essas usinas de forma a definir um Termo de Referência para elaboração de estudos ambientais de hidrelétricas em operação. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Avançamos 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. Atualmente detemos licenças operacionais para as seguintes usinas: Miranda, Nova Ponte, Igarapava, Porto Estrela, Sá Carvalho, Funil, Queimado, Rio de Pedras, Santa Luzia, Salto dos Moraes, Poquim e Piçarrão.

As licenças ambientais, sejam emitidas por órgãos estaduais ou por órgãos federais, contêm várias condições impostas tendo em vista os impactos ambientais previstos. Em circunstâncias extremas, o não cumprimento das referidas condições poderá acarretar a revogação da licença. Acreditamos estar cumprindo as exigências mencionadas em nossas licenças.

Medidas compensatórias

De acordo com a Lei Federal N° 9.985, de 18 de julho de 2000, e com o correspondente Decreto N° 4.340, de 22 de agosto de 2002, as empresas cujas atividades sejam havidas por acarretar altos impactos ambientais ficarão obrigadas a investir em áreas protegidas de maneira a compensar esses impactos. Essas empresas estão obrigadas a investir pelo menos 0,5% dos valores totais investidos na implementação de seu projeto correspondente em atividades e áreas definidas por agentes ambientais.

Durante o procedimento de licenciamento, levando-se em conta os impactos ambientais identificados pelos Estudos de Avaliação Ambiental apresentados pelo operador, os órgãos ambientais poderão determinar o valor a ser investido e as áreas protegidas a serem beneficiadas.

Os critérios referentes a compensação ambiental e social não foram definidos, e existe a possibilidade de que requisitos apresentados por agências ambientais, pelo Ministério Público, por ONGs ou pelas populações afetadas possam ser acrescidos aos tradicionalmente propostos. Devido a essas incertezas, as licenças (inclusive licença corretiva), cronograma e orçamento de novos projetos, e mesmo sua viabilidade, poderão ser afetados. Atualmente, encontram-se em curso discussões com órgãos ambientais oficiais (tanto de nível federal como estadual) com a finalidade de estabelecer critérios que rejam e disciplinem compensações ambientais.

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, o Governo Estadual promulgou a Lei Estadual N° 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 2003, tínhamos projetos de escadas para peixes implantados em nossas instalações de Igarapé, Salto de Moraes e Igarapava. Em abril de 2002, enviamos ao COPAM estudo relativo às nossas barragens. Em julho de 2002, recebemos uma resposta da SEMAD exigindo que forneçamos estudos adicionais relativos à viabilidade da implantação de escadas para peixes em nossas barragens localizadas em Minas Gerais. Firmamos um contrato com uma organização não-governamental chamada SMC (Sociedade Mineira de Cultura) e a PUC Minas (Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais) para a realização dos estudos para a SEMAD referentes às instalações das UHEs Gafanhoto, Cajuru e Volta Grande.

Ocupação urbana de vias públicas

Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas povoadas, e usando vias públicas em conjunto com dutos e tubos utilizados por outras concessionárias de serviços públicos e órgãos públicos. Esse fato aumenta o potencial de risco representado por obras irregulares realizadas sem prévia comunicação e consulta de nossos registros, havendo possibilidade de que sejam causados acidentes, com conseqüências indesejáveis, acarretando lesões a pessoas e danos ambientais, e mesmo ocorrências graves. No entanto, todas as nossas redes são clara e fartamente marcadas e sinalizadas. A Gasmig, por meio de seu programa “Escave com Segurança”, vem formando parcerias com a comunidade, principalmente com concessionárias de serviços e empresas que realizam escavações em vias públicas, para assegurar que, antes de escavar próximo a uma rede de gás natural, elas telefonem ao plantão 24 horas da Gasmig e solicitem suporte para a execução segura da obra.

Redes de transmissão: Várias das faixas de segurança situadas abaixo de nossas redes de transmissão são ocupadas por construções (edifícios, etc.) e habitações não autorizadas. Esse tipo de ocupação gera riscos de choque elétrico e acidentes envolvendo os moradores do local, constituindo um obstáculo à manutenção de nosso sistema de eletricidade. Faz-se necessário, dessa forma, alocar fundos para solucionar esta situação nos próximos anos, seja por meio da remoção de alguns dos ocupantes, seja por meio da introdução de melhorias que possibilitem a convivência com esse tipo de invasão.

Legislação ambiental

As questões ambientais podem acarretar impacto significativo sobre 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 ao Governo Federal, governos estaduais e municipais poderes para promulgar leis destinadas a proteger o meio ambiente e regulamentar essas 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, o 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 realiza e aprova estudos e dá assistência e aconselha o Conselho Governamental sobre as ordens oficiais da política governamental para recursos ambientais e naturais, e sobre deliberações, dentro de sua esfera de competência, acerca de normas e regulamentações aplicáveis ao meio ambiente brasileiro. O IBAMA implementa a Política Ambiental Nacional e inspeciona, preserva e dá suporte ao uso dos recursos naturais.

A Lei Nº 6.938/81, de 31 de agosto de 1981, é denominada Lei de Política Ambiental e regulamenta a responsabilidade civil por danos causados ao ambiente. Em termos legais, 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 a 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 legal, pela parte responsável pela contaminação, de reparar o dano ambiental. Ademais, estar em conformidade com as licenças ambientais não exclui responsabilidades ambientais. Deve-se enfatizar que a responsabilidade criminal é subjetiva e o dolo ou culpa do infrator deverá ser demonstrado. Ademais, a Lei de Crimes Ambientais dá muita ênfase às assim chamadas penas alternativas.

Atividades que causem danos ao ambiente poderão também incorrer em multas penais e administrativas, previstas na Lei Nº 9.605, de 12 de fevereiro de 1998 (Lei de Crimes Ambientais). Os efeitos da Lei 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 medida da sua culpa, no montante do dano causado. A referida lei prevê que uma pessoa jurídica poderá ser condenada por conduta considerada prejudicial ao meio ambiente, contanto que a violação seja cometida visando ao seu interesse ou benefício, segundo decisão de seus representantes legais ou contratuais ou de seu conselho. Os conselheiros, diretores e gerentes, com conhecimento da conduta criminosa de terceiros e tendo capacidade de impedir sua prática, mas que não o tenham feito, serão, em razão de sua omissão, serão participantes do crime. O Decreto Nº 3.179, promulgado em setembro de 1999, estabeleceu multas administrativas aplicáveis por conduta ou atividades que causem danos ao meio ambiente e as regulamentações regidas pela Lei de Crimes Ambientais. O Decreto institui multas que podem atingir valor máximo de R\$50 milhões, e autoriza o fechamento das instalações.

Com relação aos recursos hídricos, a Lei Nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, criou a Política Nacional de Recursos Hídricos, que foi organizada considerando-se as várias bacias hidrográficas do Brasil. A Política Nacional de Recursos Hídricos é implementada pelas agências governamentais e não governamentais e classifica a água como bem público. Dessa forma, nenhuma pessoa física ou jurídica pode apropriar-se do uso da água, e nenhum uso da água acarreta a exclusão absoluta de todos os usuários em potencial.

Ademais, as autoridades públicas devem apresentar justificativa para a concessão de direito de uso da água.

O direito de uso da água federal é concedido pela Agência Nacional de Águas, ou ANA, criada pela Lei Nº 9.984, de 17 de julho de 2000, e regulamentada pelo Decreto Nº 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 hídricos não federais deverá ser obtida da respectiva agência ambiental/hídrica estadual.

Para a construção de uma usina de energia hidrelétrica, as empresas de eletricidade brasileiras devem cumprir 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 empresa, 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 novos equipamentos. Deve-se mencionar que, com base nas conclusões de estudos de impacto ambiental, a licença emitida conterá várias condições ou exigências a serem observadas, caso contrário as licenças poderão ser revogadas.

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 à criação de áreas de preservação ambiental.

Nos termos do Código Florestal Brasileiro, o terreno circundante de reservatórios de água, sejam eles naturais ou artificiais, é considerado área de preservação permanente, o que representa restrição a seu uso.

As alterações ao Código Florestal Brasileiro (Lei Nº 4.771, de 15 de setembro de 1965) introduzidas pela Medida Provisória Nº 2.166-67, de 24 de agosto de 2001, exigem que a operadora de um reservatório adquira tais áreas circunvizinhas. Essa exigência poderá causar impacto sobre a viabilidade econômica de novos empreendimentos hidrelétricos, contudo, até o presente não foi implementada.

A Política Florestal do Estado de Minas Gerais (Lei Nº 14.309, de 19 de junho de 2002, e Decreto Nº 43.710, de 8 de janeiro de 2004) não obriga a operadora a adquirir a área circunvizinha do reservatório, exigindo, contudo, indenização referente à restrição ao uso, nas formas previstas em lei.

Essas normas, quando aplicáveis, acarretarão custos adicionais para a 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\$10.000,00 ao ano.

Tecnologias operacionais

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

Centro de Operação de Sistema

O Centro de Operação de Sistema da Cemig, ou COS, localizado em nossa sede em Belo Horizonte, é o centro nervoso de nossas operações. O COS é uma câmara de compensação de dados e central de controle que utiliza cabos coaxiais e de fibra óptica, microondas e outras tecnologias de comunicação para monitorar e coordenar nossos sistemas de geração e transmissão em tempo real, ajudando a garantir a segurança, continuidade e qualidade de nosso fornecimento de eletricidade. Com a reestruturação do setor de serviços públicos brasileiros, o COS passou a operar por intermédio do ONS, controlando e supervisionando 30 subestações, 19 usinas de grande porte e 4.857 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 348 subestações de distribuição, 359.225,8 quilômetros de redes de distribuição de média tensão, 16.181,3 quilômetros de redes de sub-transmissão e 5,7 milhões de consumidores em nossa área de concessão.

Existem vários sistemas em uso para automatização e suporte dos processos dos CODs, inclusive sistema de atendimento, administração de equipe em campo, supervisão e controle de subestação de distribuição, restabelecimento de energia elétrica, comutação de emergência, desligamento da rede e inspeção. Tecnologias como sistema de informações geográficas e comunicação de dados por rádio/satélite ajudam a reduzir o tempo de restabelecimento da energia ao consumidor e aprimorar o atendimento ao cliente.

Informação & Tecnologia Geo-espaciais

Estamos utilizando em larga escala a tecnologia de gerenciamento de documentos técnicos e geo-espaciais com o fim de dar suporte a processos de engenharia e aprimorar processos de engenharia. Informações provenientes de sistema de geo-informática sobre a rede elétrica, fotografias aéreas e de satélite da área de concessão, diagramas e imagens de documentos técnicos são armazenados em bancos de dados geo-espaciais, podendo ser facilmente recuperados por computadores conectados à nossa Rede Corporativa auxiliando os técnicos a planejar, projetar, construir, operar e manter a rede de geração, transmissão e distribuição.

Rede de Telecomunicações Interna

Nossa rede de telecomunicações interna é uma das maiores do Brasil, consistindo de links de microondas de alta performance com 120 estações de comunicação e alcance total de 1.908 quilômetros, um sistema de telefonia com 188 centrais telefônicas e uma rede corporativa que integra 7.122 microcomputadores e 259 servidores e um sistema de comunicação móvel com 700 rádios troncalizados e 1.105 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.

Centrais de Chamada

Temos uma central de chamada localizada em Belo Horizonte. 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. Nossa central de chamada é integrada com as tecnologias disponíveis nos CODs, possibilitando-nos fornecer aos consumidores informações plenamente atualizadas sobre questões relativas a 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, vandalismo, vento e corrosão de nossas redes de transmissão e distribuição, compostas em grande parte de torres de aço, embora utilizemos também madeira e concreto em nossas redes aéreas.

Inspecionamos nossas redes de transmissão em média duas vezes por ano. As redes são regularmente vistoriadas por helicóptero (dispomos de dois helicópteros) e por automóveis. Nossos guarda-fios sobem na maioria das torres pelo menos uma vez por ano, dependendo da idade e da importância de cada rede em relação ao sistema como um todo. No ano passado, introduzimos o Sistema Gimbal nas vistorias aéreas. Temos continuamente introduzido novas técnicas de previsão no programa de manutenção das redes, por exemplo, vistorias por coroa e infravermelho.

Para dar suporte a emergências que envolvam quedas de torres, temos utilizado modernas estruturas modulares de alumínio. Em sua maior parte, nossa intervenção em redes de transmissão é realizada com emprego de métodos de rede ligada. Por termos sido a primeira empresa do Brasil a utilizar técnicas de rede ligada sem ferramental na manutenção de redes de transmissão, acumulamos, ao longo dos últimos trinta anos aproximadamente, experiência significativa nessa área. Treinamos nossa equipe nessa área e dispomos de veículos especiais e outras ferramentas necessárias para dar suporte à manutenção de linhas com rede ligada e desligada.

Dispomos, ademais, de equipes estrategicamente localizadas por todo o Estado de Minas Gerais para prontamente atender nossas necessidades relativas ao sistema de transmissão e distribuição.

Gestão de Segurança de Informações

Nossa equipe de Gestão de Segurança de Informações é responsável por proteger informações corporativas. Foi criada com a missão de melhorar a confidencialidade, integridade e disponibilidade dessas informações. Estamos contratando uma empresa de consultoria especializada em segurança de informações para nos prestar assistência na criação de um plano global de segurança de informações. Estimamos que investiremos aproximadamente R\$3,2 milhões na consecução desse plano.

Ferramentas Gerenciais

Planejamento de Recursos Empresariais

Implantamos oito módulos de SAP R/3, um Planejamento de Recursos Empresariais da SAP, fornecedora 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 e recursos humanos. A implantação desse sistema, em conjunto com a instalação, em abril de 1999, de uma nova rede de computadores corporativos projetados para dar suporte a esse sistema, aumentou nossa eficiência ao possibilitar que remodelássemos, automatizássemos ou eliminássemos procedimentos de trabalho preexistentes.

Atualmente, a versão corrente do *software* está sendo atualizada. Ela inclui, além de análise de processo, modernização e integração de sistema legado, suporte a novos processos, inclusive tesouraria, gerenciamento de risco (corporativo e financeiro), administração de desempenho com base no modelo *Balanced Scorecard*, administração de índice para suporte a decisões, bem como suporte ao Sarbanes-Oxley Act e a novas regras da ANEEL.

Programa de Qualidade Total

Em 1991, instituímos em toda a empresa 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 partes de nossas operações de acordo com critérios criados internamente.

Recebemos o certificado ISO 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 Det Norske Veritas - DNV. 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 da América Latina a receber este certificado.

Uma unidade de transmissão e três unidades de distribuição, que cobrem praticamente 120 municípios, estão certificadas de acordo com os critérios internos, que nós chamamos de EMS (*Emergency Management System/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.

Gerenciamento de Risco

Em 2003, demos início à estruturação de nosso Sistema de Gerenciamento de Risco Corporativo. As principais metas desse processo de gerenciamento são: lograr desenvolvimento sustentável da empresa e aumentar o valor aos acionistas; atender as exigências legais e de *compliance*.

O gerenciamento de risco corporativo destina-se a auxiliar-nos a minimizar incertezas e ameaças, maximizando oportunidades e logrando nossos objetivos estratégicos (Planejamento Estratégico); fornecer-nos informações completas sobre o ambiente de risco, possibilitando-nos administrar a alocação de capital de maneira mais eficaz e mesmo reduzir o risco (Alocação Orçamentária Prioritária); orientar as atividades de Auditorias Internas aos processos que apresentem o ambiente de risco mais crítico (Auditoria Interna); e reduzir despesas de contratação de seguros (Seguro).

Os principais produtos resultantes da estruturação de nosso Sistema de Gerenciamento de Risco Corporativo em 2003 foram:

- Política de Gerenciamento de Risco Corporativo: métodos de identificação, análise e tratamento de riscos corporativos e o mecanismo do processo de gerenciamento.
- Matriz de Risco Corporativo: Este produto mapeia dos riscos corporativos presentes em 20 macro-processos e 99 processos distribuídos por todas as áreas de nosso negócio aprovadas pela Diretoria.
- Estrutura de Gerenciamento de Risco Corporativo: É composta (1) pelo Comitê de Gerenciamento de Risco Corporativo e (2) pelo Grupo de Gerenciamento de Risco Corporativo.

Em 2004, pretendemos consolidar nosso sistema de gerenciamento de risco corporativo de conformidade com nossa própria reestruturação e o processo de reformulação da regulamentação do setor de eletricidade. Esse trabalho envolverá a revisão da matriz de risco corporativo, revisão do modelo conceitual utilizado e da Política de Gerenciamento de Risco, e elaboração dos procedimentos operacionais do Grupo de Gerenciamento de Risco Corporativo e Treinamento específico.

Gerenciamento de Riscos Financeiros

Também em 2003, demos início à implantação do *software* “Risk Control” (Controle de Risco) para gerenciamento de riscos financeiros, com o fim de monitorar os riscos associados à realização de operações nos mercados financeiros. A utilização desse *software*, associada com a implantação da metodologia de gerenciamento de risco, tem por objetivo capacitar nossos gerentes para reconhecer os riscos existentes e potenciais e controlá-los, bem como para operar de maneira proativa em relação a seu ambiente de riscos financeiros ao implementar planos de ação.

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 de nosso ativo imobilizado foi de R\$10.141 milhões em 31 de dezembro de 2003 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 45% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 49% e outros ativos imobilizados diversos, inclusive instalações de gás natural e telecomunicações, representaram 6%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,5% para instalações de geração hidrelétrica, 3,0% para instalações de transmissão, 4,8% para instalações de distribuição, 10,8% para instalações de telecomunicações, 8,5% para instalações de administração e 6,0% para instalações de gás natural. Nossas instalações são,

em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam.

Ademais, participamos de certos consórcios que operam projetos de geração de eletricidade. O valor contábil líquido de nosso investimento total nesses consórcios era de R\$776 milhões em 31 de dezembro de 2003 (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 Norte-Americanos e apresentadas em reais.

Introdução

Somos uma empresa de energia elétrica estatal e totalmente integrada dedicada sobretudo à geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2003, éramos a sexta maior concessionária de geração de energia elétrica do Brasil segundo medição pela capacidade total instalada e, no exercício findo em 31 de dezembro de 2003, fomos a maior concessionária 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 ano encerrado em 31 de dezembro de 2003. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Clientes e Faturamento”. Em 31 de dezembro de 2003, geramos eletricidade em 44 usinas hidrelétricas, três usinas termelétricas e uma usina eólica, com capacidade instalada total de geração de 5.771 MW, respondendo as usinas hidrelétricas por 5.599 MW desse total. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Geração e Compra de Energia Elétrica.” O Governo Estadual é nosso acionista controlador e estabelece nossa estratégia operacional e de longo prazo.

As subsidiárias a seguir descritas são nossas subsidiárias operacionais em 31 de dezembro de 2003:

- Sá Carvalho S.A. (participação de 100%). A 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 95,19%). A Gasmig dedica-se à aquisição, transporte e distribuição de gás natural e produtos correlatos.
- Infovias (participação de 99,93%). A Infovias dedica-se à prestação de serviços de telecomunicações e desenvolvimento de atividades correlatas por meio de sistemas integrados usando cabo de fibra óptica, cabo coaxial, equipamentos eletrônicos e outros itens.
- Efficientia S.A. (“Efficientia”) (participação de 100,00%). A Efficientia S.A. dedica-se à prestação de serviços de eficiência, otimização e de soluções elétricas, bem como à prestação de serviços operacionais e de manutenção, para instalações de suprimento de energia elétrica. A Efficientia iniciou operações no primeiro trimestre de 2003.
- Horizontes Energia S.A. (participação de 100,00%). A Horizontes Energia dedica-se à produção e venda de energia elétrica, em regime de produção independente de energia, nas usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e nas usinas hidrelétricas de Salto Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina. A Horizontes Energia S.A. iniciou operações no primeiro trimestre de 2003.

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

Nossas demonstrações financeiras consolidadas referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2003 e 2002 incluem os resultados financeiros da CEMIG e de todas as nossas subsidiárias (operacionais e em fase pré-operacional) descritas acima. Vide a Nota Explicativa 2 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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

Detemos uma participação de 49,0% na Central Termelétrica de Cogeração S.A., companhia por nós constituída em 2003 em sociedade com a COPASA. A Central Termelétrica de Cogeração S.A. ainda não iniciou operações.

Além disso, detemos uma participação de 25,0% na Companhia Transleste de Transmissão, constituída em 2003 em sociedade com a Companhia Técnica de Engenharia, a Furnas e a Orteng. Essa sociedade ficará responsável pela construção e operação da rede de transmissão de 345 kV ligando uma subestação localizada em Montes Claros e a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé.

Políticas Contábeis Críticas e Estimativas

A elaboração de nossas demonstrações financeiras consolidadas em conformidade com os GAAP Norte-Americanos exige que formulemos estimativas e presunções 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 presunções 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, utilizadas na elaboração de nossas demonstrações financeiras, estão especificadas abaixo.

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 estamos sujeitos às disposições da Declaração 71 de Padrões de Contabilidade Financeira, “Contabilidade para Efeitos de Certos Tipos de Regulamentações”, ou SFAS 71, tendo em vista que a estrutura tarifária no Brasil permite a recuperação de certos custos.

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 tarifária 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, ativamos os custos incorridos permitidos 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 pela autoridade regulatória. 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 pronunciamentos de órgãos reguladores do Governo Federal, normas reguladoras futuras poderão ter impacto sobre 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 setorial com o Governo Federal que estabeleceu a solução das questões relacionadas a racionamento, assim como a certas questões relativas a tarifas de energia. O 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 nossas perdas relacionadas ao racionamento estejam em vigor por um período médio de 72 meses, a partir de janeiro de 2002. Contudo, não se pode garantir que o valor total das perdas relacionadas ao racionamento por nós incorridas seja recuperado durante esse período.

Além disso, estamos sujeitos às disposições da 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 futuros faturamentos. 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 a 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 transações 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. Dessa forma, registramos uma provisão de perda. Essa provisão tem como base projeções elaboradas pela Companhia, projeções essas que poderão ser alteradas em resposta às alterações regulatórias e outros desenvolvimentos. Vide as Notas Explicativas 2 (q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Caso a ANEEL não permita a inclusão de montante relevante de custos ativados em tarifas futuras, a baixa dos ativos regulatórios poderá acarretar 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 dos dois valores, uma perda por deterioração é reconhecida no montante em que o valor contábil do ativo exceder o justo valor do ativo. O justo valor é determinado pelos preços de mercado cotados, avaliações ou mediante a utilização de técnicas de avaliação tais como os fluxos de caixa futuros não descontados esperados. Devemos fazer suposições com relação a esses fluxos de caixa futuros estimados e outros fatores para determinar o justo valor dos respectivos ativos. Na determinação dos fluxos de caixa futuros estimados, levamos em conta a experiência passada, bem como expectativas futuras, sendo os fluxos de caixa futuros estimados baseados em tarifas futuras esperadas e demanda futura esperada dos consumidores. A redução significativa dos fluxos de caixa efetivos e fluxos de caixa estimados poderá acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais e situação financeira.

Provisão para contingências

Nossa empresa e nossas subsidiárias são parte de processos judiciais 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 histórica, na natureza das reclamações, bem como com base na atual posição das reclamações. As avaliações relativas a essas contingências são realizadas por vários especialistas internos e externos da CEMIG. A contabilidade das contingências requer julgamento significativo por parte da administração no tocante às probabilidades estimadas e limites de exposição a responsabilidade em potencial. A avaliação da administração de nossa exposição a contingências pode se alterar à medida que se dêem novos acontecimentos ou passem a ficar disponíveis mais informações. O desfecho das contingências pode variar de maneira significativa, acarretando impacto relevante sobre nossos resultados operacionais consolidados, fluxos de caixa e situação financeira. A administração exerceu seu melhor julgamento na aplicação da SFAS N.º 5 a essas questões.

Benefícios pós-aposentadoria ao empregado

Patrocinamos 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 Nº 87 “Contabilidade para Pensão de Empregados”, e SFAS Nº 106 “Contabilidade para Benefícios Pós-aposentadoria de Empregados, exceto Pensões”. Aplicamos a SFAS 132(R) “Divulgações de Empregadores sobre Pensões e Outros Benefícios Pós-Aposentadoria” com o fim de divulgar informações acerca de planos de pensão e outros planos de benefícios pós-aposentadoria.

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 longo prazo esperada sobre ativos do plano e aumento dos custos de salários e de seguro saúde. De acordo com os GAAP Norte-Americanos, 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. 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.

Impostos Diferidos

Contabilizamos os impostos diferidos de acordo com a SFAS Nº 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 o valor contábil para fins fiscais 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.

Analisamos 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, ou se houver alteração relevante nas alíquotas de imposto efetivas ou período no qual as diferenças temporárias subjacentes se tornem tributáveis ou dedutíveis, poderemos estar obrigados a estabelecer uma provisão de avaliação contra todos ou contra uma parcela significativa de nosso ativo fiscal diferido decorrente de um aumento substancial em nossa alíquota de imposto e um impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais.

Depreciação

A depreciação é calculada utilizando o método de depreciação linear, a taxas anuais com base no tempo de vida útil estimado do ativo, de acordo com os regulamentos da ANEEL e práticas do setor no Brasil. À 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 diminuição significativa da vida útil estimada de parcela relevante do ativo imobilizado poderia acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais no período no qual a estimativa for revisada e em períodos subsequentes.

Provisão para devedores duvidosos

Registramos provisão para devedores duvidosos em valor que, segundo nossa estimativa, é suficiente para cobrir perdas atualmente previsíveis.

Monitoramos continuamente cobranças e pagamentos efetuados por clientes e analisamos e refinamos nosso processo de estimativas.

Pronunciamentos Recentes dos GAAP Norte-Americanos

Em abril de 2003, o FASB editou a SFAS 149, “Alteração da Declaração 133 sobre Instrumentos Derivativos e Atividades de *Hedge*”, ou SFAS 149, que altera e esclarece a contabilidade de instrumentos derivativos, inclusive certos instrumentos derivativos embutidos em outros contratos e atividades de *hedge* nos termos da SFAS 133, “Contabilidade de Instrumentos Derivativos e Atividades de *Hedge*”, ou SFAS 133. A SFAS 149 esclarece as circunstâncias nas quais um contrato com investimento líquido inicial preenche as características de derivativo conforme explanação contida na SFAS 133. Ademais, a SFAS 149 esclarece quando o derivativo contém componente de financiamento que justifica divulgação especial na demonstração de fluxos de caixa. A SFAS 149 altera certos outros pronunciamentos existentes, resultando em apresentação mais consistente de contratos que sejam derivativos em seu inteiro teor ou que contenham derivativos embutidos que justifiquem contabilidade separada. A SFAS 149 aplica-se a contratos firmados ou alterados após 30 de junho de 2003, bem como a relacionamentos referenciados a data após 30 de junho de 2003, devendo ser aplicada

prospectivamente. A adoção da SFAS 149, em 1º de janeiro de 2003, não teve qualquer impacto sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em maio de 2003, o FASB editou a SFAS Nº 150, “Contabilidade de certos Instrumentos Financeiros com Características de Passivo e de Patrimônio líquido”, ou SFAS 150. A SFAS 150 altera a contabilidade de certos instrumentos financeiros que, segundo diretriz anterior, os emitentes poderiam contabilizar no patrimônio líquido. A SFAS 150 exige que esses instrumentos sejam classificados como passivo em demonstrações da posição financeira. A SFAS 150 afeta a contabilidade do emitente com relação a três tipos de instrumentos financeiros isolados, a saber:

- ações com resgate obrigatório, que a empresa emitente está obrigada a recomprar para pagamento em numerário ou outros ativos.
- instrumentos, que não ações em circulação, que exijam ou possam exigir que o emitente recompre algumas de suas ações para pagamento em numerário ou outros ativos. Esses instrumentos incluem opções de venda e contratos de compra a termo.
- obrigações que possam ser liquidadas com ações, cujo valor monetário seja fixado, atrelado exclusivamente ou em sua maior parte a uma variável tal como um índice de mercado, ou varie de forma inversa ao valor das ações dos emitentes.

A SFAS 150 não se aplica a elementos inseridos em instrumentos financeiros que não sejam derivativos em seu inteiro teor. Além das exigências referentes a classificação e medida de instrumentos financeiros dentro de seu âmbito, a SFAS 150 exige, ademais, divulgações acerca de formas alternativas de liquidação desses instrumentos e a estrutura de capital de empresas, cujas ações, em sua totalidade, tenham resgate obrigatório. A SFAS 150 aplica-se a instrumentos financeiros firmados em 31 de maio de 2003 ou alterados depois dessa data, aplicando-se, de resto, no início do primeiro período intermediário iniciado após 15 de junho de 2003. A SFAS 150 será implementada mediante a apresentação do efeito cumulativo de uma alteração de princípio contábil com relação a instrumentos financeiros criados anteriormente à data de edição da SFAS 150 e ainda existentes no início do período intermediário de adoção. A correção não é permitida. A adoção da SFAS 150 em 2003 não teve impacto sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas

Em novembro de 2002, o FASB editou a Interpretação 45, “Exigências Contábeis e de Divulgação de Garantidor com relação a Garantias, Inclusive Garantias Indiretas de Dívida de Terceiros”, ou FIN 45. A FIN 45 exige que sejam efetuadas certas divulgações por parte do garantidor em suas demonstrações financeiras intermediárias e anuais acerca de suas obrigações nos termos de certas garantias por ele prestadas. A FIN 45 também exige que o garantidor reconheça, no preâmbulo da garantia, uma responsabilidade pelo justo valor da obrigação assumida por meio da prestação da garantia. As exigências de divulgação da FIN 45 aplicam-se a períodos intermediários e anuais encerrados após 15 de dezembro de 2002. O reconhecimento inicial e exigências de mensuração inicial da FIN 45 aplicam-se prospectivamente a garantias prestadas ou alteradas depois de 31 de dezembro de 2002. A adoção da FIN 45 em 1º de janeiro de 2003 não teve impacto sobre nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em janeiro de 2003, o FASB editou a Interpretação FASB Nº 46 (“FIN 46”), “Consolidação de Pessoas Jurídicas com Participação Variável”, uma Interpretação do APB Nº 51. A FIN 46 exige que certas pessoas jurídicas com participação variável sejam consolidadas pelo principal beneficiário da pessoa jurídica caso os investidores de capital na pessoa jurídica não apresentem as características de participação financeira indicativa de controle ou não detenham suficiente capital próprio sob risco para que a pessoa jurídica financie suas atividades sem necessidade de suporte financeiro subordinado adicional de outras partes. A FIN 46 aplicava-se a todas as novas pessoas jurídicas com participação variável criadas ou adquiridas posteriormente a 31 de janeiro de 2003. Contudo, em outubro de 2003, o FASB prorrogou a data de vigência da FIN 46 até o final do primeiro período intermediário ou anual encerrado após 15 de dezembro de 2003. Essa prorrogação não afetou a data de implementação de muitos emitentes privados estrangeiros, que continuou a ser o início do primeiro período anual encerrado após 15 de dezembro de 2003.

Em dezembro de 2003, a FIN 46 foi consideravelmente revisada e uma nova interpretação FIN 46 (revisada) foi editada. O FASB parcialmente prorrogou a data de vigência da FIN 46 (para a maioria das companhias abertas) até no mais tardar o final do primeiro período contábil encerrado depois de 15 de março de 2004. Não obstante a prorrogação, as companhias abertas devem aplicar a FIN 46 ou a FIN 46R a empresas de propósito específico (EPEs) no mais tardar no final do primeiro período contábil encerrado depois de 15 de dezembro de 2003. A FIN 46 não teve impacto sobre as operações da Companhia em 2003, e espera-se que não tenha impacto sobre nossas operações em 2004.

Em 23 de Dezembro de 2003, a FASB publicou o Padrão da Demonstrações Financeiras nº 132 (revisado em 2003), “Informações que empregadores devem disponibilizar sobre pensões e outros benefícios pós emprego, um aditivo ao FASB nº 87, 88 e 106” (SFAS 132 (revisado em 2003)) está em vigor para os anos fiscais encerrados após 15 de dezembro de 2003, e substitui as exigências de informação requeridas no SFAS 87, SFAS 88, SFAS 106, SFAS 132 (revisado em 2003), que cobrem disponibilização de informações e não reconhecimentos contábeis de pensões e benefícios pós emprego. SFAS 132 (revisada em 2003) exige disponibilização de informações adicionais relacionadas a descrição do plano de ativos incluindo investimentos estratégicos, plano de obrigações, fluxo de caixa e benefício líquido, e outros benefícios pós aposentadoria.

Em 2003, a força tarefa publicou a EITF Nº 03-1, “O significado de outros que ocupação temporária e sua aplicação a alguns investimentos”. Um consenso foi atingido com relação a disponibilização de informações sobre perdas com valores mobiliários disponíveis para venda na FASB nº 115, *Contabilidade para certos investimentos em dividas e em ações* e Nº 124, *Contabilidade para certos investimentos por organizações sem fins lucrativos*. As instruções para avaliar se o investimento não é temporário ou é temporário em demonstrações após o dia 15 de junho de 2004. As informações nas demonstrações financeiras para os anos fiscais encerrados após 15 de dezembro de 2003, para investimentos nas declarações 115 124. Para todos os outros investimentos no escopo desta publicação a informações devem estar disponíveis para demonstrações financeiras de anos encerrados após 15 de junho de 2004. Não esperamos que esta EITF tenha impactos relevantes sobre nossas demonstrações financeiras.

Análise de Vendas de Eletricidade e Custo de Eletricidade Comprada

As tarifas praticadas no Setor Elétrico Brasileiro são estabelecidas pela ANEEL, a qual tem a autoridade para reajustar e rever tarifas de conformidade com as disposições aplicáveis dos contratos de concessão. Vide o Anexo A – “O Setor Energético Brasileiro – Tarifas.”

Cobramos dos consumidores cativos seu consumo efetivo de eletricidade em cada período de faturamento de 30 dias a tarifas especificadas. Certos consumidores industriais de grande porte são cobrados de acordo com a capacidade de eletricidade que lhes é disponibilizada por nossa empresa de acordo com disposições contratuais, 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 comprada por nossa empresa 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. O termo “tarifa média” se refere 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 findo em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Vendas de Eletricidade:			
Tarifa média a consumidores finais (R\$/MWh)			
Tarifa industrial	132,35	100,06	86,23
Tarifa residencial	356,87	281,60	246,18
Tarifa comercial	306,00	240,94	206,18
Tarifa rural	186,76	147,80	131,04
Tarifa de serviços públicos e outros	201,78	158,80	137,73
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	21.715	21.906	21.351
Consumidores residenciais	6.529	6.360	6.475
Consumidores comerciais	3.402	3.283	3.269
Consumidores rurais	1.783	1.705	1.572
Serviços públicos e outros consumidores	2.478	2.330	2.229
Tarifa média (R\$/MWh)	197,12	151,64	132,45
Receita total (milhões de R\$)	7.179	5.458	4.587

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	621	313	632
Tarifa média (R\$/MWh)	51,53	67,09	102,85
Receita total (milhões de R\$) ⁽¹⁾	32	21	65
Compras de Eletricidade de Itaipu:			
Volume (GWh)	12.220	12.735	11.935
Custo médio (R\$/MWh)	96,15	76,87	68,96
Custo total (milhões de R\$)	1.175	979	823

(1) Não inclui R\$24 milhões, R\$140 milhões e R\$452 milhões relativos a transações de energia no MAE durante 2003, 2002 e 2001, respectivamente.

Tarifas

No passado, nossos resultados operacionais 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. Atualmente, aplicam-se três estruturas tarifárias diferentes. Primeiro, a eletricidade que distribuímos a consumidores cativos (aqueles que não dispõem de meios alternativos de fornecimento de eletricidade, incluindo consumidores residenciais, comerciais e a maioria dos industriais) é fornecida a tarifas ajustadas e revisadas pela ANEEL de conformidade com as disposições de nosso contrato de concessão. Segundo, o preço da eletricidade que atualmente compramos de outros fornecedores e que vendemos a outros fornecedores nos termos dos contratos iniciais 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 não mais ficarão sujeitos ao controle tarifário da ANEEL. Terceiro, firmamos contratos de distribuição de eletricidade a tarifas livremente negociadas com nossos consumidores livres (consumidores cuja demanda seja igual ou superior a 3 MW de eletricidade a nível de tensão igual ou superior a 69 kV) que tenham optado por não ficarem sujeitos à estrutura de fixação tarifária da ANEEL. Nos termos da Lei Nº 10.848, as empresas de distribuição não mais estão autorizadas a firmar novos contratos de venda de eletricidade a consumidores livres a preços não regulados. Não temos condições de avaliar o impacto dessa medida sobre nossas operações. Vide “O Setor Elétrico Brasileiro - Questões Jurídicas e Regulatórias - Tarifas” contido no Anexo A.

A ANEEL, por meio da Resolução Nº 71, de 7 de abril de 2004, estabelece o ajuste da tarifa para fornecimento de energia elétrica a um nível compatível o autorizado no contrato de concessão, permitindo a recuperação de custos operacionais e retorno adequado sobre investimentos.

O reajuste tarifário médio aplicado às tarifas da CEMIG em 8 de abril de 2003, como parte da revisão periódica foi de 31,22%. No entanto, de acordo com a Resolução Nº 71, esse reajuste tarifário deveria ser de 37,86%. A ANEEL indicou que nos reajustes tarifários previstos para o período de 2004 a 2007 serão ajustados em iguais parcelas para recompor a diferença entre o reajuste de 37,86 que tínhamos direito, e o reajuste de 31,22% que foi autorizado.

A diferença entre a receita apurada com o reajuste tarifário de 31,5% taxa e a receita que seria auferida com o reajuste tarifário de 37,9% foi registrada pela CEMIG como ativo regulatório diferido, em contrapartida à demonstração do resultado de 2003, no valor de R\$199 milhões. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 4 de maio de 2004, ANEEL republicou a Resolução Nº 83 e revisou a tarifa que podemos cobrar de nossos consumidores finais. Acreditamos que com base no aumento médio das tarifas estabelecidas na republicação da Resolução nº 83, estaremos incapacitados de atingir a receita autorizada dentro do contrato de concessão. Não podemos assegurar que a resolução nº 83 e as tarifas lá estabelecidas não terão um efeito adverso sobre nossa condição financeira ou resultado das operações.

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 nossa empresa, 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 nas áreas mais industrializadas e mais densamente povoadas 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 tiveram de reduzir o consumo entre 15% a 25% da média de consumo durante o mesmo período. Medidas adicionais estabeleceram o pagamento de bônus a consumidores residenciais com consumo de energia abaixo da meta obrigatória e cortes de energia e cobrança de sobretaxas de consumidores que 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 Nº 4, aprovada pela Lei 10.310 de 22 de novembro de 2001, estabeleceu que concessionárias de eletricidade, inclusive nossa empresa, 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\$23 milhões relativos às sobretaxas que não foram pagas a nossa empresa por certos consumidores pelo fato de suas sobretaxas estarem sendo contestadas. Embora não possamos garantir, não esperamos incorrer em perda em relação a esse valor pendente. De acordo com a Resolução Nº 600 da ANEEL, de 31 de outubro de 2002, fomos reembolsados por custos operacionais de aproximadamente R\$28 milhões relativos à adoção do Plano de Racionamento de Energia e que excedem valores recebidos de acréscimos às tarifas do consumidor. A recuperação desses custos operacionais deu-se por meio de aumentos de tarifa vigentes desde 8 de abril de 2003 e de 8 de abril de 2004. Vide a Nota Explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 12 de dezembro de 2001, mediante a Medida Provisória Nº 14, aprovada em 26 de abril de 2002 pela Lei Nº 10.438, o Governo Federal autorizou a criação do Acordo Geral do Setor Elétrico. Esse Acordo prevê que companhias de distribuição e geração de energia elétrica no Brasil, como nossa empresa, serão compensadas por perdas de receita causadas pela redução nos valores de energia vendida e pela compra de energia no MAE, conforme 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 médio de 72 meses, com início em janeiro de 2002. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impacto sobre Nossa Conta CRC a Receber do Governo Estadual

Nossa liquidez, bem como o lucro líquido, é afetada por pagamentos efetuados em relação à Conta CRC, a conta a receber do Governo Estadual. O Governo Estadual não efetuou qualquer pagamento à nossa empresa nos termos do Contrato da Conta CRC em 2001 ou 2002. Em 2003, compensamos uma parcela dos valores vencidos no montante de R\$28 milhões mediante pagamentos de juros sobre capital próprio que estamos obrigados a efetuar ao Governo Estadual como nosso acionista. A fim de realizar um acordo relativo a tais valores pendentes, realizamos amplas negociações com o Governo Estadual. Até hoje, essas negociações resultaram na negociação de três alterações do Contrato da Conta CRC, que estão, cada uma delas, descritas abaixo.

A primeira alteração foi celebrada em 24 de janeiro de 2001, com o propósito de substituir o índice de correção monetária da UFIR para o IGP-DI, uma vez que a UFIR foi extinta em outubro de 2000.

A Segunda Alteração do Contrato da Conta CRC, assinada em 14 de outubro de 2002, prevê o 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\$1.201 milhão em 31 de dezembro de 2003, 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 da segunda alteração. Registramos uma provisão integral para perdas com relação a esse ativo em 31 de dezembro de 2001. Vide a 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\$891 milhões em 31 de dezembro de 2003, incorrem juros à taxa anual de 12%, reajustadas conforme o IGP-DI. Não recebemos quaisquer pagamentos programados relativos a esta terceira alteração em 2002. Em 2003, compensamos uma parcela dos valores vencidos no montante de R\$28 milhões mediante pagamentos de juros sobre capital próprio que estamos obrigados a efetuar ao Governo Estadual como nosso acionista. Podemos reter os pagamentos de dividendos e de juros sobre o capital devido ao Governo Estadual como nosso acionista como compensação pelos 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 a Nota Explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Taxas de Câmbio

Praticamente a totalidade de nossas receitas e de nossas despesas operacionais é denominada em reais. Temos níveis significativos de dívida e outras responsabilidades em moeda estrangeira. Em consequência, em períodos contábeis nos quais há desvalorização do real frente o dólar ou outras moedas estrangeiras nas quais nossa dívida é denominada, nossos resultados operacionais e situação financeira são prejudicados. O ganho ou perda cambial e o ganho ou perda de correção monetária decorrentes de variação poderão ter impacto significativo sobre nossos resultados operacionais 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 correção monetária medida por um índice de inflação de preços do Brasil. Em 2003, valemo-nos de instrumentos financeiros, tais como *swaps* de taxa de juros, para reduzir o risco de flutuações das taxas de câmbio. Em 31 de dezembro de 2003, firmamos contratos de *swap* no valor nominal de US\$139 milhões e em iene japonês no valor de ¥6.739 milhões (US\$63 milhões), respectivamente, com o fim de converter a taxa de juros original de certo financiamento de taxa de juros calculada com base em variações do dólar dos Estados Unidos e do iene japonês em uma taxa de juros calculada com base na taxa do Certificado de Depósito Interbancário-CDI. Não utilizamos nenhum instrumento financeiro semelhante em 2002 ou 2001. Vide as Notas Explicativas 2(d), 17, 24, 26(c) e (d) e 27 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Desverticalização

Atualmente, nossas operações de geração, transmissão e distribuição de eletricidade são verticalmente integradas. No entanto, de acordo com nossos contratos de concessões e com a Lei Nº 10.848, devemos reorganizar nossas atividades de forma que tenhamos empresas separadas para realizar cada uma de nossas principais atividades. Mediante a aprovação da ANEEL, poderemos reorganizar nossa estrutura societária de forma que tenhamos uma subsidiária integral cujo objeto social será as atividades de geração e transmissão e outra subsidiária integral cujo objeto social será exclusivamente as atividades de distribuição. Cada uma dessas companhias separadas seria uma subsidiária integral da CEMIG e seria consolidada em nosso balanço patrimonial. Esperamos concluir nossa reorganização societária até dezembro de 2004. Vide “Item 3. Informações Chave – Fatores de Risco Atinentes à CEMIG – As dificuldades relativas à reestruturação de nossas operações poderiam prejudicar nosso negócio” e “Item 4. Informações sobre a Companhia - Estrutura Organizacional e Desverticalização”. Vide Nota Explicativa 28 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Apresentação de Informações Financeiras e Considerações Fiscais

Segundo prevemos, a desverticalização não acarretaria diferenças relevantes na apresentação de nossas informações financeiras em conformidade com os GAAP Norte-Americanos 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, que afetarão de modo adverso os resultados operacionais, referem-se à Contribuição para Seguridade Social, ou COFINS, e ao Programa de Formação do Patrimônio do Servidor, ou PASEP, e foram taxados sobre nossas receitas consolidadas à alíquota combinada de aproximadamente 4,65% em 31 de dezembro de 2003,

4,65% em dezembro de 2002, 3,65% de janeiro a novembro de 2002. Desde fevereiro de 2004, a alíquota dessa contribuição é 7,4% da receita bruta, sendo permitidas certas deduções da base de cálculo. Subseqüentemente à desverticalização, prevemos que os impostos sobre receita serão cobrados das subsidiárias com relação às receitas da subsidiária de geração e, em separado, com relação às receitas da subsidiária de distribuição.

Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2003 em Comparação com o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2002

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 23,8%, passando de R\$4.872 milhões em 2002 para R\$6.032 milhões em 2003, em razão, principalmente, do aumento das vendas de eletricidade aos consumidores finais, recomposição tarifária diferida e uso das redes básica de transmissão, parcialmente compensado por diminuição da recomposição tarifária extraordinária destinada a nos reembolsar por perdas de receita incorridas em consequência do Plano de Racionamento de Energia e por diminuição das vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado.

	2003	% da receita líquida	2002	% da receita líquida	2003 versus 2002 - %
Venda de eletricidade para consumidores finais	7,179	119.0	5,458	112.0	31.5
Reajuste regulatório	63	1.0	281	5.8	(77.6)
Reajuste Diferido	199	3.3	-	-	-
Vendas de eletricidade para o sistema interconectado	56	0.9	161	3.3	(65.2)
Uso da rede de transmissão	257	4.3	185	3.8	38.9
Outras receitas operacionais	468	7.8	260	5.3	80.0
Impostos	(2,190)	(36.3)	(1,473)	(30.2)	48.7
Receita operacional líquida	<u>6,032</u>	<u>100.00</u>	<u>4,872</u>	<u>100.00</u>	<u>23.8</u>

As vendas de eletricidade a consumidores finais perfizeram R\$7.179 milhões em 2003, representando aumento de 31,5% em relação a R\$5.458 milhões em 2002. Isso deveu-se, principalmente, a um aumento da tarifa média e a um aumento do volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Houve um aumento de 30,0% na tarifa média de energia em 2003, que passou a R\$197,12 por MWh, em comparação com R\$151,64 por MWh em 2002, em consequência do aumento de 10,5% da tarifa em abril de 2002 (pleno efeito em 2003) e de 31,5% em abril de 2003. Ademais, houve um aumento de 0,9% em nosso volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Em relação a 2003 em comparação com 2002, o volume de energia elétrica por nós vendido a consumidores residenciais, comerciais, rurais e outros aumentou 2,7%, 3,6%, 4,6% e 6,3%, respectivamente, a passo que as vendas a consumidores industriais diminuíram 0,9%.

Em 2003, registramos receita de R\$63 milhões relativa à recomposição tarifária extraordinária, diminuição de 77,6% em relação ao valor de R\$281 milhões registrado por nossa empresa em 2002. Registramos receita relativa à recomposição tarifária extraordinária em 2003 e 2002 de conformidade com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico que prevê reembolso de perdas de receita incorridas durante o período do Plano de Racionamento de Energia e operações no mercado à vista correlatas por meio de aumentos especiais de tarifas a serem faturados a consumidores finais, e de conformidade com o consenso descrito em Força Tarefa para Questões Emergentes - EITF 92-07, "Contabilidade dos Efeitos de Certos Programas de Receita Alternativa para Companhias com Tarifas Reguladas", que estabelece limite de 24 meses para a recuperação de perdas de receita incorridas durante o Plano de Racionamento de Energia. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2003, registramos receita de R\$199 milhões relativa à recomposição tarifária diferida. A Resolução Nº 71 da ANEEL, de 7 de abril de 2004, divulgou os resultados da revisão tarifária periódica da CEMIG. De acordo com essa resolução, o reajuste tarifário que teria de ser aplicado às tarifas da CEMIG a partir de 8 de abril de 2003 era de 37,9%, em vez dos 31,5% aplicados. A diferença será incluída pela ANEEL em reajustes tarifários futuros.

As vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado perfizeram R\$56 milhões em 2003, diminuição de 65,2% com relação ao montante de R\$161 milhões de 2002. Essa diminuição deveu-se, principalmente, ao aumento das tarifas do mercado à vista associado a transações de energia no MAE no exercício anterior.

A receita gerada pelo uso da rede básica de transmissão por parte de outras concessionárias aumentou 38,9%, passando de R\$185 milhões em 2002 para R\$257 milhões em 2003, em razão de aumentos de tarifa em julho de 2002 (pleno efeito em 2003) e em julho de 2003.

Outras receitas operacionais aumentaram 80,0%, passando de R\$260 milhões em 2002 para R\$468 milhões em 2003, em razão, principalmente, de aumento de R\$167 milhões da receita da Gasmig, nossa subsidiária, refletindo crescimento período-a-período de 83,5%, e aumento de R\$28 milhões da receita da Infovias em consequência de serviços de telecomunicações prestados em 2003.

Os impostos incidentes sobre receitas aumentaram 48,7%, passando de R\$1.473 milhão em 2002 para R\$2.190 milhões em 2003, em consequência do aumento de 31,5% de nossas vendas de eletricidade a consumidores finais em 2003 em comparação com 2002 e em consequência do ICMS faturado a clientes com relação à recomposição tarifária extraordinária. Os impostos incidentes sobre receitas consistem: (i) do ICMS, cobrado à alíquota média de 21% sobre as vendas de eletricidade a consumidores finais, e do ICMS faturado a consumidores com relação aos ativos regulatórios diferidos; (ii) da COFINS, cobrada à alíquota de 3%; (iii) do PASEP, cobrado à alíquota de 1,65%; e (iv) do Encargo de Capacidade Emergencial, encargo estabelecido em 2002 rateado entre consumidores finais de energia elétrica e que se refere à Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica-CBEE, ou CBEE, uma agência do Governo Federal constituída para fornecer energia elétrica a concessionárias de eletricidade na hipótese de escassez futura. Vide as Notas Explicativas 4 e 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 8,2%, passando de R\$4.345 milhões em 2002 para R\$4.703 milhões em 2003, em consequência, principalmente, de um aumento, em 2003, da eletricidade comprada para revenda e aumento do custo com pessoal, parcialmente compensado por uma provisão para reversão reconhecida em 2002 relativa a perda decorrente de ativos regulatórios diferidos.

	2003	% da receita liquida	2002	% da receita liquida	2003 versus 2002 - %
Eletricidade comprada para revenda	(1,396)	(23.1)	(1,333)	(27.4)	4.7
Gás Natural comprador para revenda	(246)	(4.1)	(152)	(3.1)	61.8
Uso da rede de transmissão	(310)	(5.1)	(298)	(6.1)	4.0
Depreciação e amortização	(686)	(11.4)	(666)	(13.7)	3.0
Pessoal	(710)	(11.8)	(532)	(10.9)	33.5
Taxas Regulatórias	(585)	(9.7)	(548)	(11.2)	6.8
Serviços de Terceiros	(325)	(5.4)	(265)	(5.4)	22.6
Pensão para empregados	(109)	(1.8)	(207)	(4.3)	(47.3)
Matéria prima e fornecimento	(88)	(1.5)	(78)	(1.6)	12.8
Outros	(422)	(7.0)	(238)	(4.9)	77.3
Perda diferida em ativos regulatórios	174	2.9	(28)	(0.6)	-
Custos e despesas totais	(4,703)	(78.0)	(4,345)	(89.2)	8.2

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras de Itaipu por intermédio da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás. Estamos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17,0% da capacidade de Itaipu por preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Compramos, ademais, eletricidade do MAE e de Furnas. A eletricidade comprada para revenda aumentou 4,7%, passando de R\$1.333 milhão em 2002 para R\$1.396 milhão em 2003, em razão, principalmente, de um aumento de 20,0% das compras de Itaipu, passando a R\$1.175 milhão em 2003, em comparação com R\$979 milhões em 2002, parcialmente compensado por uma diminuição de 73,2% da energia comprada do MAE, tendo em vista o aumento das tarifas do mercado à vista associado com transações de energia no MAE no exercício anterior. Vide a Nota Explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O gás natural comprado para revenda aumentou 61,8%, passando de R\$152 milhões em 2002 para R\$246 milhões em 2003, consistindo de compras efetuadas por nossa subsidiária, a Gasmig. O aumento do gás natural comprado para revenda deve-se a aumentos do preço do gás natural, e a um aumento de 12,2% no volume de gás vendido pela Gasmig em 2003.

Os encargos de uso da rede básica de transmissão correspondem principalmente ao custo do transporte da eletricidade comprada de Itaipu e outras concessionárias. Os encargos de uso da rede básica de transmissão representaram aumento de 4,0%, para R\$310 milhões em 2003, em comparação com R\$298 milhões em 2002, em consequência, principalmente, de aumentos de tarifa em julho de 2002 e 2003.

A depreciação e amortização aumentaram 3,0%, passando de R\$666 milhões em 2002 para R\$686 milhões em 2003, em consequência, principalmente, do início de operação de redes e linhas adicionais de distribuição e transmissão.

A despesa com pessoal aumentou para R\$710 milhões em 2003, em comparação com R\$532 milhões em 2002, em consequência, principalmente, de aumentos de salários de 16,2% e 11,5% em novembro de 2003 e 2002, respectivamente, e de uma provisão relativa a nosso Programa de Desligamento no valor de R\$78 milhões.

Os encargos regulatórios aumentaram 6,8%, passando de R\$548 milhões em 2002 para R\$585 milhões em 2003, em razão, principalmente, do valor de R\$118 milhões relativo à conta de desenvolvimento energético (CDE), um novo encargo criado para promover o desenvolvimento do setor energético nos estados e a concorrência com relação à energia produzida por usinas eólicas, pequenas usinas hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão, parcialmente compensado por diminuição de R\$63 milhões nos encargos da Conta CCC em 2003, passando a R\$282 milhões, em comparação com R\$345 milhões em 2002, em consequência da diminuição das operações de usinas de geração térmica em 2003. Vide a Nota Explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 22,6%, passando de R\$265 milhões em 2002 para R\$325 milhões em 2003. Esse aumento deveu-se, principalmente, a um aumento dos preços de contratos de prestação de serviços relativos a leitura de medidores, entrega de contas aos consumidores e serviços de cobrança.

Os benefícios pós-aposentadoria a empregados diminuíram 47,3%, passando de R\$207 milhões em 2002 para R\$109 milhões em 2003, em razão do custo líquido periódico projetado mais baixo em relação a 2003, em consequência de retorno esperado superior sobre ativos do plano. Vide a Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos uma provisão para reversão de perda com ativos regulatórios diferidos de R\$174 milhões em 2003, em comparação com provisão de R\$28 milhões em 2002 com o fim de refletir nossa estimativa da recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos. O ativo regulatório objeto de recomposição tarifária extraordinária teve período de recuperação máximo inicial de 82 meses, reduzido para 74 meses, de janeiro de 2002 a fevereiro de 2008, de acordo com a Resolução N° 1 da ANEEL, de 12 de janeiro de 2004. Realizamos estudos para verificar se o período de recuperação de 74 meses seria suficiente para recuperar os valores aprovados pela ANEEL. Com base nesses estudos, registramos provisão para perdas no valor de R\$4 milhões, em 31 de dezembro de 2003. Portanto, houve uma reversão da provisão, no valor de R\$174 milhões, visto que o valor original registrado, em 31 de dezembro de 2002, foi de R\$178 milhões. Vide as Notas Explicativas 2(q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas aumentaram 77,3%, passando de R\$238 milhões em 2002 para R\$422 milhões em 2003, em razão, principalmente, de um aumento de R\$55 milhões na participação nos lucros por parte dos empregados, tendo em vista nosso melhor desempenho financeiro em 2003, e um aumento de R\$44 milhões na provisão para devedores duvidosos, que passou a R\$57 milhões em 2003, em comparação com R\$13 milhões em 2002, e, em menor escala, de aumentos de nossas perdas na alienação de ativos fixos e despesas relativas a outros impostos e aluguéis. Vide a Nota Explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro operacional

Em consequência do acima exposto, apresentamos lucro operacional de R\$1.329 milhão entre 2003, em comparação com lucro operacional de R\$527 milhões em 2002.

Receita (despesa) financeira, líquida

A receita (despesa) financeira, líquida, consiste de (i) receita financeira, que inclui principalmente receita de juros sobre nossa conta a receber do Governo Estadual, receita de investimento auferida, encargos moratórios em cobranças de eletricidade vencidas, ganhos cambiais, correção monetária referente a ativos regulatórios diferidos, e (ii) despesa financeira, que inclui

principalmente despesa de juros sobre dívida de empréstimos e financiamento, a Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, perdas cambiais, perdas com correção monetária, correção monetária de passivos regulatórios diferidos e outras despesas. Tivemos receitas financeiras líquidas de R\$674 milhões em 2003, em comparação com despesas financeiras líquidas de R\$525 milhões em 2002, em razão, principalmente, de um aumento de R\$321 milhões da receita cambial e de uma diminuição de R\$800 milhões das perdas cambiais, decorrente da valorização de 18,2% do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2003, em comparação com desvalorização de 52,3% do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2002. Ademais, houve aumento de R\$330 milhões na correção monetária de ativos regulatórios diferidos e ajuste relativo a reclassificação referente a ganhos com aplicações financeiras de R\$76 milhões decorrentes da venda de Notas do Tesouro Nacional, compensados por uma diminuição de R\$158 milhões da receita proveniente de investimentos temporários de caixa em razão do menor volume de caixa e equivalentes a caixa e investimentos em menor escala em 2003 e receita proveniente de investimentos de caixa denominados em dólares dos Estados Unidos, perdas líquidas com instrumentos financeiros de R\$44 milhões e diminuição de R\$139 milhões de juros e correção monetária de uma conta a receber do Governo Estadual em razão da menor variação do IGP-DI, índice do contrato. Vide as Notas Explicativas 3, 4, 17 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos de renda

Os impostos de renda constituíram uma despesa de R\$607 milhões sobre o lucro antes de imposto no valor de R\$2.003 milhões em 2003 em comparação com despesa de R\$26 milhões sobre o lucro antes de imposto de R\$2 milhões em 2002. Deduções de R\$85 milhões e R\$73 milhões entre 2003 e 2002, respectivamente, relativas a juros sobre o patrimônio líquido reduziram o valor provisionado para impostos de renda em 2003. Vide a Nota Explicativa 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participações minoritárias

As participações minoritárias corresponderam a receita de R\$12 milhões em 2002, referente à operação da Infovias.

Lucro (prejuízo) líquido

Em conseqüência do acima exposto, tivemos lucro líquido foi de R\$1.396 milhão em 2003, em comparação com prejuízo líquido de R\$12 milhões em 2002.

Outro lucro (prejuízo) consolidado

Outro prejuízo consolidado consistiu de R\$64 milhões em 2003, em comparação com outro lucro consolidado de R\$242 milhões em 2002, em conseqüência de nossa responsabilidade mínima adicional decorrente da contabilização e reclassificação de valores mobiliários disponíveis para venda.

Lucro consolidado

Em conseqüência dos fatores acima expostos, o lucro consolidado perf fez R\$1.332 milhão em 2003, em comparação com R\$230 milhões em 2002.

Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2002 Em Comparação com o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2001

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida diminuiu 2,7%, passando de R\$5.006 milhões em 2001 para R\$4.872 milhões em 2002, em razão, principalmente, da diminuição da receita em 2002 decorrente da recomposição tarifária extraordinária destinada a reembolsar perdas de receita incorridas em conseqüência do Plano de Racionamento de Energia e operações correlatas no mercado à vista e de uma diminuição das vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado, parcialmente compensada por aumento de 19,0% no volume de vendas de eletricidade a consumidores finais.

	2003	% da receita liquida	2002	% da receita liquida	2003 versus 2002 - %
Eletricidade comprada para revenda	5,458	112.0	4,587	91.6	19.0
Gás Natural comprado para revenda	281	5.8	789	15.8	(64.4)
Uso da rede de transmissão	161	3.3	517	10.3	(68.9)
Depreciação e amortização	185	3.8	154	3.1	20.1
Encargos Regulatórios	260	5.3	150	3.0	73.3
Serviços de Terceiros	(1,473)	(30.2)	(1,191)	(23.8)	23.7
Pensão para empregados	4,872	100.00	5,006	100.00	(2.7)

Em 2002, registramos receita de R\$281 milhões relativa à recomposição tarifária extraordinária, diminuição de 64,4% em relação ao montante de R\$789 milhões registrado por nossa empresa em 2001. Registramos receita relativa à recomposição tarifária extraordinária em 2002 e 2001 de conformidade com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico que prevê reembolso de perdas de receita incorridas durante o período do Plano de Racionamento de Energia e operações correlatas no mercado à vista por meio de aumentos especiais de tarifa a serem faturados a consumidores finais, e de conformidade com consenso descrito em Força Tarefa para Questões Emergentes - EITF 92-07, “Contabilidade dos Efeitos de Certos Programas de Receita Alternativa para Companhias com Tarifas Reguladas” que estabelece limite de 24 meses para a recuperação de perdas de receita incorridas durante o Plano de Racionamento de Energia. Vide a Nota Explicativa 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade a consumidores finais perfizeram R\$5.458 milhões em 2002, representando aumento de 19,0% em relação a R\$4.587 milhões em 2001. Isso deveu-se, principalmente, a um aumento da tarifa média e a um aumento do volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Houve um aumento de 14,5% na tarifa média de energia em 2002, que passou a R\$151,64 por MWh em comparação com R\$132,45 por MWh em 2001, em consequência de aumentos de tarifa de 16,5% em de abril 2001 (pleno efeito em 2002) e de 10,5% em abril de 2002. Ademais, houve um aumento de 2,0% em nosso volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Em relação a 2002 em comparação com 2001, o volume de energia elétrica vendido por nossa empresa a consumidores industriais, comerciais, rurais e outros aumentou 2,6%, 0,4%, 8,5% e 4,5%, respectivamente, ao passo que as vendas a consumidores residenciais diminuíram 1,8%. Apesar do aumento do volume de eletricidade vendida, novos padrões de consumo de eletricidade e o desaquecimento econômico ocorrido no Brasil impediram que as vendas de energia elétrica voltassem aos níveis verificados anteriormente ao Plano de Racionamento de Energia. Vide a Nota Explicativa 22 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado perfizeram R\$161 milhões em 2002, diminuição de 68,9% com relação ao montante de R\$517 milhões em 2001. Essa diminuição deveu-se, principalmente, ao aumento das tarifas do mercado à vista associado a transações de energia no MAE enquanto vigorou o Plano de Racionamento de Energia, entre 1º de junho de 2001 e 28 de fevereiro de 2002.

A receita gerada pelo uso da rede básica de transmissão por parte de outras concessionárias aumentou 20,1%, passando de R\$154 milhões em 2001 para R\$185 milhões em 2002. Esse aumento deveu-se a aumentos de tarifa de 11,6% e 7,15% em julho de 2001 e 2002, respectivamente, bem como a um aumento do número de outras concessionárias que utilizaram 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 da receita da Gasmig, nossa subsidiária, refletindo crescimento de 72,4% período-a-período, e da receita de R\$16 milhões da Infovias em consequência de serviços de telecomunicações prestados em 2002.

Impostos incidentes sobre receitas aumentaram 23,7%, passando de R\$1.191 milhão em 2001 para R\$1.473 milhão em 2002, em consequência do aumento de nossas vendas de eletricidade a consumidores finais em 2002 em comparação com 2001 e em consequência do ICMS faturado a consumidores com relação à recomposição tarifária extraordinária. Os impostos incidentes sobre receitas consistem: (i) do ICMS, cobrado à alíquota média de 21% sobre vendas de eletricidade a consumidores finais, e do ICMS faturado a consumidores com relação aos ativos regulatórios diferidos; (ii) da COFINS, cobrada à alíquota de 3%; (iii) do PASEP, cobrado à alíquota de 0,65%; e (iv) do

Encargo de Capacidade Emergencial, novo encargo estabelecido em 2002 rateado entre consumidores finais de energia elétrica e que se refere à Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica-CBEE, ou CBEE, uma agência do Governo Federal constituída para fornecer energia elétrica a concessionárias de eletricidade na hipótese de escassez futura. Vide as Notas Explicativas 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 2001 para R\$4.345 milhões em 2002, em consequência, principalmente, de uma diminuição, em 2002, da eletricidade comprada para revenda e provisões registradas em 2001 com relação a perdas reconhecidas em nossa conta a receber do Governo Estadual e a perdas relativas a ativos regulatórios diferidos.

	2002	% da receita liquida	2001	% da receita liquida	2002 versus 2001
Eletricidade comprada para revenda	(1,333)	(27.4)	(1,914)	(38.2)	(30.4)
Gás Natural comprador para revenda	(152)	(3.1)	(84)	(1.7)	81.0
Uso da rede de transmissão	(298)	(6.1)	(251)	(5.0)	18.7
Depreciação e amortização	(666)	(13.7)	(641)	(12.8)	3.9
Pessoal	(532)	(10.9)	(531)	(10.6)	0.2
Encargos Regulatórios	(548)	(11.2)	(420)	(8.4)	30.5
Serviços de Terceiros	(265)	(5.4)	(216)	(4.3)	22.7
Pensão e Benefícios	(207)	(4.3)	(293)	(5.8)	(29.4)
Suprimento	(78)	(1.6)	(70)	(1.4)	11.4
Outros	(238)	(4.9)	(274)	(5.5)	(13.1)
Provisão para Perda em ativos regulatórios	(28)	(0.6)	(150)	(3.0)	(81.3)
Provisão para perda em recebíveis do Governo Estadual	-	-	(754)	(15.1)	-
Custo e Despesas Operacionais (Total)	(4,345)	(89.2)	(5,598)	(111.8)	(22.4)

A eletricidade comprada para revenda consiste principalmente de compras de Itaipu por intermédio da Centrais Furnas Elétricas a S.A., ou Furnas. Estamos obrigados, nos termos de regulamentos aplicáveis, a comprar 17,0% da capacidade de Itaipu por preços denominados em dólares dos Estados Unidos. Compramos, ademais, eletricidade do MAE e da própria Furnas. A eletricidade comprada para revenda diminuiu 30,4%, passando de R\$1.914 milhão em 2001 para R\$1.333 milhões em 2002, em razão, principalmente, do registro de uma provisão de R\$149 milhões relacionada à energia comprada do MAE em 2002 enquanto vigorou o Plano de Racionamento de Energia (em comparação com provisão de R\$952 milhões em 2001), diminuição essa parcialmente compensada por um aumento de 19,0% das compras a Itaipu, passando a R\$979 milhões em 2002 em comparação com R\$823 milhões em 2001. Vide a 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, consistindo de compras efetuadas por nossa subsidiária, a Gasmig. O aumento do gás natural comprado para revenda deve-se a um aumento de 17,1% do volume de gás vendido pela Gasmig em 2002 e a aumentos de 26% e 50,6% dos preços de gás natural em 2002.

Os encargos de uso da rede básica de transmissão correspondem principalmente ao custo do transporte da eletricidade comprada de Itaipu e outras concessionárias. Os encargos de uso da rede básica de transmissão representaram aumento de 18,7%, para R\$298 milhões em 2002, em comparação com R\$251 milhões em 2001, em consequência, principalmente, de aumentos de tarifa em julho de 2001 e 2002 e de um aumento do volume de energia elétrica transportada pela rede básica de transmissão após o término do Plano de Racionamento de Energia.

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

As despesas com pessoal perfizeram R\$532 milhões em 2002, em comparação com R\$531 milhões em 2001. Os salários aumentaram 11,45% e 8,16% em novembro de 2002 e 2001, respectivamente. No entanto, a inexistência, em 2002, de provisão relativa a nosso Programa de Desligamento Voluntário (provisão de R\$33 milhões 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 razão, principalmente, (i) de aumento de R\$96 milhões nos encargos da Conta CCC em 2002, passando a R\$345 milhões, em comparação com R\$249 milhões em 2001, em consequência do aumento das operações de usinas de geração térmica em 2002, e (ii) de aumento de R\$14 milhões das contribuições obrigatórias ao Fundo RGR (um fundo de reserva criado pelo Congresso Nacional que prevê a compensação de companhias de eletricidade por certos ativos usados em relação às suas concessões se suas concessões forem revogadas ou não forem renovadas), passando de R\$130 milhões em 2001 para R\$144 milhões em 2002. Vide a Nota Explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados aumentou 22,7%, passando de R\$216 milhões em 2001 para R\$265 milhões em 2002. Esse aumento deveu-se, principalmente, a um aumento dos preços de contratos de prestação de serviços relativos a leitura de medidores, entrega de contas aos consumidores e serviços de cobrança.

Os benefícios pós-aposentadoria a empregados diminuíram 29,4%, passando de R\$293 milhões em 2001 para R\$207 milhões em 2002, em razão do custo líquido periódico projetado mais baixo em relação a 2002, em consequência de retorno esperado superior de ativos do plano e a ganho com redução de R\$48 milhões decorrente de alterações em nossos planos de saúde. Vide a Nota Explicativa 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos uma provisão para perda com ativos regulatórios diferidos de R\$28 milhões em 2002, em comparação com uma provisão de R\$150 milhões em 2001 com o fim de refletir nossa estimativa da recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos. Vide as Notas Explicativas 2(q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas diminuíram 13,1%, passando de R\$274 milhões em 2001 para R\$238 milhões em 2002, em razão, principalmente, de uma diminuição de nossas perdas com alienação de ativos fixos, R\$42 milhões em 2002 em comparação com R\$90 milhões no exercício anterior. Vide a Nota Explicativa 23 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro (prejuízo) operacional

Em consequência do acima exposto, tivemos lucro operacional de R\$527 milhões em 2002 em comparação com prejuízo operacional de R\$592 milhões em 2001.

Receita (despesa) financeira, líquida

A receita (despesa) financeira, líquida, consiste de (i) receita financeira, que inclui principalmente receita de juros sobre nossa conta a receber do Governo Estadual, receita de investimento auferida, encargos moratórios em cobranças de eletricidade vencidas, correção monetária referente a impostos restituíveis, ganhos cambiais, correção monetária referente a ativos regulatórios diferidos, e (ii) despesa financeira, que inclui principalmente despesa de juros sobre dívida de empréstimos e financiamento, da Contribuição Provisória sobre a Movimentação ou Transmissão de Valores de Créditos e Direitos de Natureza Financeira, ou CPMF, perdas cambiais, perdas com correção monetária e outras despesas. As despesas financeiras líquidas aumentaram 993,8%, passando de R\$48 milhões em 2001 para R\$525 milhões em 2002, em razão, principalmente, de um aumento de R\$576 milhões das perdas cambiais líquidas decorrentes da desvalorização de 52,3% do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2002 (a título de comparação, houve uma desvalorização de 18,7% do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2001) e de um aumento de R\$204 milhões dos juros e correção monetária sobre empréstimos e financiamento, parcialmente compensado por aumento de R\$152 milhões da receita proveniente de investimentos temporários de caixa em razão do maior volume de caixa e equivalentes a caixa e investimentos em menor escala em 2002 e receita de investimentos de caixa denominados em dólares dos Estados Unidos e aumento de 361,5% da receita financeira, que passou de R\$26 milhões em 2001 para R\$120 milhões em 2002, em razão da correção monetária dos ativos regulatórios diferidos. Vide as Notas Explicativas 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 de imposto de R\$2 milhões em 2002 em comparação com despesa de R\$78 milhões referente a prejuízo antes de imposto de R\$640 milhões em 2001. Deduções de R\$73 milhões e R\$34 milhões em 2002 e 2001, respectivamente, relativas a juros sobre o patrimônio líquido reduziram o valor provisionado para

impostos de renda em 2002 e 2001. Vide a Nota Explicativa 6 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participações minoritárias

As participações minoritárias corresponderam a receita de R\$12 milhões em 2002 em comparação com despesa de R\$1 milhão em 2001. O aumento das participações minoritárias decorre principalmente da operação da Infovias que foi consolidada nas demonstrações financeiras em 2002.

Prejuízo líquido

Em consequência do acima exposto, tivemos prejuízo líquido de R\$12 milhões em 2002, em comparação com prejuízo líquido de R\$719 milhões em 2001.

Outro lucro consolidado

Outro lucro consolidado consistiu de R\$242 milhões entre 2002 em comparação com R\$203 milhões entre 2001 em consequência de uma diminuição de nossa obrigação de benefícios projetada em razão de aumento adicional do justo valor de ativos incluídos em planos administrados pela FORLUZ, em comparação com aumento das obrigações de benefício da FORLUZ. Esse aumento do justo valor de ativos deveu-se, principalmente, a retorno dos ativos do plano em 2002.

Lucro (prejuízo) consolidado

Em consequência dos fatores acima expostos, o lucro consolidado perfaz R\$230 milhões em 2002 em comparação com prejuízo consolidado de R\$516 milhões em 2001.

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. Acreditamos que nossa reserva de caixa presente, caixa proveniente de operações e financiamentos já em andamento serão suficientes para nossas necessidades de caixa nos próximos 12 meses.

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2003 totalizaram R\$440 milhões, em comparação com R\$123 milhões em 31 de dezembro de 2002 e R\$218 milhões em 31 de dezembro de 2001. Em 31 de dezembro de 2003, nem o nosso caixa, nem nossos equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o real.

Fluxo de caixa proveniente de atividades operacionais

O caixa líquido gerado por atividades operacionais em 2003, 2002 e 2001 totalizou R\$658 milhões, R\$732 milhões e R\$720 milhões, respectivamente. A diminuição do caixa gerado por atividades operacionais em 2003 em comparação com 2002 deveu-se, principalmente, à liquidação financeira das operações do MAE em 2003. O aumento do caixa gerado por atividades operacionais em 2002 em comparação com 2001 deveu-se, principalmente, a aumentos de ganhos monetários mais mutações do capital de giro. Os itens não-monetários significativos que afetam lucros consistiram de aumento de depreciação e despesa de amortização em consequência de nossos projetos de melhorias de bens de capital em andamento, reconhecimento de ativos regulatórios diferidos, efeitos de correção monetária e variações de taxa de câmbio e a provisão para perdas reconhecida em 2001 na Conta a Receber CRC.

Fluxo de caixa proveniente de atividades de investimento

O caixa líquido empregado em atividades de investimento em 2003, 2002 e 2001 totalizou, respectivamente, R\$852 milhões, R\$546 milhões e R\$1.099 milhão, em decorrência, sobretudo, da aquisição de ativos imobilizados destinados à construção de novas instalações de geração por nossa empresa ou nossos consórcios e à expansão e modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. Os gastos de capital para aquisição de ativos imobilizados totalizaram R\$782 milhões, R\$636 milhões e R\$323 milhões em 2003, 2002 e 2001, respectivamente. Novos

investimentos em consórcios e outras afiliadas também causaram impacto sobre a utilização de caixa líquido em atividades de investimento. Esses investimentos perfizeram R\$251 milhões, R\$336 milhões e R\$223 milhões em 2003, 2002 e 2001, respectivamente. Vide a tabela abaixo incluída em “Informações sobre a Companhia - Fluxo da caixa proveniente de atividades de financiamento” para obter mais dados relativos à maneira pela qual utilizamos esses gastos de capital.

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

Fluxo de caixa proveniente de atividades financeiras

O caixa líquido provisionado por atividades financeiras durante 2003 totalizou R\$511 milhões, composto de R\$717 milhões e R\$820 milhões em recursos de financiamento de longo prazo e empréstimos de curto prazo, respectivamente, compensado pela amortização de R\$826 milhões em financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira e o pagamento de R\$200 milhões em dividendos e juros sobre o capital.

O caixa líquido empregado em atividades de financiamento durante 2002 totalizou R\$281 milhões, composto da amortização de R\$597 milhões em financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira e o pagamento de R\$214 milhões em dividendos e juros sobre o capital, compensado por R\$518 milhões em recursos de financiamento de longo prazo, inclusive os empréstimos de longo prazo denominados em dólares dos Estados Unidos, e um adiantamento para aumento de capital futuro efetuado por 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 de longo prazo denominados em dólares dos Estados Unidos e a emissão, em novembro de 2001, de debêntures de longo prazo no valor de R\$625 milhões, compensado pela amortização de R\$617 milhões de financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira (inclusive um pagamento de US\$121 milhões efetuado para o resgate parcial de nossos 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”.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2003 totalizou R\$3.991 milhões, composto de R\$2.331 milhões da dívida de longo prazo e R\$1.660 milhão da parcela corrente da dívida de longo prazo. Em comparação, o endividamento em dezembro de 2002 totalizou R\$3.539 milhões, composto de R\$2.593 milhões da dívida de longo prazo e R\$946 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (inclusive a parcela corrente) em 31 de dezembro de 2003, R\$1.712 milhão era denominado em moeda estrangeira (sendo R\$1.424 milhão denominado em dólares dos Estados Unidos) e R\$2.279 milhões era denominado em reais. De nossa dívida total de R\$3.991 milhões em 31 de dezembro de 2003, R\$ 3,289 milhões estão sujeitos a variação das taxas de juros. Vide as 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 conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas e outras cláusulas podem limitar nossa capacidade de sustentar nossa liquidez e exigências de capital. Atualmente não estamos observando certas avenças de um desses contratos. No entanto, obtivemos o *waiver* do credor pertinente com relação à inobservância dessas avenças até o final de 2004. Não podemos garantir que conseguiremos renovar o *waiver* e que, nesse caso, os credores pertinentes não anteciparão o pagamento. Vide a Nota Explicativa 17 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e o “Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora.”

Em 31 de dezembro de 2003, nossa dívida total era de R\$3.991 milhões, da qual R\$1.660 milhão vence em 2004. De nossa dívida total, o montante de R\$1.712 milhão foi contraído em moeda estrangeira, e desse valor R\$1.045 milhão vence em 2004.

Tendo em vista a situação descrita, necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinar essas obrigações. Por esse motivo, estamos refinanciando nossa dívida em 2004 com o fim de alongar os vencimentos. Planejamos captar aproximadamente 1,6 bilhão em 2004 que serão

utilizados na amortização de dívida. Não podemos garantir que consumaremos com sucesso esse refinanciamento.

Além dos financiamentos descritos em nossas demonstrações financeiras, em 31 de dezembro de 2003 tínhamos linhas de crédito junto a instituições financeiras no valor de R\$120 milhões que ainda não utilizamos.

Em 18 de dezembro de 2003, emitimos 300 notas promissórias, com valor nominal unitário de R\$1.000.000,00, de série única, ao público no mercado local, no valor total de R\$300 milhões, com vencimento em 15 de junho de 2004. As notas estão sob a forma nominativa e os detentores têm direito a ágio de 103,9% acima da variação da taxa CDI. As notas especificam eventos de inadimplemento, inclusive em casos de mudança de controle. O Itaú BBA S.A. era o coordenador da operação que recebeu avaliação de risco de curto prazo da Fitch Atlantic Rating de nível F1, indicando “máxima capacidade de pagamento de obrigação de financiamento no prazo esperado.”

Pretendemos estabelecer um Programa Local de Notas, de acordo com a “Instrução CVM nº 400”, de 29 de dezembro de 2003. O Programa durará dois anos contados da data do registro na Comissão de Valores Mobiliários - CVM. Segundo o Programa e de conformidade com seus termos, emitiremos debêntures simples não-subordinadas sem garantia ou preferência (não-conversíveis em ações). O Programa ficará limitado à emissão de debêntures até o valor de R\$1,5 bilhão.

Pretendemos realizar dentro do Programa, nossa terceira emissão pública de debêntures simples não subordinadas e sem preferência (não conversíveis em ações), no montante total de R\$ 400 milhões. Com vencimento em 120 meses após a emissão. O Programa e a Terceira Emissão estão condicionadas a aprovação dos acionistas.

Na qualidade de empresa estatal, estamos sujeitos a restrições nos termos das atuais leis e regulamentos de financiamento vigentes no Brasil com relação à nossa capacidade de obtenção de financiamento em determinadas situações. Por exemplo, precisamos obter aprovação do Ministério da Fazenda e do Banco Central antes da realização de certas operações financeiras internacionais, sendo tal aprovação concedida, via de regra, apenas se o propósito da operação for financiar a importação de bens ou rolar nossa dívida externa. Ademais, as instituições financeiras no Brasil estão sujeitas às restrições de exposição a risco relacionado aos governos estaduais, órgãos governamentais e estatais como nossa empresa. As restrições mencionadas neste parágrafo não têm impedido a obtenção de financiamento, embora não haja garantias de que nossa capacidade de obter financiamento não será prejudicada no futuro. Vide “Item 3. Informações Chave - Fatores de Risco - Riscos Atinentes ao Brasil – Enfrentamos atualmente limitações à nossa capacidade de obter financiamento”

Atualmente planejamos realizar gastos de capital no valor total de aproximadamente R\$1.081 milhão em 2004. Esperamos destinar esses gastos principalmente à expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Em 2003, cobrimos nossos gastos de capital e atendemos nossas necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Segundo prevemos, em 2004 proveremos recursos a nossos gastos de capital propostos e atenderemos nossas demais necessidades de liquidez por meio de uma combinação de fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos. Como nos valemos principalmente de caixa gerado por operações para prover recursos à nossa liquidez e necessidades de capital, fatores que acarretam o aumento ou a diminuição de nossas receitas e lucro líquido podem ter efeito correspondente sobre o acesso de nossa empresa a fontes de liquidez.

A longo prazo, prevemos que será necessário efetuar significativos gastos de capital com relação à manutenção e atualização de nossas instalações de geração, transmissão e distribuição, e esperamos empregar várias de fontes de liquidez, como o fluxo de caixa proveniente de operações e financiamentos, com relação a tais necessidades. Vide “Item 3. Informações Chave - Fatores de Risco” para uma explanação acerca de certas questões que podem prejudicar nossa posição de liquidez.

Ajustes Não Refletidos no Balanço Patrimonial

Não temos ajustes não refletidos no balanço patrimonial.

Obrigações e Compromissos Contratuais

Nossos compromissos e obrigações contratuais em aberto incluem provisões para pagamento de principal de dívida, 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 compromissos em milhões de reais, posição em 31 de dezembro de 2001:

	Total	Menor que 1 ano	1- 3 anos	3- 5 Anos	Mais que 5 anos
Dívida de Longo Prazo	3,991	1,660	1,662	352	317
Obrigação de Compra					
Eletricidade comprada de Itaipu para revenda (1)	10,236	1,087		2,174	4,801
			2,174		
Transferência e transporte de energia elétrica de Itaipu(1)	546	58	116	116	256
Usina Hidrelétrica de Aimorés	120	109	11	-	-
Usina Hidrelétrica de Irapé	500	256	239	5	-
Usina Hidrelétrica de Funil	4	4	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Queimado	7	7	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim	3	3	-	-	-
Subestação de transmissão Bom Despacho 3	30	30	-	-	-
			-		
Investimento na Capim Branco Energia	40	7	28	5	-
Outras Obrigações de Longo Prazo					
Obrigação com fundo de Pensão	2,330	185	370	326	1,449
Total	17,807	3,406	4,600	2,978	6,823

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

(2) Compromissos contratuais com empreiteiras.

Pesquisa e Desenvolvimento

Dedicamo-nos a projetos que exploram avanços tecnológicos não apenas em sistemas de energia elétrica mas em todos os campos relacionados à energia, tais como desenvolvimento de fontes de energia alternativas, controle ambiental e desempenho do sistema de energia e otimização da segurança. Em 2003, despendemos aproximadamente R\$ 25 milhões, em pesquisa e desenvolvimento, inclusive transferências para o Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico — FNDCT. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001, despendemos o total aproximado de R\$ 35 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos no período o mesmo valor para o FNDCT. Prevemos despendar o total aproximado de R\$ 27 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2004. Nossos esforços de pesquisa e desenvolvimento atendem a Lei Federal no. 9.991, que exige que as concessionárias de serviço público de eletricidade brasileiras despendam pelo menos 0,5% de seu lucro líquido em projetos e programas de pesquisa e desenvolvimento (inclusive transferências para o FNDCT), e estão em conformidade com nossos planos corporativos estratégicos.

Dedicamos parcela significativa de nossas atividades de pesquisa e desenvolvimento a fontes de energia alternativas, inclusive geração de energia eólica, solar e térmica. Por exemplo, nossa usina eólica experimental de Morro do Camelinho, com capacidade instalada de 1 MW, iniciou operações em 1994. Vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - Geração e Compra de Energia Elétrica - Usina Eólica” Dedicamo-nos atualmente à pesquisa e desenvolvimento de energia alternativa por meio de projetos que implicam:

- 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 ou sem reforma externa (*Direct Ethanol Proton Exchange Membrane Fuel Cell*);
- 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 e biogás extraído de biomassa vegetal e animal;
- criação de laboratório experimental para produção de hidrogênio como fonte de energia; e

- 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;
- um programa de pesquisa conjunta com o Centro Tecnológico de Minas Gerais voltado para o desenvolvimento de uma célula fotoelétrica de baixo custo; e
- um programa de pesquisa conjunta com a Universidade Federal de Viçosa, voltado para biomassa cultivada para geração de eletricidade; e
- 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:

- projetos de minimização do impacto ambiental em áreas tais como segurança dos peixes, limnologia, aquífers recharge, pesquisas geológicas, vegetação ciliar e problemas ambientais causados por turbinas;
- projetos de monitoramento e otimização de usinas térmicas e hidrelétricas;
- programas de pesquisa meteorológica, especialmente relativos a previsões de tempestades e inundações, principais causas de interrupções de energia elétrica;
- projetos de otimização e melhoria do desempenho de sistemas de transmissão e distribuição, tais como o desenvolvimento de novos instrumentos, equipamentos e materiais informatizados;
- projetos de desenvolvimento de novos equipamentos para eficiência de energia; e
- projetos para otimização de sistemas de supervisão, controle e proteção dos centros de controle de transmissão e distribuição.

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.

Tendências

Sob condições meteorológicas normais, podemos gerar aproximadamente 60% da eletricidade vendida a consumidores finais. Em 2001 e 2002 nossa capacidade de geração nesses termos foi substancialmente afetada pelos níveis insuficientes de reservatório. Conseqüentemente, parte da eletricidade fornecida a consumidores finais teve de ser comprada do MAE e de outros PIEs. Em 2003, conseguimos gradualmente aumentar a geração para nível similar àquele que experienciamos antes do Plano de Racionamento de Energia (53%). No entanto, não fomos ainda capazes de gerar 60% da eletricidade vendida a consumidores finais como tínhamos anteriormente conseguido, sob condições meteorológicas normais.

A Lei nº 10.848 permite que empresas de geração estatais, inclusive a nossa, alterem os Contratos Iniciais que estavam em pleno vigor em março de 2004. As empresas de geração estatais que procederam à alteração de seus Contratos Iniciais não ficam obrigadas a dar atendimento à exigência de redução do volume de eletricidade dos aludidos contratos em 25% por ano, entre 2003 e 2005. Em vista de nossa obrigação atual de manter contabilidade em separado para cada uma de nossas principais atividades, a auto-geração para fornecimento a consumidores finais é considerada Contrato Inicial como se estivéssemos efetuando vendas a nossa própria empresa, e os preços e volumes do “contrato” em questão são estabelecidos pela ANEEL. Fomos autorizados pela ANEEL a manter os volumes de auto fornecimento em 2003 e 96% dos aludidos volumes em 2004. Em dezembro de 2004, 75% dos volumes dos Contratos Iniciais firmados por nossa empresa serão reduzidos. Nesse caso, a fim de atender a nossa demanda, pretendemos adquirir energia de acordo com o ambiente contratual regulado criado pela Lei nº 10.848.

Na qualidade de concessionárias de serviço público, nossa empresa está sujeita aos regulamentos editados pelo Governo Federal conforme descrito no “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Mercado Brasileiro de Energia – Regulamentação.” Em vista disso, qualquer alteração do estrutura regulatória poderá nos afetar significativamente, seja no tocante a nossas receitas se a alteração for

relativa a preços, seja no tocante a nossas despesas operacionais se a alteração for relativa a custos incorridos para prestar serviços a clientes.

Não prevemos qualquer alteração significativa de receitas no tocante às atividades de transmissão e distribuição uma vez que os regulamentos em vigor estão de acordo com os planos anunciados pela nova administração do Governo Federal.

A revisão periódica está ora sendo apreciada pelo Tribunal de Contas da União que recentemente decidiu que o método adotado pela ANEEL não levava em consideração certos benefícios fiscais obtidos por companhias de distribuição, inclusive a nossa. Vide “Anexo A - O Setor Energético Brasileiro – Tarifas”.

O reajuste tarifário foi aplicado de modo diverso a categorias diversas de clientes, cabendo aos clientes industriais reajustes mais altos que os clientes residenciais. Para obter informações adicionais, vide “Item 4. Informações sobre a Companhia - O Mercado Brasileiro de Energia – Tarifas” e “Anexo A - O Setor Energético Brasileiro – Tarifas”. A diferença de aplicação poderá acarretar impacto sobre o crescimento do volume de vendas no futuro, uma vez que os clientes industriais tenderão a desenvolver projetos de energia para fornecer energia a eles próprios a custo mais baixo. Vimos tomando providências para mitigar esse impacto por meio da ligação de novos clientes de diferentes categorias bem como clientes estabelecidos em Estados vizinhos. Nos próximos anos, prevemos que o consumo de eletricidade aumente até o nível anterior ao racionamento, com base na premissa de que a atividade econômica no Brasil retomará os níveis atingidos antes do racionamento imposto pelo Governo Federal. Não há, contudo, como garantir isso.

Prevemos que as despesas que não podemos controlar aumentarão a uma taxa bem superior à inflação, que exigirá aumentos tarifários adicionais tal como descrito no “Item 3. Informações Chave - Fatores de Riscos - Riscos atinentes ao Brasil – Alterações da estrutura de fixação tarifária aplicável a concessionárias de eletricidade bem como demais ações do Governo Federal poderão fazer com que nosso lucro líquido diminua” e “O Setor Elétrico Brasileiro - Questões Jurídicas e Regulatórias – Providências do Governo Federal para Reembolsar Concessionárias de Energia” do Anexo A. Prevemos que nossos custos controláveis aumentem aproximadamente à taxa da inflação já que a maioria desses custos é corrigida monetariamente em conformidade com termos contratuais. Tomamos medidas para cortar custos operacionais de sorte a atender a marcos propostos pela ANEEL no processo periódico de análise de tarifas.

No tocante a expansão, a tendência mais expressiva é atinente à universalização de serviços de cliente. As concessionárias de eletricidade ficam atualmente obrigadas a prestar serviços a todos os clientes de acordo com cronograma estabelecido pela ANEEL. A legislação prescreve que o financiamento para universalização dos serviços provirá da CDE e do RGR. De acordo com um programa lançado pela ANEEL para universalização dos serviços de eletricidade em áreas rurais, inicialmente 40% de todos os recursos necessários provirão da CDE e 34%, do RGR. No tocante ao fornecimento de energia, prevemos o atual excesso de capacidade e níveis de reservatório favoráveis prevalecerão no curto prazo, permitindo que os clientes consumam energia por preços mais baixos e desestimulando o investimento em novos projetos energéticos. O investimento em nova capacidade de geração é uma das maiores questões do Governo Federal a ser resolvida por meio de reforma da estrutura regulatória. Prevê-se que a nova estrutura regulatória estimulará o investimento em nova capacidade de geração.

Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados

Conselheiros e Diretores

Somos administrados por nosso Conselho de Administração, que consiste de 14 conselheiros, cada qual com o respectivo suplente, e por nossa Diretoria, que consiste de sete diretores executivos. Em razão de sua participação acionária majoritária, o Governo Estadual tem direito de eleger a maior parte de nosso Conselho de Administração, podendo, por conseguinte, controlar as deliberações das reuniões dos Conselheiros. Cada detentor de ações ordinárias de nossa empresa tem direito de voto para eleger membros de nosso Conselho de Administração. De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, qualquer acionista detentor de no mínimo 10% de nossas ações ordinárias em circulação poderá requerer a adoção de procedimento de voto múltiplo que conferiria a cada ação número de votos igual ao atual número de membros de nosso Conselho de Administração sendo reconhecido ao acionista o direito de cumular os votos num só candidato ou distribuí-los entre vários.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, os detentores de ações preferenciais representativas de no mínimo 10% de nosso capital social ou detentores de ações ordinárias representativas de no mínimo 15% de nosso capital votante (que não nosso acionista controlador) terão

o direito de nomear um membro e respectivo suplente para o Conselho de Administração. Caso nenhum dos detentores de ações ordinárias ou ações preferenciais se enquadre nos limites mínimos mencionados acima, os acionistas que representarem no total no mínimo 10% de nosso capital social poderão combinar suas detenções para nomear um membro e respectivo suplente para o Conselho de Administração.

Conselho de Administração

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

Cada membro regular do Conselho de Administração tem um suplente, eleito em assembléia geral do mesmo modo que o conselheiro. Os suplentes atuam como substitutos dos respectivos conselheiros ao longo do tempo, sempre que os conselheiros não estejam disponíveis para desempenhar as funções normais de conselheiros ou, no caso de vacância do Conselho de Administração, até a nomeação de conselheiro substituto para preencher a vacância. Nenhum conselheiro ou suplente de nosso Conselho de Administração tem contrato de trabalho com nossa empresa ou qualquer subsidiária que preveja benefícios por ocasião da rescisão do contrato de trabalho.

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, cinco, pela Southern e um, pelos acionistas preferenciais. 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 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 Morais	Conselheiro	14 de janeiro de 1999
Luiz 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
Nilo Barroso Neto	Conselheiro	24 de novembro de 2003
Guilherme Horta Gonçalves Júnior	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Oderval Esteves Duarte Filho ⁽²⁾	Conselheiro	14 de abril de 2000
Estácio Gonzaga de Sá	Suplente	24 de novembro de 2003
Carlos Augusto Leite Brandão ⁽²⁾	Conselheiro	7 de maio de 2004
Fernando Teixeira Mendes Filho ⁽²⁾	Suplente	7 de maio de 2004
Andréa Paula Fernandes ⁽²⁾	Conselheiro	7 de maio de 2004
Carlos Suplicy de Figueiredo Forbes ⁽²⁾	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Antônio Luiz Barros de Salles ⁽²⁾	Conselheiro	7 de maio de 2004
Andréa Leandro Silva ⁽²⁾	Suplente	7 de maio de 2004
José Augusto Pimentel Pessoa ⁽²⁾	Conselheiro	7 de maio de 2004
André Luís 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 2002

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
Alexandre Heringer Lisboa	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Firmino Ferreira Sampaio Neto ⁽³⁾	Conselheiro	7 de maio de 2004
Arnaldo José Vollet ⁽³⁾	Suplente	28 de maio de 2003

- (1) Presidente do Conselho de Administração.
(2) Eleito pela Southern.
(3) Eleito pelos acionistas preferenciais.

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

Wilson Nélío 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 1988 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 Diretor Presidente da Gasmig e desde julho de 2002 é Diretor Presidente da Infovias. De maio de 1999 a agosto de 2001, foi Diretor Presidente da Infovias. De 1995 a 1998, foi vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A. De 1993 a 1994, o Sr. Moraes atuou como 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 por 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.

Nilo Barroso Neto - O Sr. Barroso graduou-se em Economia pela Universidade de Brasília no ano de 1979. Ingressou no Curso de preparação à carreira de diplomata em 1977 tendo concluído o mesmo no ano de 1982. Ingressou no curso de Mestrado em "Liberal Studies", em Georgetown University, Washington, com especialização no campo da Filosofia Política. No período de 1983 e 1984 foi Assistente do Chefe da Divisão Consular e, nos anos subseqüentes ocupou os cargos de Assistente do Chefe da Divisão de Estudos e Pesquisa de Mercado e Assessoria do Secretário das Relações com o Congresso. Em 1993 foi Oficial de Gabinete da Secretaria Geral da Presidência da República. Foi Cônsul-adjunto, em Houston-USA, no período de 1991 a 1993. Assessorou, também, as Conferências Anuais da União Interparlamentar em Bangkok (1987) e no México (1986). Participou, como Assessor, das reuniões com o Fundo Monetário Internacional e Banco Mundial no período de 1989 a 1991. Foi integrante da Delegação de Parlamentares Brasileiros à Convenção do Partido Republicano Norte-Americano, em Houston-USA, em 1992. É membro da cúpula presidencial do mecanismo de concentração e consulta política, em Santiago, Chile, desde 1993.

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

Carlos Augusto Leite Brandão. O Sr. Brandão nasceu em 3 de janeiro de 1956. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais no ano de 1978, com pós-graduação em Engenharia Econômica pela Fundação Dom Cabral concluindo o curso em 1980. Em 2000 cursou MBA em Finanças pelo IBMEC. Atualmente é Diretor de Coordenação Empresarial da AES Eletropaulo, respondendo pelas ações regulatórias, institucionais e de coordenação gerencial das empresas do grupo no Brasil. Cumulativamente, preside o Conselho Fiscal do MAE. Foi membro do Comitê Executivo de Mercado do MAE e é membro do Conselho de Administração e Diretor da ASMAE. É membro do *IEEE- The Institute of Electrical Engineers, Inc.*- desde 1980 e Membro Sênior desde 1990. Foi presidente das Seções Rio de Janeiro de 1990 a 1992 e Minas Gerais (do qual é fundador) de 1993 a 1996. Foi presidente do Conselho Brasil de 1999 a 2001. É Membro do Conselho Editorial da *Power Computer Society*, ocupou diversos cargos na *Power Engineering Society* e é o único representante estrangeiro a ocupar cargo no *United States Activities Board*, com sede em Washington. Ex-professor do Instituto Cultural Brasil Estados Unidos, do Centro de Computação da Universidade Federal de Minas Gerais, de vários cursos da Eletrobrás e PUC-MG, tem mais de 50 trabalhos publicados no Brasil e exterior, tendo publicado livro e CD-ROM em conjunto com Fundação João Pinheiro sobre Modelos do Setor Elétrico em 1995. Coordenou o curso de Regulamentação do Setor Elétrico promovido pela Fundação João Pinheiro em 1997, primeiro curso do gênero no Brasil. Iniciou sua carreira na CEMIG em 15 de março de 1979, tendo atuado como engenheiro, Gerente da Divisão de Engenharia de Operação e Manutenção, Gerente do Departamento de Operação e Manutenção, Gerente do Departamento de Planejamento e Automação, Consultor de Comercialização de Grandes Clientes, Gerente do Departamento de Transmissão. O Sr. Brandão é assessor da Vice Presidência e consultor do Diretor Financeiro.

Andréa Paula Fernandes. A Sra. Fernandes nasceu em 19 de outubro de 1969. Em 1992, formou-se em Administração de Empresas pela FIRP- Faculdades Integradas Rio-Preteense, com pós-graduação pela Fundação Getúlio Vargas - FGV no ano de 1995. Foi aluna do *Extension Business Course* pela Universidade de Berkeley em 1996, e realizou o "*Banking Extension Course*" - GVPEC pela Fundação Getúlio Vargas no ano de 1998. Fez MBA em Finanças pelo Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais - IBMEC com conclusão no ano de 2001. É Assessora da Diretoria de Coordenação Empresarial das empresas do Grupo AES Brasil. Anteriormente, atuou na Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. como Analista Financeira e de Relações com Investidores no período de 2000 a 2003. Foi Analista de Portfólio do Banco Santander Brasil S.A nos anos de 1998 a 2000. Atuou na Área de Marketing da Tyson Foods nos Estados Unidos em 1996 e trabalhou no Citibank N.A no período de 1990 a 1991.

Antonio Luiz Barros de Salles. O Sr. Salles nasceu em 23 de fevereiro de 1946 e se formou em Ciências Jurídicas e Sociais pela USP em 1970. Tem curso de Pós Graduação em Direito Penal e Especialização em Direito Processual ambos pela PUC de São Paulo. É Diretor de Negócios Jurídicos da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. Foi funcionário de carreira da CESP, onde entrou em 1967, tendo sido professor do IDORT- Instituto de Desenvolvimento e Organização do Trabalho e Professor do Instituto de

Administração da Faculdade de Economia da USP. Atuou como chefe de Gabinete da Presidência de 1987 a 1991, Vice Presidente da ABRAPP- Associação Brasileira de Entidades de Previdência Privada, de 1993 a 1995 e Diretor Superintendente da Fundação CESP, de 1993 a 1995. Foi chefe da Assessoria Técnica do Governo de Estado de São Paulo, entre 1971 e 1975 e Chefe de Gabinete da Chefia da Casa Civil na mesma gestão. Foi Secretário de Vias Públicas da Prefeitura Municipal da Capital de São Paulo (2000).

José Augusto Pimentel Pessoa. O Sr. Pimentel nasceu em 27 de maio de 1937 e se formou em engenharia civil pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG em 1961 com curso de especialização em hidráulica e saneamento. Atuou como chefe do escritório de obras da REDUC, pela Tenenge, como engenheiro autônomo entre 1963 e 1964, engenheiro da CEMIG de 1964 a 1974, onde atuou nas áreas de construção de linhas de transmissão e engenheiro de reconhecimento de campo de locais barráveis, responsável pelo setor de estruturas da usina de Jaguará. Foi chefe do departamento de Estudos e Projetos da ELETRONORTE - Centrais Elétricas do Norte do Brasil SIA, de 1974 a 1978 e diretor da ENGEVIX de 1978 a 1994, sendo consultor independente desde 1994. Foi Diretor do Sindicato Nacional das Empresas de Arquitetura e Engenharia Consultiva (em 1994), Diretor Administrativo e Diretor da Área de Energia da AMEC- Associação Mineira das Empresas de Engenharia Consultiva (em 1992). Atualmente é Engenheiro Consultor da [Amec]. Foi membro e Conselheiro do Comitê Brasileiro de Grandes Barragens entre 1977 e 1996 e em 1977 foi Coordenador do GTCN- Grupo de Trabalho para Custos do Norte.

Aécio Ferreira da Cunha - O Sr. Cunha formou-se em Bacharel em Ciências Jurídicas e Sociais pela Faculdade Nacional de Direito da Universidade do Brasil, no Rio de Janeiro, em 1951. Foi diplomado pela Escola Superior de Guerra em 1973. Hoje é empresário do setor agropecuário do norte do Estado de Minas Gerais. Desde 1993, integra o Conselho de Administração de Furnas. Foi presidente do Conselho de Administração do BNDES em 1993. Foi eleito Deputado Estadual, por duas legislaturas, no período compreendido de 1955 a 1962. Foi eleito Deputado Federal, por seis legislaturas, no período de 1963 a 1987 e Deputado Estadual, por duas legislaturas, de 1955 a 1962. Antes disso, o Sr. Cunha foi Chefe do Gabinete da Secretaria de Agricultura, Indústria, Comércio e Trabalho de Minas Gerais. Em 1988 foi nomeado Ministro do Tribunal de Contas da União, após a aprovação do seu nome pelo Senado Federal, mas, invocando razões de ordem pessoal, desistiu do cargo às vésperas da posse.

Maria Estela Kuhitschek 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 assessora 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 Ignez (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 Benéficas 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, na Alemanha. Trabalha como engenheiro da CEMIG desde maio de 1985 e é conselheiro do SENGE, 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 1977 a maio de 1979, foi estagiário na Usiminas, Companhia Siderúrgica Belgo-Mineira e Delle Alstom S.A. - DASA.

Firmino Ferreira Sampaio Neto. O Sr. Sampaio Neto nasceu em 14 de maio de 1946. É formado em Economia pela Universidade Federal da Bahia, em dezembro de 1969 e pós-graduado em Planejamento Industrial em 1973. Como economista, atuou na Empresa Camas União S.A., de janeiro de 1970 a março de 1971, como assessor da Diretoria. Em março de 1971, ingressou no serviço público como Diretor de Divisões Técnicas da Secretaria da Indústria e Comércio do Estado da Bahia, coordenando trabalhos técnicos nas áreas de planejamento de pólos industriais e promoção de

investimentos. De janeiro de 1974 a outubro de 1975 foi assessor da diretoria de planejamento do Banco Econômico. Em 1975, retornou ao serviço público, transferindo-se para a Secretaria de Minas e Energia do Estado da Bahia, ocupando, sucessivamente, as funções de Chefe do Grupo de Economia Mineral e Coordenador Adjunto da Coordenação da Produção Mineral, até dezembro de 1979. Em janeiro de 1980, foi nomeado Chefe de Gabinete da Secretaria de Minas e Energia e Secretário Substituto, permanecendo neste cargo até maio de 1984, quando assumiu a Diretoria Econômico-Financeira da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA. Em março de 1987, foi nomeado Administrador Regional da Chesf para os Estados da Bahia e Sergipe, cargo que exerceu até novembro daquele ano, quando foi nomeado Chefe de Gabinete da Superintendência para o Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, permanecendo nesta função até janeiro de 1990. Em janeiro de 1990, retornou à Coelba, como Diretor Econômico-Financeiro, onde permaneceu até dezembro de 1994. Em maio de 1996, foi nomeado Presidente da Eletrobrás, onde permaneceu até 9 de abril de 2001. Entre maio de 1996 e abril de 2001 presidiu o Conselho de Administração das seguintes empresas de energia: Eletrobrás, Furnas, Chesf, Cemat, Eletrosul e Gerasul. Foi ainda membro do Conselho de Administração de diversas companhias ao longo da sua vida profissional dentre as quais, destacam-se: CEMIG (1997-1999); Light (1996-1999); Itaipu Binacional (1996-2001); Eletronuclear (2000-2001); Bahiagás (1990-1996); Cober - Cia Baiana de Eletrificação Rural (1980-1987); e CBPM - Cia. Baiana de Pesquisa Mineral. Presidiu também o Comitê Brasileiro do Conselho Mundial de Energia (*World Energy Council*) nos anos de 1998 e 1999.

Diretoria

Nossa Diretoria é responsável pela execução de deliberações tomadas por nosso Conselho de Administração e por nossa administração cotidiana. Nossos diretores têm responsabilidades individuais estabelecidas por nosso Conselho de Administração e estatuto social, ocupando seus cargos por mandato de três anos. Os mandatos dos atuais diretores expiram em abril de 2006. Nossos diretores são eleitos por nosso Conselho de Administração. 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 que não o Diretor Presidente.

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

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

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 graduou-se em Administração de Empresas pela UNA - União e Negócios e Administração, tendo atuação como Deputado Federal e presidente da Associação Cristã de Moços de Minas Gerais, da Confederação Latino-Americana das Associações Cristã de Moços e da Fundação Benjamin Guimarães. O Sr. Horta foi um dos fundadores da Fundação CDL de Amparo ao Menor de Belo Horizonte. É empresário empreendedor do ramo ótico, possuindo lojas em Belo Horizonte e Sete Lagoas – MG. É conselheiro e presidente da Associação Comercial de Minas Gerais, Federação das Indústrias de Minas Gerais, das Empresas Câmara de Dirigentes Lojistas de Belo Horizonte e Conselho de Política Econômica da FIEMG

Celso Ferreira - O Sr. Ferreira formou-se em engenharia elétrica e mecânica na Escola Federal de Engenharia de Itajubá no Estado de Minas Gerais, possui mestrado em engenharia de

sistemas elétricos da *Rensselaer Polytechnic Institute* e concluiu 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 foi Diretor 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 conselheiro da *Gasmig*. O Sr. Ferreira 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 Paranaense 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 Diretor Presidente da *Efficientia S.A.* e da *Cemig PCH S.A.* É Diretor Técnico da *Gasmig* bem 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 cursos 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, d.e 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 Diretora Presidente da Sá Carvalho S.A. e Horizontes Energia S.A. bem como 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 2000 e diretora de operações da *Telemig*, 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* em 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 de Conselheiros e Diretores

No exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, o valor total da remuneração por nós paga a todos os conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R\$ 2,7 milhões.

Conselho Fiscal

Nosso Conselho Fiscal, que em geral se reúne uma vez a cada três meses, é composto por cinco membros e cinco suplentes eleitos pelos acionistas na assembléia geral ordinária para mandato de um ano. Um dos membros e o respectivo suplente são eleitos pelos detentores das ações preferenciais. Um outro membro e respectivo suplente são eleitos pelos detentores das ações ordinárias que representem, isoladamente ou em conjunto, no mínimo 10% do capital social. 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 e manifestar-se aos acionistas a respeito das mesmas. O Conselho Fiscal também é encarregado da elaboração de relatórios especiais acerca de quaisquer propostas de nossa administração a serem apresentadas aos acionistas para análise, relativas a (i) alterações no capital social, (ii) emissão de debêntures ou bônus de subscrição, (iii) planos de investimento e orçamentos de gastos de capital, (iv) distribuições de dividendos, (v) transformação e (vi) reorganizações societárias tais como incorporação, fusão e cisão. 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 [2005], são os seguintes:

<u>Nome</u>	<u>Cargo</u>	<u>Data da Nomeação Original</u>
Luiz Guaritá Neto.....	Membro	27 de fevereiro de 2003
Aristóteles Luiz Menezes Vasconcellos Drummond.....	Membro	27 de abril de 1999
Luiz Otávio Nunes West ⁽¹⁾	Membro	27 de abril de 1999
Bruno Constantino Alexandre dos Santos ⁽²⁾	Membro	30 de abril de 2001
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	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 Lopus ⁽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 pelos detentores de ações preferenciais.

Conselho de Consumidores

Instituímos um Conselho de Consumidores em conformidade com a lei brasileira, que é composto por representantes de grupos de consumidores e organizações representativas de interesses coletivos. O Conselho de Consumidores assessora nossa empresa no tocante a questões sobre serviços e demais questões do interesse de nossos clientes.

Comitê Fiscal

A CEMIG não instituiu ainda um comitê fiscal formal. Nosso Conselho de Administração opera atualmente como nosso comitê fiscal para os fins do Sarbanes-Oxley Act de 2002 e regulamentos correlatos.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2003, tínhamos 11.302 empregados, dos quais 156 eram de nível gerencial. No exercício então encerrado tínhamos média de 390 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2002, tínhamos 11.468 empregados, dos quais 147 eram de nível gerencial, com média de 501 empregados temporários no período então findo. Em 31 de dezembro de 2001, tínhamos 11.288 empregados, dos quais 148 eram de nível gerencial, com média de 528 empregados temporários no período então encerrado. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em		
	31 de dezembro de 2003	31 de dezembro de 2002	31 de dezembro de 2001
Gerentes.....	156	147	148
Profissionais	1.409	1.424	1.384
Técnicos operacionais	7.880	8.112	7.929
Funcionários de escritório	1.857	1.785	1.827
Total	11.302	11.468	11.288

Praticamente a totalidade de nossos empregados está coberta por legislação trabalhista e previdenciária brasileira aplicável aos empregados do setor privado. A partir de 1994, deixamos de empregar a prática de longa data de correção automática dos salários como ajuste aos efeitos da inflação. Em vez disso, são realizadas [com os sindicatos] 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 2003, finalizamos processo de negociação de dissídio coletivo para o período compreendido entre 1º de novembro de 2003 e 31 de outubro de 2004, após ampla discussão de todas as condições com os sindicatos que representam nossos empregados. O dissídio estabeleceu aumento de salário de 16,20% em comparação com o exercício anterior e distribuição extraordinária de valores nos termos do programa de participação nos lucros. Esses valores constituem 115% da remuneração básica dos empregados em novembro de 2003.

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.

Em 1º de janeiro de 2003, implementamos mudanças de nossos planos de assistência médica aos empregados. As mudanças são resultado de acordo a que chegamos com os sindicatos de nossos empregados, os quais são, em sua maioria, representados pelo Sindieleto. As mudanças alteraram os critérios de contribuição pela qual são responsáveis nossa empresa, os empregados e empregados aposentados, e a natureza dos benefícios cobertos em cada plano.

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

Em dezembro de 2003, a fim de administrar eficazmente nossas relações de trabalho dando observância a nossas diretrizes estratégicas de crescimento e adição de valor aos acionistas, implementamos programa de desligamento voluntário.

Em 15 de janeiro de 2004, os desligamentos tiveram início para 842 empregados que optaram pelo programa de desligamento voluntário. Em 25 de maio de 2004, mais 259 empregados optaram pelo programa de desligamento voluntário. A conclusão deste programa é prevista para janeiro de 2005. Em 2003, o plano de carreiras e estrutura de remuneração foi aprovado. O objetivo do plano é proporcionar a nossa empresa os instrumentos necessários para manter estrutura de pagamento equitativa e competitiva. O plano foi implementado em janeiro de 2004 para empregados graduados (“pessoal com formação profissional”) e, em março de 2004, para os empregados da área administrativa e operacional.

Nossa empresa vem adotando processo de análise de Gestão de Desempenho – um instrumento para monitoramento, avaliação e planejamento do desenvolvimento de nossos executivos. Subseqüentemente aplicaremos esse processo à totalidade dos empregados da companhia.

O número de acidentes do trabalho foi mais baixo do que em 2002. Em 2003, alcançamos o marco de “zero acidentes fatais” entre nossos próprios empregados. O mesmo marco vem sendo mantido continuamente desde janeiro de 2004.

Detenção de Ações

Nossos conselheiros e diretores são titulares de menos de 1% de nossas ações preferenciais.

Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas

Principais Acionistas

Em 31 de dezembro de 2003, o Governo Estadual era titular de 36.345.563.248 ações ordinárias ou 51,28% de nossas ações com direito de voto em circulação e 2.771.169.109 ações preferenciais, ou aproximadamente 3,04% dessas ações em circulação. Na mesma data, a Southern, nosso segundo maior acionista, era 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 sócia da Southern é a 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 importante da Southern é, em 31 de dezembro de 2003, a AES Corporation, uma companhia de energia global com sede em Arlington, Virgínia, que se dedica às atividades de geração de energia, distribuição e fornecimento ao varejo. Acreditamos que o Fundo Opportunity, um fundo brasileiro de investimento, detém uma participação minoritária na Southern por meio da 524 Participações S.A. Nossos principais acionistas não têm direitos especiais de voto nas ações de sua propriedade.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2003.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual ⁽¹⁾	36.345.563.248	51,28	2.771.169.109	3,04
Southern	23.362.956.173	32,96	-	-
Todos os conselheiros e diretores em grupo.....	42.440	-	229.345	-
Outros	11.165.606.062	15,76	88.439.124.245	96,88
Total das ações em circulação	70.874.167.923	100,00	91.210.522.699	99,92
Ações em tesouraria			<u>69.128.403</u>	<u>0,08</u>
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 nesta rubrica ao Governo Estadual incluem ações detidas pela MGI e demais 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 — Nossa empresa é controlada pelo Governo do Estado.”

Em 31 de dezembro de 2003, tínhamos 16 acionistas nos Estados Unidos, detentores do total de 1.816.085.361 ações ordinárias. Tínhamos também 180 acionistas preferenciais nos Estados Unidos, detentores do total de 20.531.139.295 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 13.111.592.788 ações preferenciais convertidas em ADRs.

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 29 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 ICMS, 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 demais contribuições, obrigações trabalhistas e de fundos de pensão bem como responsabilidades civis, e ainda vários processos administrativos referentes a obrigações fiscais, multas ambientais e demais encargos impostos por agências governamentais, inclusive a ANEEL. Esses processos encontram-se resumidos abaixo.

Acordo de Acionistas

No que respeita à venda ocorrida em 1997 de aproximadamente 33% de nossas ações à Southern conforme descrito no “Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Relacionadas – Acionistas Principais”, 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 a 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 21 de março de 2000, a Primeira Vara da Fazenda Pública e Autarquias em Belo Horizonte proferiu sentença declarando o acordo de acionistas nulo 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. Foi apresentado recurso da sentença ao Superior Tribunal de Justiça que manteve a decisão do Tribunal de Justiça foi proferida em dezembro de 2003. A decisão do Superior Tribunal de Justiça está sujeita a recurso e, portanto, a eficácia do acordo de acionistas e controle da CEMIG permanecem sujeitos a contestação.

Aumentos de Tarifas e Matérias 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, porque 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. 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\$97,1 milhões em 31 de dezembro de 2003 e nessa data tínhamos passivo provisionado nesse valor.

Nossa empresa é ré em ação que contesta subsídios tarifários concedidos a consumidores de baixa renda. Não é possível no presente estimar os valores envolvidos na reclamação. Não temos nenhum passivo provisionado relativo à reclamação porque acreditamos que temos defesa exitosa.

Nossa empresa é ré em diversas ações que contestam o Encargo de Capacidade Emergencial, ajuizadas entre fevereiro de 2002 e março de 2004. Não é viável no presente estimar os valores envolvidos nessas reclamações. Não temos nenhum passivo provisionado para essas reclamações porque acreditamos que temos defesa exitosa. Simplesmente recolhemos o Encargo de Capacidade Emergencial de nossos clientes por conta da CBEE.

A Associação Brasileira de Consumidores ajuizou ação em face de nossa empresa a fim de nos impedir de suspender o fornecimento de energia elétrica nos casos de inadimplemento dos consumidores. Temos um passivo provisionado no valor de R\$ 9,8 milhões com relação a essa pretensão. Nossa empresa é ré em ação coletiva instaurada pelo Ministério Público de Minas Gerais com vistas a mudar o índice de correção monetária aplicado para aumento das tarifas elétricas em abril de 2003 e com vistas a reembolsar a nossos consumidores, em dobro, quaisquer valores que sejamos havidos por ter indevidamente cobrado. Não é possível no presente estimar os valores envolvidos nesta pretensão. Não registramos nenhuma reserva para esta ação já que acreditamos que temos defesa exitosa.

A Companhia Vale do Rio Doce ajuizou ação em face de nossa empresa em 17 de outubro de 2002 para proibir nossa cobrança das perdas de energia relacionadas a Usina de Igarapava. Temos um passivo provisionado de 16,8 milhões no tocante a esta pretensão.

Nossa empresa é ré em ação relativa a recomposição tarifária, ou ajuste de tarifa extraordinário regulatório, ajuizada em agosto de 2002. Não é possível no presente estimar os valores envolvidos nesta pretensão. Não constituímos nenhuma reserva para esta pretensão porque acreditamos que temos defesa exitosa.

Em dezembro de 2002, ajuizamos ação em face da ANEEL e do MAE contestando os valores que nos foram cobrados durante “liquidação” realizada pelo MAE em dezembro de 2002 e janeiro de 2003. A liquidação tinha por objetivo certos valores em aberto que nossa empresa e outras concessionárias de serviços de energia elétrica devia ao MAE no tocante a compras de energia no mercado a vista por altos preços durante o Plano de Racionamento de Energia. No curso do processo de liquidação, acreditamos que o MAE não calculou corretamente o valor da dívida que havíamos constituído no tocante a nossas compras no MAE. Os valores devidos ao MAE, de acordo com a medida liminar mencionada acima, representava redução de aproximadamente R\$ 143 milhões de nosso passivo líquido. No entanto, como o método a ser usado para cálculo de nossos direitos e obrigações ainda está sendo contestado, optamos por manter os valores previamente registrados. Na pendência desta ação, a parcela do produto da transação do MAE à qual temos direito nos termos do Acordo Geral do Setor Elétrico foi retida por outras concessionárias de serviços públicos. Não acreditamos que a retenção do aludido produto causará impacto significativo em nossos resultados operacionais. Ademais, esperamos ter sucesso na ação.

Em janeiro de 2003 ajuizamos outra ação relativa ao processo de liquidação do MAE. Em razão dos fatores mencionados no parágrafo precedente, não liquidamos nossas obrigações em aberto perante o MAE durante o processo. Ajuizamos esta ação adicional para evitar a imposição de multa sobre nossa empresa com relação a não termos procedido à liquidação. Registramos reserva no valor de R\$ 5,3 milhões relativa a nossa perda estimada nesta matéria.

Nossa empresa é ré em ação coletiva movida pelo Movimento das Donas de Casa e Consumidores de Minas Gerais, exigindo reconsideração do ajuste tarifário a nós concedido para o ano de 2004 mediante solicitação de substituição dos atuais índices de ajuste contidos em nosso contrato de concessão bem como revisão do método de cálculo do Fator X, e de reembolso a nossos consumidores, em dobro, de quaisquer valores que sejamos havidos por ter indevidamente recolhido. Não registramos qualquer reserva relativa a esta ação porque acreditamos que temos defesa exitosa.

Impostos e Demais Contribuições

Nossa empresa é parte de uma série de processos envolvendo o Governo Federal bem como de outros procedimentos e reclamações 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\$ 51,5 milhões e 20,1 milhões respectivamente em 31 de dezembro de 2003. Nossa empresa também está envolvida em litígios relativos ao ISS (R\$ 8,9 milhões), ITCMD (Imposto de Transmissão Mortis Causa) (três execuções fiscais envolvendo R\$ 61,9 milhões, R\$ 3,9 milhões e R\$ 4,9 milhões) e COFINS (R\$ 156 milhões) para as quais não registramos nenhuma reserva, porque acreditamos que temos uma defesa exitosa. Ademais, há litígio atinente ao Finsocial envolvendo o valor de R\$ 15 milhões para os quais realizamos um depósito judicial e um provisionamento de perdas.

Estamos também contestando um número de procedimentos administrativos instaurados pelas autoridades fiscais relacionados à compensação de imposto de renda do ajuste realizado em 2001 em nossas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas 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 nesse processo é estimado em R\$ 441,7 milhões em 31 de dezembro de 2003. Acreditamos que temos sólidos fundamentos jurídicos que dão suporte aos procedimentos adotados e portanto não reconhecemos nenhuma reserva para o processo. Não registramos nenhuma reserva, porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Recentemente, alguns Municípios de Minas Gerais exigiram de nossa empresa o pagamento da Taxa de Ocupação do Solo. Há diversos processos administrativos relativos a essa matéria, no valor total de aproximadamente R\$ 10 milhões. Não registramos reservas para esse valor porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Em 2003, autoridades fiscais federais, depois de conduzir fiscalização de nossas declarações de impostos de 1997-2001, lavraram auto de infração no valor de R\$ 1.246 milhões, alegando que não quitamos a totalidade de nossas responsabilidades fiscais referentes àqueles exercícios. Apresentamos defesa administrativa solicitando que o auto de infração fosse cancelado, já que as autoridades fiscais não levaram em conta as retificações de nossas declarações de impostos por nós apresentadas. Acreditamos que as retificações demonstram que quitamos devidamente as responsabilidades fiscais contestadas e portanto não temos nenhuma reserva constituída para esta pretensão.

Em 2004, o Estado de Minas Gerais iniciou 3 processos administrativos contra a empresa, envolvendo R\$ 12,3 milhões, R\$ 43,3 milhões e R\$ 3 milhões. Apresentamos nossa defesa em Maio de 2004. Não provisionamos nenhuma quantia com relação a este processo, pois acreditamos que temos mérito em nossa defesa.

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 a esses pagamentos no prazo de dois anos contados da prestação dos serviços. Em 31 de dezembro de 2003, esses empregados estavam buscando, em termos globais, aproximadamente R\$112,9 milhões de indenização e nessa data tínhamos passivo provisionado no valor de R\$90,3 milhões no que respeita a essas reclamações.

Em 25 de março de 2004, homologamos acordo celebrado com a FORLUZ, CEMIG e o Sindieletro, sindicato de nossos empregados, visando a dirimir reclamação ajuizada pelo Sindieletro. O Sindicato afirmava que deixamos de realizar certos aumentos de custo de vida alegadamente obrigatórios a nossos fundos de pensão de empregado, e contestou a mudança do índice de correção monetária da contribuição ao fundo de pensão, que passou do IGP-DI para o IPCA-IPEAD. Em março de 2004 a justiça aceitou a renúncia do Sindieletro com relação a seus direitos relativos àqueles pretensões, em Abril de 2004 a justiça ratificou a aceitou o acordo. Nos termos do aludido acordo, a CEMIG:

(i) autoriza a FORLUZ a considerar, para fins de cadastramento, o período de estágio entre a CEMIG e dada pessoa, contanto que o contrato de estágio tenha sido firmado até 1979;

(ii) autoriza a FORLUZ a corrigir os benefícios concedidos por meio dos Planos A, B e IAP da FORLUZ, mediante aplicação de aumento de 3,17% acima do índice atuarial previsto para esses planos. O mesmo índice será aplicado a parcelas devidas com relação ao período compreendido entre 1º de junho de 2000 e 30 de setembro de 2003. Em certas circunstâncias, a CEMIG poderá autorizar aumento do supramencionado percentual até 3,67%; e

(iii) concorda em alterar os critérios de aposentadoria para os empregados que tenham solicitado cadastramento na FORLUZ entre 24 de janeiro de 1978 e 2 de abril de 1979. Essa obrigação fica condicionada à renúncia dos direitos correlatos reivindicados judicialmente.

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 de perdas e danos decorrentes da interrupção do fornecimento de energia. Essas ações totalizaram um valor estimado de R\$ 43,7 milhões em 31 de dezembro de 2003. Naquela data, provisionamos passivo no valor de R\$ 18,2 milhões para esses processos. Nossa empresa não provisionou um passivo para o valor total das ações porque acreditamos que temos uma defesa exitosa com relação a certos aspectos desses processos.

Ações Judiciais Relativas a Matérias Ambientais.

Nossa empresa é ré, juntamente com a CVRD, Comercial e Agrícola Paineiras e Companhia Mineira de Metais, em ação coletiva movida por cidadãos de Minas Gerais, atinente ao licenciamento ambiental das usinas hidrelétricas de Capim Branco I e Capim Branco II. A ação alega que nossa empresa não obteve as devidas licenças para os mencionados projetos e visa a anular as licenças ambientais relativas às mencionadas usinas. Acreditamos que temos defesa exitosa nesta ação.

Nossa empresa também é ré, juntamente com a CVRD, em ação coletiva movida pelo Ministério Público de Minas Gerais com relação à usina hidrelétrica de Aimorés. A ação alega que não obtivemos as devidas licenças ambientais relativas à mencionada usina bem como as concessões correlatas. Acreditamos que temos defesa exitosa nesta ação.

Assuntos Regulatórios

A ANEEL instaurou processo administrativo contra nossa empresa, contestando restituição de aproximadamente R\$ 509,2 milhões a nós concedida em 1995 pela Fazenda Nacional. A ANEEL alega que essa restituição originou-se de erro de cálculo dos créditos no valor de um recebível por insuficiência tarifária aplicado para reduzir os valores devidos à União. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL proferiu decisão administrativa final contra nós em relação a esta questão. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício a nossa empresa cobrando o valor de R\$ 516 milhões a serem pagos até 30 de janeiro de 2004. Não efetuamos nenhum pagamento, uma vez que acreditamos que temos uma defesa exitosa em relação a essa questão. Pelo mesmo motivo, não provisionamos nenhum passivo em relação a ela. Subseqüentemente o órgão fazendário incluiu nossa empresa no CADIN, mas obtivemos medida liminar que suspendeu temporariamente a mencionada inclusão, até prolação de sentença definitiva.

Em 18 de setembro de 2002, quatro membros de nosso Conselho de Administração à época (Cláudio José Dias Sales, Oderval Esteves Duarte Filho, Marcelo Pedreira de Oliveira e David Travesso Neto), todos nomeados pela Southern, apresentaram reclamação à CVM atinente às práticas de nossa administração e do Governo Estadual, nosso acionista controlador, no tocante a nossa capacidade de receber pagamentos devidos a nossa empresa nos termos do Contrato da Conta CRC. Em outubro de 2002, contestamos a reclamação e indicamos que estamos negociando com o Governo Estadual no tocante à amortização desses valores. Em 9 de outubro de 2002 a CVM apreciou a reclamação de modo favorável a nossa empresa.

Nossa empresa também é ré em processo administrativo movido pela ANEEL porque não demos atendimento ao prazo de 21 de setembro de 2002 para conclusão do processo de desverticalização. Em 11 de novembro de 2002, a ANEEL impôs multa de R\$ 6,5 milhões a nossa empresa. No entanto, acreditamos que não devemos ficar responsáveis por qualquer descumprimento das exigências de reestruturação e, por esse motivo, em 28 de novembro de 2002, apelamos da multa perante a ANEEL. Nossa exposição total estimada desta pretensão está totalmente provisionada e acreditamos que temos defesa exitosa contra quaisquer outras eventuais penalidades que possam ser impostas com relação à matéria.

A CEMIG firmou os seguintes contratos com a Infovias:

- Locação da infra-estrutura de rede da CEMIG para a Infovias de acordo com contrato de locação operacional com prazo de vigência de 15 anos, celebrado em 31 de março de 2000. O contrato ainda está sujeito a aprovação da ANEEL. Nos termos da lei de telecomunicações do País, a CEMIG poderá também efetuar locação de sua infra-estrutura de rede a outras prestadoras de serviços de telecomunicações.
- Serviços de transmissão de dados intra-empresa prestados pela Infovias à CEMIG de acordo com contrato com prazo de vigência de cinco anos firmado em 2001. A

CEMIG usa esse serviço para comunicação interna e para certas comunicações com clientes. Em janeiro de 2003, a CEMIG solicitou autorização da ANEEL para firmar uma alteração do contrato no tocante a certos termos e condições do mesmo.

- Informações georreferenciadas e serviços correlatos fornecidos pela CEMIG à Infovias, firmado em setembro de 2002. Em 16 de janeiro de 2003, a ANEEL encaminhou notificação à Companhia dando conta de que nossa empresa deixara de obter a necessária autorização da ANEEL para esse contrato.

A ANEEL poderá tentar impor multa a nossa empresa no valor de até 2% de nossas receitas durante o período de 12 meses imediatamente anterior à imposição da multa, se a ANEEL concluir que nossos contratos com a Infovias não dão atendimento a seus regulamentos. A ANEEL também poderá tentar impor restrições aos termos e condições dos aludidos contratos e, em circunstâncias extremas, determinar que devemos proceder à rescisão.

Ademais, em 12 de junho de 2003, a ANEEL impôs multa no valor de R\$ 5,9 milhões a nossa empresa por nosso alegado descumprimento de certos padrões de qualidade do fornecimento de energia elétrica no tocante a nossos consumidores. Registramos reserva no valor de R\$ 2,9 milhões para nossa perda estimada nesta matéria.

Em 24 de maio de 2004, a ANEEL republicou a Resolução nº 83 que havia sido originalmente editada em 7 de abril de 2004 e modificou a tarifa que aplicamos aos usuários finais.

Instauramos processo administrativo em face da ANEEL com vistas a restabelecimento do aumento das tarifas estabelecido na primeira publicação da resolução nº 83, uma vez que acreditamos que a nova resolução é insuficiente para obtermos as receitas previstas no contrato de concessão.

Política e Pagamentos de Dividendos

Destinação de nosso lucro líquido

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

Distribuições de Dividendo Obrigatório; Prioridade e Valor de Dividendos

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

Cada Ação Preferencial tem direito a dividendo anual igual a 10% do respectivo valor nominal ou 3% do valor do patrimônio líquido da ação preferencial, prevalecendo o que for maior. 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 a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e os procedimentos descritos abaixo.

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 dos administradores nos lucros da companhia. O dividendo obrigatório é calculado com base no lucro líquido corrigido, que é o lucro líquido após a adição ou subtração de: (a) valores destinados à constituição da reserva legal, (b) valores destinados à formação de reserva para contingências e reversão das mesmas reservas formadas em exercícios anteriores e (c) quaisquer lucros a realizar transferidos para a respectiva reserva, e quaisquer lucros anteriormente registrados nessa reserva que tenham sido realizados no exercício e utilizados para compensar perdas.

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. No entanto, 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 a débito da reserva legal. Com base nesses critérios, não efetuamos nenhuma destinação a nossa reserva legal em 31 de dezembro de 2003. Um percentual do lucro líquido também poderá ser destinado a reserva para contingências para compensação em exercício futuro de perdas julgadas prováveis.

Se o valor dos lucros a realizar ultrapassar o somatório:

- da reserva legal;
- da reserva especial, conforme definição abaixo;
- da reserva para projetos de investimento;
- da reserva para contingências, e
- o valor excedente poderá ser destinado à constituição de reserva de lucros a realizar.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, a equivalência patrimonial em subsidiárias (coligadas e controladas) e lucros em vendas a prazo realizável após o término do exercício seguinte também são considerados lucros a realizar.

Podemos também conceder participação no lucro líquido de nossa empresa à administração. No entanto, a destinação à reserva especial e a participação de nossa administração não poderão reduzir o valor do dividendo obrigatório. O saldo da reserva de lucros (com exceção da reserva para contingências em razão de perdas previstas e a reserva de lucros a realizar) a reserva legal, as reservas especiais, a reserva para projetos de investimento e lucros acumulados 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 ulteriormente aumentadas ou reduzidas em decorrência das destinações de lucro à reserva de lucros a realizar ou com utilização da mesma.

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

Juros sobre o Capital Próprio

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 pró rata ide 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 sobre o capital próprio) 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 possam remeter moeda estrangeira para fora do Brasil decorrente do pagamento de dividendos, produto da venda ou demais valores no que respeita às suas ações. As ações preferenciais subjacentes às Das são detidas no Brasil pelo custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações de nossa empresa.

Câmbio

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 Adros. 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 Adros poderá ser prejudicado pelas desvalorizações do real ocorridas antes da conversão e remessa dos aludidos dividendos. O real valorizou aproximadamente 18,28% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2003. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes ao Brasil – O Governo Federal exerce significativa influência sobre a economia do País. A conjuntura econômica pode ter impacto direto nos nossos negócios”.

Os dividendos atinentes às ações preferenciais pagos a detentores que não sejam residentes no Brasil, inclusive, detentores de Adros, de modo geral, não estão sujeitos ao imposto de retenção na fonte brasileiro, embora os pagamentos de juros sobre o capital fiquem geralmente sujeitos a imposto de retenção na fonte. Vide “Item 10. Informações Adicionais - Tributação - Considerações Fiscais Brasileiras - Tributação de Dividendos” e “Considerações Fiscais Norte-americanas e 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 Segunda 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”.

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.....	96.198.579	33.846.035	123.801.421	43.557.683
2003 ⁽⁴⁾	140.081.485	47.630.144	180.412.546	61.343.408

(1) De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, os dividendos e juros sobre o capital são contabilizados como tendo sido pagos no exercício no 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 de compra ao meio-dia nas datas respectivas quando efetuamos o primeiro pagamento dos dividendos indicados.

(4) Os dividendos de 2003 foram aprovados nas assembléias gerais ordinária e extraordinária realizadas em 30 de abril de 2004. Vide nota explicativa (1). Prevê-se que os dividendos de 2003 sejam pagos até 31 de dezembro de 2004.

Alterações Significativas

A alteração mais significativa em nossa situação financeira desde a data das demonstrações financeiras que estão incluídas neste relatório anual do Formulário 20-F é aquela relacionada ao aumento tarifário de 19,13% implementado em abril de 2004, que teve um efeito positivo sobre nossas receitas de venda de eletricidade. Ademais, houve desvalorização do real frente ao dólar desde 1º de janeiro de 2004. A valorização teve efeito negativo em nosso resultado líquido nos primeiros cinco meses de 2004 já que resultou em diminuição de nosso lucro financeiro. Em 2 de janeiro de 2004, a taxa de compra ao meio-dia era R\$ 2,8840 por US\$ 1,00. Em 18 de junho de 2003, a taxa de compra ao meio-dia era R\$ 3,1425 por US\$ 1,00.

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 2003, existiam aproximadamente 15.139.530 ADSs em circulação, representando aproximadamente 15.139 bilhões de ações preferenciais ou aproximadamente 14,36% de nossas 88.439 bilhões de ações preferenciais em circulação. Tais ADSs eram detidas por 10 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 ⁽¹⁾		ADSs	
	Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa
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
2003	52,75	20,74	18,46	6,00
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	33,00	25,50	11,28	7,92
Terceiro trimestre.....	37,60	24,82	13,41	8,22
Quarto trimestre	52,75	33,60	18,46	12,05
Dezembro de 2003	52,75	43,47	18,46	15,35

Período	Ações Preferenciais ⁽¹⁾		ADSs	
	Preço em R\$ Nominais		Preço em US\$	
	Alta	Baixa	Alta	Baixa
Janeiro de 2004	57,24	47,25	19,99	16,38
Fevereiro de 2004	53,50	44,00	18,45	14,98
Março de 2004	54,79	48,20	19,00	16,45
Abril de 2004	54,66	44,56	19,37	15,23
Mai de 2004	46,57	36,61	15,91	11,29
Junho de 2004 (3).....	44,64	43,55	14,19	13,90

(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 2004

Em 18 de junho de 2004, o preço de fechamento por 1.000 ações preferenciais era de R\$ 44,39 na Bolsa de Valores de São Paulo e o preço de fechamento por ADS na NYSE era de US\$ 14,05.

Em 12 de julho de 2002, nossos recibos de depositário, cada um representando 1.000 de nossas ações preferenciais, passaram a ser negociados na 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 nas Bolsas de Valores Brasileiras

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 2003, a capitalização de mercado global das 383 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente US\$ 234 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 2003, nossa empresa respondeu por aproximadamente 3,01% 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 2001:

Suspensão	Reabertura	Motivo
17 de abril de 2000 ..	17 de abril de 2000 às 10h15	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 14 de abril de 2000
30 de junho de 2000	30 de junho de 2000 às 10h15	Juros sobre capital próprio aprovado pela Reunião do Conselho de Administração de 29 de junho de 2000
17 de novembro de 2000	17 de novembro de 2000 à meia-noite	Anúncio pelo Governo Estadual da possibilidade de venda de ações referentes a companhia de distribuição pós-desverticalização

Desde outubro de 2001, somos membros do Nível 1 de Governança Societária Especial da Bolsa de Valores de São Paulo, de acordo com o qual, 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 à 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.

A lei brasileira prevê 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 Lei das Sociedades Anônimas Brasileira prescreve que os acionistas controladores, qualquer acionista que nomear membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal, membros do Conselho de Administração, membros do Conselho

Fiscal e diretores ficarão obrigados a divulgar qualquer compra ou venda de ações à CVM e à Bolsa de Valores de São Paulo.

A negociação na Bolsa 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

Diferenças de Governança Corporativa com relação às Práticas da NYSE

Em 4 de novembro de 2003, a Bolsa de Valores de Nova York (“NYSE”) estabeleceu novas normas de governança corporativa. Segundo essas normas, emitentes privadas estrangeiras ficam sujeitas a conjunto de exigências de governança corporativa mais limitado do que as emitentes nacionais dos EUA. De acordo com essas normas, nossa empresa fica obrigada a fazer constar de nosso relatório anual aos acionistas uma descrição das diferenças significativas entre as práticas de governança corporativa da CEMIG e as que se aplicariam a emitente nacional dos EUA de acordo com as regras de governança corporativa da NYSE.

O quadro a seguir resume essas diferenças.

<u>Artigo</u>	<u>Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA</u>	<u>Nosso enfoque</u>
303A 01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	A CEMIG é companhia controlada porque mais do que a maioria de seu poder de voto é controlada pelo governo do Estado de Minas Gerais. Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento às exigências de maioria de conselheiros independentes, se fosse emitente nacional dos EUA. Não existe disposição legal que exija que a CEMIG tenha conselheiros independentes.
303A 03	Os conselheiros não encarregados de administração de companhia listada deverão se reunir em sessões executivas regularmente programadas sem administração	Os conselheiros não encarregados de administração da CEMIG não se reúnem em sessões executivas regularmente programadas sem administração
303A 04	A companhia listada deverá ter um comitê de nomeação/governança corporativa composto integralmente por conselheiros independentes: com atribuições estatutárias mínimas definidas. As “companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento a exigências de comitê de nomeação/governança corporativa, se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de nomeação/governança corporativa
303A05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração composto integralmente por conselheiros independentes com atribuições estatutárias mínimas definidas. As	Na qualidade de companhia controlada, a CEMIG não ficaria obrigada a dar atendimento à exigência de comitê de remuneração

	“companhias controladas” não ficam obrigadas a dar atendimento a esta exigência.	se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A06 e 303A07	A companhia listada deve ter um conselho fiscal com no mínimo três conselheiros independentes que dêem atendimento às exigências de independência da Regra 10A-3 ao amparo do Exchange Act, com atribuições estatutárias mínimas definidas.	A CEMIG tem conselho fiscal permanente em conformidade com as disposições aplicáveis da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. Conforme exigido pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, nosso conselho fiscal é independente de nossa administração e auditores externos. A principal responsabilidade do conselho fiscal é fiscalizar os atos dos administradores e analisar as demonstrações financeiras, opinando sobre as mesmas. Como a CEMIG não tem comitê fiscal, todo o conselho fiscal poderá operar como comitê fiscal da CEMIG, tal como definido no Sarbanes-Oxley Act de 2002.
303A08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas normas da NYSE.	Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de planos de remuneração em ações
303A9	A companhia listada deverá adotar e divulgar diretrizes de governança corporativa que cubram certas matérias especificadas mínimas	A CEMIG não tem diretrizes de governança corporativa formais
303A10	A companhia listada deverá adotar e divulgar um código de conduta comercial e de ética para conselheiros, diretores e empregados, e prontamente divulgar quaisquer dispensas do código para conselheiros ou diretores.	A CEMIG vem adotando um código de ética que se aplica ao Diretor Presidente, ao Diretor Financeiro e a todos os diretores e empregados bem como código de conduta que se aplica aos diretores e gerentes da área financeira.
303A12	Cada Diretor Presidente de companhia listada deverá certificar a NYSE a cada exercício de que não tem conhecimento de qualquer violação pela companhia de parâmetros de governança corporativa para listagem na NYSE	O Diretor Presidente da CEMIG prontamente notificará a NYSE por escrito depois que qualquer diretor da CEMIG tiver conhecimento de qualquer descumprimento relevante das disposições aplicáveis das normas de governança corporativa da NYSE.

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 30 de abril de 2003 e (ii) da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. A descrição de nosso estatuto social aqui especificado não pretende ser completa e está discriminada por referência a nosso estatuto, que está arquivado como um anexo a este relatório anual.

Objeto e Finalidade

Conforme descrito no Artigo 1º de nosso estatuto social, a companhia foi constituída com quatro principais objetivos: (i) construir e operar sistemas de geração, transformação, transmissão e distribuição de energia elétrica bem como comércio de serviços de energia elétrica e serviços correlatos; (ii) desenvolver atividades comerciais no ramo de energia; (iii) prestar serviços de

consultoria a empresas no Brasil e no exterior; e (iv) desempenhar quaisquer atividades que possam ser conduzidas direta ou indiretamente com relação 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 manterá a maioria de nossas ações com direito de voto, serão integralizadas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira. As ações adquiridas pelos demais acionistas (sejam pessoas físicas sejam jurídicas) serão integralizadas de acordo com deliberação da assembléia geral que deliberar a matéria.

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, mas poderão não ser capazes de exercer esses direitos em razão de limitações impostas pela lei de valores mobiliários dos Estados Unidos. Vide “Item 3. Fatores de Riscos - Riscos Atinentes a Ações Preferenciais e ADSs - V.Sa. poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência no que respeita a ações preferenciais.”

Acionistas Minoritários

Nosso estatuto social estabelece que detentores de ações preferenciais e de ações ordinárias minoritários têm direito de eleger um membro e um suplente para o Conselho de Administração, conforme mais pormenorizadamente descrito em “...Direitos de Acionistas – Direitos de Acionistas Minoritários.”

Dividendos

Para explanação mais pormenorizada de nossa política de dividendos, Vide “Item 8. Informações Financeiras - Política e Pagamentos 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 que os atos enumerados a seguir sejam praticados exclusivamente em assembléias gerais extraordinárias realizadas pelos seguintes motivos:

- reforma de nossos estatutos sociais;
- aumento ou diminuição do capital social emitido ou subscrição de novas ações;
- eleição de membros do Conselho de Administração e do Conselho Fiscal;
- emissão de debêntures conversíveis ou de quaisquer outros valores mobiliários;
- suspensão do exercício dos direitos do acionista que tenha violado a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira ou nosso estatuto social;
- fusão, dissolução, transformação, cisão ou incorporação;

- deliberação sobre a avaliação de bens com que o acionista concorrer para a formação do capital social;
- transformação de nossa empresa em sociedade limitada ou em sociedade de qualquer outra natureza;
- tomada de qualquer deliberação acerca da dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;
- tomada de qualquer deliberação acerca de falência ou concordata; e
- tomada, anualmente, das contas dos administradores e deliberação sobre as demonstrações financeiras por eles apresentadas;

Como regra geral, o voto afirmativo de acionistas que representem no mínimo a maioria de nossas ações ordinárias emitidas e em circulação presentes pessoalmente ou representados por procuração em assembléia geral será necessário para aprovar ou ratificar qualquer medida proposta, não sendo levadas em conta as abstenções. No entanto, o voto afirmativo de acionistas que representem metade de nosso capital social emitido e em circulação será exigido para:

- criar ações preferenciais ou aumentar de modo desproporcional classe existente de ações preferenciais relativa a outras classes de ações, a menos que a medida seja prevista ou autorizada pr nosso estatuto social;
- modificar preferência, prerrogativa ou condição de resgate ou amortização conferida a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar nova classe com maiores prerrogativas do que as classes existentes de ações preferenciais;
- reduzir o percentual de dividendos obrigatórios;
- alterar nosso objeto social;
- operações de incorporação ou fusão de nossa empresa com outras empresas;
- cisão de parte de nosso ativo ou passivo;
- aprovar nossa participação em grupo de companhias;
- requerer cancelamento de nossa liquidação voluntária;
- aprovar nossa dissolução; e
- aprovar a incorporação de nossas ações.

Os acionistas poderão ser representados em assembléia geral por procurador nomeado constituído a menos de um ano da data da assembléia. Para estar habilitado a representar acionista em assembléia geral, o procurador deverá ser acionista, um de nossos diretores ou conselheiros ou advogado. Em empresas abertas, como a nossa, o procurador também pode ser instituição financeira.

Observadas as disposições da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e de nosso estatuto social, nosso conselho de administração poderá comumente convocar nossas assembléias gerais. As assembléias também poderão ser convocadas:

- pelo conselho fiscal, caso o conselho de administração deixe de convocar assembléia geral no prazo de um mês a contar da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça, nos termos das leis aplicáveis, ou assembléia geral extraordinária no caso de que matérias graves e urgentes afetem nossa empresa; qualquer acionista, sempre que os diretores deixarem de convocar assembléia geral no prazo de 60 dias da data em que lhe tiver sido solicitado que o faça pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira ou por nosso estatuto social; e
- por acionistas detentores de no mínimo cinco por cento de nosso capital social, se nossos conselheiros deixarem de convocar assembléia no prazo de oito dias contados do recebimento de pedido desses acionistas para convocação da assembléia com indicação das matérias a serem discutidas ou para instalação do conselho fiscal

Conselheiros

Nosso estatuto social determina que nosso Conselho de Administração deverá ser composto por 14 conselheiros e 14 suplentes. Um conselheiro será designado presidente e outro conselheiro será designado vice-presidente.

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 não inferior a R\$ 5.000.000,00;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a venda ou constituição de garantias reais com relação ao permanente de nossa empresa e a prestação por nossa empresa de qualquer garantia fidejussória a quaisquer terceiros em valor superior a R\$ 5.000.000,00
- deliberar, mediante proposta da Diretoria, sobre empréstimos, financiamentos, atos ou outros negócios jurídicos a serem celebrados por nossa empresa, de valor superior a R\$5.000.000,00;
- convocar a Assembléia Geral;
- fiscalizar a gestão da Diretoria, 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 sobre o relatório da administração e as contas da Diretoria;
- escolher e destituir os auditores independentes anualmente.
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a abertura ou dispensa de concorrência para aquisição de bens ou serviços com valor não inferior a R\$ 5.000.000,00;
- autorizar, mediante proposta da Diretoria, a instauração de ações judiciais e administrativas por conta de nossa empresa e a solução de questões judiciais e extra-judiciais em que nossa empresa esteja envolvida, com valor não inferior a R\$ 5.000.000,00, e
- autorizar a emissão de valores mobiliários (debêntures, commercial papers e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capital local e internacional.
- delegar à Diretoria competência para autorizar a assinatura de contratos de comercialização de energia elétrica ou prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, conselheiros de sociedades geralmente têm certos deveres equivalentes àqueles impostos nos termos das leis 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 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.

Direitos de Acionistas

Estendemos aos nossos acionistas todos os direitos prescritos na legislação brasileira. Nosso estatuto social está em conformidade com a Lei das 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:

- direito de participar dos lucros sociais;
- direito de participar do acervo da companhia em caso de liquidação;
- 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 ressalvadas exceções previstas pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e nosso estatuto social e
- direito de retirar-se da sociedade nos casos previstos na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.

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 assembleias 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 assembleia 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 assembleia geral por solicitação de acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 10% das ações com direito de voto ou 5% das ações sem direito de voto. Os acionistas minoritários têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembleias gerais.

A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira também prevê que os acionistas minoritários que detêm (i) ações preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade das ações com direito de voto da companhia ou (ii) ações ordinárias representativas de no mínimo 15% do capital social votante da companhia, terão o direito de nomear um membro e um suplente para o conselho de administração. Caso nenhum detentor de ações ordinárias ou preferenciais atenda a esses patamares, os detentores de ações ordinárias ou preferenciais representativas de no mínimo 10% da totalidade do capital social terão direito de combinar suas detenções para nomear um membro e um suplente do conselho de administração. Até 2005, o conselheiro nomeado pelos acionistas preferenciais como um grupo, ou em conjunto com os detentores de ações ordinárias, deverá ser escolhido a partir de uma lista tríplice fornecida pelo acionista controlador.

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. No tocante a companhias existentes antes de 31 de outubro de 2001, essa lei passou a vigorar em 1º de março de 2002. A Lei 10.303 revogou a disposição da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira que dispunha sobre a responsabilidade contingente do controlador de sociedades de economia mista por dívidas e outras obrigações da sociedade de economia mista sob seu controle. Conseqüentemente, 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.

Fechamento do Capital e Baixa de Registro na Bolsa de Valores de São Paulo - Bovespa

A Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e respectiva regulamentação prevêem as seguintes alterações:

- por ocasião da venda do controle de uma companhia, o adquirente fica obrigado a lançar oferta pública para aquisição de todas as ações com direito a voto dos acionistas minoritários por preço igual a no mínimo 80% do valor pago pelas ações com direito de voto; e
- por ocasião da oferta pública por meio da qual deva ser dada baixa de uma companhia ou por meio da qual os acionistas controladores de uma companhia adquirem mais do que um terço das ações em circulação em 4 de setembro de 2000, o preço de compra será igual ao justo valor das ações considerando-se o número total das ações em circulação da companhia;

Arbitragem

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e respectiva regulamentação, litígios entre acionistas estarão sujeitos a arbitragem se previsto no estatuto social da sociedade (atualmente, nosso estatuto social não prevê arbitragem);

Contratos Relevantes

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 1993, 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\$ 2.093 milhões em 31 de dezembro de 2003, que incluía um valor significativo de parcelas vencidas. O contrato referente a essa transferência, o Contrato da Conta CRC, originalmente exigia que o Governo Estadual efetuasse 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 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\$ 1.201 milhão, em 31 de dezembro de 2003, 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 efetuados 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, que se refere 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\$ 891 milhões em 31 de dezembro de 2003, incorrem juros à taxa anual de 12%, corrigidos conforme o IGP-DI. 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 uma perda pelos valores devidos. Pagamos juros sobre o capital em lugar de dividendos em dezembro de 2003, dos quais R\$ 51 milhões eram devidos ao Governo Estadual. Parte dos juros sobre o capital, no valor de R\$ 28 milhões, foi usada pelo Governo Estadual para liquidar parte dos créditos CRC vencidos e o saldo, no valor de R\$ 23 milhões, para adquirir debêntures emitidas pela CEMIG para construção da usina de Irapé. Vide nota explicativa 3 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

No momento estamos regenociando os termos do CRC. Veja “Fatores de Risco – Riscos Relacionados a CEMIG”

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. 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. Nossa empresa não paga pelo uso de recursos hídricos sempre que desempenha atividades de geração de energia no regime de serviços públicos.

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

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 disciplinando fornecimento e permuta de energia, em conformidade com o qual Furnas passou a fornecer a nossa empresa energia elétrica pelo prazo de 10 anos bem como a transferir e transportar potência de Itaipu pelo prazo de 20 anos.

Desde 1999, conforme prescrito na Lei 9648 de 27 de maio de 1998, a parcela relativa a suprimento e permuta entre Furnas e CEMIG é regulada por contrato específico, designado “Contrato Inicial” (Vide disposição abaixo).

Desde janeiro de 2003, o Decreto 4550 de 27 de dezembro de 2002 disciplina a venda de energia gerada por Itaipu, nomeando a Eletrobrás comercializadora da produção de Itaipu. Os volumes de energia comprados pela CEMIG e os preços dessa energia vêm sendo, desde então, estabelecidos anualmente pela ANEEL. O Decreto 4550 estabelece que os contratos firmados com Furnas serão cedidos à Eletrobrás.

Nos termos desse decreto, os compromissos firmados com Furnas foram transferidos à Eletrobrás.

Contrato Inicial tendo por objeto a Compra e Venda de Eletricidade, datado de 2 de agosto de 2002, celebrado entre Furnas e CEMIG.

O Contrato Inicial firmado com Furnas em 2002 rege a compra pela CEMIG de parte da energia elétrica gerada por Furnas no período compreendido entre 1999 e 2005. Os volumes contratados nos termos do aludido contrato serão gradualmente reduzidos 25% ao ano, com início em 2003, nos termos da Lei 9648/98.

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

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 prevêm que cada ação ordinária dá o direito ao detentor a um voto nas assembléias gerais de acionistas. Os estatutos sociais não prevêm nenhum direito ou privilégio extraordinário à Southern além daqueles direitos que esta possui em razão da propriedade de nossas ações ordinárias. Ajuizamos apelação contra a decisão proferida pelo Tribunal de Justiça perante um tribunal superior e sentença final, sujeita exclusivamente a um recurso foi proferida em dezembro de 2003. Portanto, a eficácia do acordo de acionistas e controle da CEMIG permanecem sujeitos a contestação judicial.

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 2009 e a segunda, em 1º de novembro de 2011. As debêntures estão sujeitas a um resgate 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 acrescida de juros calculados entre a data em que o pagamento era devido e a data do efetivo pagamento, à taxa de 1% 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 BNDES e CEMIG com Interveniência de Terceiros

Em 7 de fevereiro e 1º de julho de 2003, respectivamente, celebramos dois contratos de financiamento de acordo com os quais o BNDES, mediante a satisfação de certas condições, nos concedeu dois empréstimos no valor aproximado de R\$ 396,7 milhões e R\$ 176,5 milhões respectivamente. Contraímos R\$ 335 milhões de acordo com esses contratos 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 primeiro empréstimo será pago ao BNDES em 60 parcelas mensais durante cinco anos, com início em 15 de março de 2003, e com o pagamento da parcela final com vencimento em 15 de fevereiro de 2008. O segundo empréstimo será pago ao BNDES em 55 parcelas mensais durante cinco anos, com início em 15 de agosto de 2003, e com o pagamento da parcela final com vencimento em 15 de fevereiro de 2008. Os juros acrescidos sobre o saldo devedor de ambos os financiamentos incidem à taxa 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 de geração e distribuição correspondentes a 3,27% (conforme definido no primeiro contrato) e 1,36% (conforme definido no segundo contrato) de nossas vendas mensais. 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.

Commercial Papers

Em 18 de dezembro de 2003, emitimos 300 notas promissórias com valor de face unitário de R\$ 1.000.000,00, série única, publicamente no mercado local, no valor total de R\$ 300 milhões, com vencimento em 15 de junho de 2004. As notas são registradas e os detentores têm direito a prêmio de 103,9% acima da variação do CDI. As notas contêm evento de inadimplemento, inclusive nos casos de mudança de controle. O Itaú BBA S.A. foi coordenador líder da transação que teve classificação de risco de curto prazo da Fitch Atlantic Rating nível F-1, indicadora da “mais vigorosa capacidade de pagamento de obrigação financeira no prazo de espera”.

Programa de Distribuição de Valores Mobiliários

Pretendemos instituir um Programa Local de Notas, de acordo com a “Instrução CVM nº 400”, de 29 de dezembro de 2003. O Programa terá duração de dois anos a contar da data de apresentação à Comissão de Valores Mobiliários – CVM. Nos termos do Programa e de acordo com seus termos, emitiremos debêntures simples sem garantia ou preferência ou não subordinadas (não conversíveis em ações). O Programa ficará limitado à emissão de debêntures até o valor de R\$ 1,5 bilhão.

Pretendemos efetuar ao amparo do Programa a Terceira Emissão Pública de debêntures simples sem garantia ou preferência ou não subordinadas (não conversíveis em ações) no valor de até R\$ 400 milhões com vencimento no prazo de 120 (cento e vinte) meses a contar da data de emissão. O Programa e nossa Terceira Emissão de Debêntures ficam condicionados à aprovação de nossos acionistas.

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. No entanto, 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 depositary 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 nº 2.689 mediante registro junto à CVM e ao Banco Central e constituição de representante no Brasil. Caso assim não registrado, o detentor ficará sujeito a tratamento fiscal brasileiro menos favorável do que um detentor de ADSs. Independentemente de habilitação nos termos da Resolução nº 2.689, residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a tratamento fiscal menos favorável do que os demais investidores estrangeiros. Vide “Tributação” - Considerações Fiscais Brasileiras”.

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

Tributação

O resumo abaixo contém descrição das principais conseqüências de imposto de renda federal dos Estados Unidos e do Brasil no que respeita à compra, titularidade e alienação de ações preferenciais ou ADSs por uma pessoa dos Estados Unidos, conforme definido no Código Tributário Federal (*Internal Revenue Code*) de 1986, ou o Código, ou por 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 pretendendo, 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 bens de capital, não abordando o tratamento fiscal dado a detentores norte-americanos que detêm ou são tratados como detentores de 10% ou mais das ações com direito a 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 sobre Impostos Brasileiros

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. No caso de detentor de ações preferenciais, presumimos que o investimento esteja registrado junto ao Banco Central. A explanação a seguir não trata de todas as considerações sobre impostos brasileiros aplicáveis a qualquer detentor não brasileiro em particular, devendo cada detentor não brasileiro consultar seu próprio tributarista no que respeita às conseqüências fiscais brasileiras do 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 à 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.

Pagamentos de Juros sobre o Capital Próprio. A Lei nº 9.249 datada de 26 de dezembro de 1995 e alterações posteriores permite que companhias brasileiras efetuem distribuições aos acionistas de juros sobre o capital próprio. 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 à 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 à 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 e reserva de lucros na data do início do período com relação ao qual o pagamento seja efetuado.

Qualquer pagamento de juros sobre o capital próprio 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 próprio 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 pertinente imposto de retenção na fonte, seja, no mínimo, igual ao dividendo obrigatório.

Se nossa empresa distribuir juros sobre o capital próprio, 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 o exterior, 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 próprio.

Tributação de Ganhos. Até 31 de janeiro de 2004, os ganhos de capital realizados fora do Brasil por detentor não brasileiro em função da venda de ativos localizados no Brasil a outro detentor não brasileiro não estavam sujeitos a imposto de renda brasileiro. No entanto, de acordo com o art. 26 da Lei nº 10.833, publicada em 29 de dezembro de 2003, a venda de bens localizados no Brasil envolvendo investidores não residentes poderia ficar sujeita a imposto de renda brasileiro a partir de 1º de fevereiro de 2004. Nosso entendimento é de que ADSs não se enquadram na definição de bens

localizados no Brasil. Uma vez que a norma jurídica referida no art. 26 é recente e genérica e não foi apreciada nos tribunais administrativos ou judiciais, não podemos avaliar qual será a decisão final da matéria.

Os ganhos de capital auferidos por residentes em jurisdições com baixas alíquotas de imposto estão sujeitos a imposto de retenção na fonte à alíquota de 25%.

Para fins de tributação brasileira, há dois tipos de detentores não brasileiros de ADSs ou de ações preferenciais:

- investidores de mercado que representam os não residentes brasileiros registrados junto ao Banco Central e à CVM para investir no Brasil de acordo com a Resolução nº 2.689 do Conselho Monetário Nacional, ou os investidores que detenham ADSs; não residentes domiciliados em jurisdições com baixas alíquotas de imposto estão expressamente excluídos deste regime e, portanto, estão sujeitos ao mesmo tratamento aplicável a detentores não brasileiros ordinários; e
- detentores não brasileiros ordinários, que incluem todos e quaisquer não residentes no Brasil que invistam no país por quaisquer outros meios; e residentes em jurisdições com baixas alíquotas de imposto.

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

A Resolução nº 2.689 efetivamente estende o tratamento fiscal favorável atualmente concedido a detentores de ADSs (com exceção dos residentes em jurisdições com baixas alíquotas de imposto, conforme mencionado acima) a todos os detentores não brasileiros de ações preferenciais que tenham:

- constituído representante no Brasil, com poderes para agir no que respeita a seus investimentos;
- nomeado custodiante autorizado no Brasil para seus investimentos;
- obtido registro como investidor estrangeiro junto à CVM; e
- registrado seus investimentos no Banco Central.

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

- ao preço médio por ação preferencial na bolsa de valores brasileira em que o maior número dessas ações tenha sido vendido no dia de depósito; ou
- caso nenhuma ação preferencial tenha sido vendida nesse dia, ao preço médio na bolsa de valores brasileira em que o maior número de ações preferenciais tenha sido vendido nos 15 pregões anteriores.

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

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

Conforme mencionado acima, a partir fevereiro de 2004, a venda de bens localizados no Brasil envolvendo investidores não residentes poderia ficar sujeita a imposto de renda brasileiro. Nosso entendimento é de que ADSs não se enquadram na definição de bens localizados no Brasil. Uma vez que a norma jurídica referida no art. 26 é recente e genérica e não foi apreciada nos tribunais

administrativos ou judiciais, não podemos avaliar qual será a decisão final da matéria. Os beneficiários residentes em paraísos fiscais estão sujeitos a imposto de retenção na fonte à alíquota maior de 25% sobre ganhos de capital.

Com relação ao produto de resgate de ações preferenciais ou distribuição em razão de liquidação com relação a ações preferenciais, a diferença entre o valor efetivamente recebido pelo acionista e o montante em moeda estrangeira registrado junto ao Banco Central convertido em reais à taxa do mercado câmbio de taxas livres na data do resgate ou da distribuição em razão de liquidação será tratada como ganho de capital oriundo da venda ou permuta não realizada em bolsa de valores brasileira e ficará sujeita a imposto de renda à alíquota de 15%.

Os detentores não brasileiros estão sujeitos a imposto de renda retido 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 enquadrado na Resolução nº 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 calculado em reais, sem qualquer correção monetária. O custo de aquisição de ações registrado como investimento junto ao Banco Central é calculado com base no montante em moeda estrangeira registrado junto ao Banco Central convertido em reais à taxa do mercado de câmbio de taxas livres na data da venda ou permuta. Não podemos lhe garantir que o atual tratamento preferencial dado a detentores das ADSs e a detentores não brasileiros de nossas ações preferenciais nos termos da Resolução nº 2.689 perdurará no futuro.

Qualquer exercício de direitos de preferência atinentes às ações preferenciais não ficará sujeito à 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 Baixas Alíquotas de Imposto. A Lei nº 9.779, datada de 19 de janeiro de 1999, estabelece que, ressalvadas circunstâncias limitadas, qualquer renda oriunda de operações efetuadas por beneficiário que resida ou seja domiciliado em país considerado paraíso fiscal está sujeita a imposto de renda a ser retido na fonte à alíquota de 25%.

Por conseguinte, se a distribuição de juros sobre o capital próprio for efetuada a beneficiário residente ou domiciliado em paraíso fiscal, o imposto de renda será aplicável à alíquota de 25% em vez de 15%. A alíquota mais alta também se aplica a ganhos de capital pagos a residentes em jurisdições com baixas alíquotas de imposto a partir de fevereiro de 2004.

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

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

Tributação de Operações relativas a Títulos e Valores Mobiliários. A Lei nº 8.894 datada de 21 de junho de 1994 instituiu o Imposto sobre Operações Financeiras ou IOF que poderá ser exigido em qualquer operação que envolva títulos e valores mobiliários, ainda que a operação seja realizada em bolsas brasileiras de valores, futuros ou mercadorias. A alíquota do IOF/Títulos com relação às operações de ações preferenciais e ADSs é atualmente zero, embora o Poder Executivo possa aumentar a alíquota para até 1,5% ao dia sobre o valor da operação, mas somente com relação a operações futuras com 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%. A Emenda Constitucional nº 42/2003 aprovou a continuidade da cobrança da CPMF até 31 de dezembro de 2004 à alíquota de 0,38%.

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 sobre Impostos Norte-Americanos

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), à medida que efetuadas a partir de lucros acumulados ou reserva de lucros da Companhia conforme apurados nos termos dos princípios de imposto de renda federal dos Estados Unidos, constituirão dividendos. Se os lucros acumulados ou reserva de lucros 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. À 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 como 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 fiscais 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. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros sobre tais dividendos, esses impostos poderão ser tratados como imposto de renda estrangeiro, observadas as limitações e condições geralmente aplicáveis nos termos da legislação de imposto de renda federal dos Estados Unidos, 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). O cálculo e a disponibilidade de créditos fiscais estrangeiros e, no caso de um detentor norte-americano que opte por deduzir impostos estrangeiros, a disponibilidade de deduções, envolvem a aplicação de normas que dependem de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Na hipótese de ser exigida a retenção na fonte de impostos brasileiros, 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-americana 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 moeda corrente. 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 com relação a 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 Dividendo Qualificada. Não obstante as disposições precedentes, certos dividendos recebidos por detentores norte-americanos pessoas físicas que constituam “receita de dividendo qualificada” ficarão sujeitos a alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos. Receita de dividendo qualificada inclui, de modo geral, entre outros dividendos, dividendos recebidos durante o ano-base de “companhias estrangeiras qualificadas”. Via de regra, as companhias estrangeiras são tratadas como companhias estrangeiras qualificadas relativamente a qualquer dividendo pago pela companhia no tocante a ações da companhia que sejam prontamente negociáveis em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos. Para esse fim, uma ação é tratada como prontamente negociável em mercado de valores mobiliários estabelecido nos Estados Unidos se um ADR lastreado por tal ação for assim negociado.

Não obstante essa regra precedente, os dividendos recebidos de companhia estrangeira, que seja companhia de investimento estrangeiro (conforme definição contida no art. 1246(b) do Código), companhia de investimento estrangeiro passivo (conforme definição contida no art. 1297 do Código) ou companhia holding pessoal estrangeira (conforme definição contida no art. 552 do Código) em qualquer ano-base da companhia em que o dividendo tenha sido pago ou no ano-base anterior, não constituirão receita de dividendo qualificada. Ademais, o termo “receita de dividendo qualificada” não incluirá, entre outros dividendos, quaisquer (i) dividendos em relação a qualquer ação ou ADS que seja detida por um contribuinte por 60 dias ou menos durante o prazo de 120 dias com início na data que caia 60 dias antes da data em que tal ação ou ações que lastreiam a ADS se tornarem sem dividendo no que respeita a tais dividendos (conforme apurado de acordo com o art. 246(c) do Código); ou (ii) dividendos, à medida que o contribuinte tenha obrigação (seja por força de venda a descoberto ou a outro título) de efetuar pagamentos correlatos com relação a posições detidas em bens substancialmente similares ou correlatos. Ademais, aplicam-se regras especiais na determinação de limitação de crédito fiscal estrangeiro de um contribuinte de acordo com o art. 904 do Código no caso de receita de dividendo qualificada.

Os detentores norte-americanos pessoas físicas deverão consultar seus próprios tributaristas para determinar se os valores recebidos a título de dividendos de nossa empresa constituirão ou não receita de dividendo qualificada sujeita a alíquota marginal máxima reduzida de imposto de renda federal dos Estados Unidos e, nessa hipótese, o eventual efeito sobre o crédito fiscal estrangeiro do detentor norte-americano pessoa física.

Tributação de Ganhos de Capital. Os depósitos e retiradas de ações preferenciais por 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 receita de fonte 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 ou ADSs, conforme descrito em “—Tributação —. Considerações sobre Impostos Brasileiros”, 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 ou imposto de renda brasileiro, conforme o caso. O 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 de circunstâncias específicas de um detentor norte-americano. Os detentores norte-americanos deverão consultar seus próprios tributaristas quanto à aplicação das regras de crédito fiscal estrangeiro a seu investimento em ações preferenciais ou ADSs e à alienação de ações preferenciais ou ADSs.

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 “— Política e Pagamento de Dividendos”. Poderemos efetuar o pagamento de dividendos às 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 prestação 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, poderão ser examinados e copiados na Sala de Consulta Pública da Comissão em 450 Fifth Street, N.W., Washington, D.C. 20549. As cópias dos materiais poderão ser obtidas na Sala de Consulta Pública da Comissão mediante pagamento das respectivas taxas. O público poderá obter informações a respeito do funcionamento na Sala de Consulta Pública da Comissão entrando em contato com a Comissão, nos Estados Unidos, em 1-800-SEC-0330. Além disso, cópias dos anexos que acompanham

o presente relatório anual poderão ser examinadas em nossa sede na Avenida Barbacena, 1200, 30190-131, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil.

Seguro

Contratamos, desde fevereiro de 2004, apólices de seguro para cobertura de danos às turbinas, geradores e transformadores de nossas principais usinas e subestações elétricas causados por incêndio e riscos tais como avaria de equipamentos. Não possuímos seguro de responsabilidade civil em geral perante 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 grandes proporções 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 as perdas e danos sofridos por nossa empresa e as perdas e danos indiretos sofridos por nossos clientes em decorrência de interrupção no fornecimento de energia não estão cobertas pelo nosso seguro e poderemos ficar sujeitos a correspondentes prejuízos significativos. Vide “Item 3 – Informações Chave – Fatores de Risco – Riscos Atinentes à Companhia – Nossa cobertura de seguro pode ser insuficiente para cobrir nossos prejuízos”.

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.

Dificuldades em Fazer Valer Responsabilidade Civil em face de Pessoas Não-Norte-Americanas

Somos uma sociedade de economia mista (empresa do setor público com participação parcial do setor privado) constituída segundo 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 detentores de ADSs deverão dar atendimento à lei brasileira a fim de obterem sentença exequível em face dessas pessoas estrangeiras ou dos nossos ativos. Não será também possível a detentores de ADSs proceder a citação, nos Estados Unidos, de nossos diretores e conselheiros, ou executar, nos Estados Unidos, sentenças em face dessas pessoas obtidas em tribunais dos Estados Unidos com base em responsabilidade civil dessas pessoas, inclusive quaisquer sentenças que tenham como fundamento as leis federais de valores mobiliários dos Estados Unidos, à medida que essas sentenças excedam dos ativos norte-americanos dessas pessoas.

Nesse particular, nossos advogados brasileiros, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, manifestaram parecer à nossa empresa no sentido de que os tribunais brasileiros executarão sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas a responsabilidade civil com fundamento nas leis de valores mobiliários dos Estados Unidos, sem reexame do mérito, somente se a sentença atender certas exigências e for homologada pelo Supremo Tribunal Federal do Brasil. A sentença estrangeira será homologada se:

- atender a todas as formalidades exigidas para sua exequibilidade nos termos das leis do país que proferiu a sentença estrangeira;
- tiver por objeto o pagamento de valor líquido e certo;
- for prolatada por tribunal competente após citação válida, em conformidade com a lei brasileira;
- não for objeto de recurso;
- for legalizada por consulado brasileiro no país em que for proferida e estiver acompanhada de tradução juramentada para o português; e
- não for contrária à soberania nacional, aos princípios de ordem pública ou aos bons costumes brasileiros, e não contiver qualquer disposição que, por qualquer motivo, não seria mantida pelos tribunais do Brasil.

Não obstante o acima disposto, não há garantia de que tal homologação será obtida, de que o processo acima descrito será conduzido em tempo hábil ou de que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação a quaisquer valores mobiliários de emissão da nossa empresa.

Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados informaram à nossa Companhia que (i) o processo de homologação descrito acima não poderá ser conduzido em tempo hábil; e (ii) os tribunais

brasileiros poderão deixar de executar condenações por todas as perdas e danos previstos em decisão de um tribunal dos Estados Unidos, uma vez que certos conceitos, tais como perdas e danos punitivos e indiretos não existem na lei brasileira.

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

- na qualidade de autor, V.Sa. poderá instaurar ação original fundada nas leis de valores mobiliários dos Estados Unidos perante tribunais brasileiros e que, observadas as leis aplicáveis, os tribunais brasileiros poderão impor responsabilidade civil nesses tipos de ações em face da nossa empresa, nossos conselheiros e certos diretores e consultores, bem como do Governo Estadual;
- caso V.Sa. resida fora do Brasil e não possua nenhum imóvel no Brasil, V.Sa. deverá indicar um representante legal no Brasil e prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios, inclusive honorários dos advogados do réu, conforme decidido pelo tribunal brasileiro no que respeita ao processo no Brasil, exceto no caso de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Supremo Tribunal Federal brasileiro; e
- de acordo com a jurisprudência no Brasil, V.Sa. poderá ficar impedido de executar sentença exarada em face da nossa empresa mediante a penhora de ativos utilizados na prestação de serviços de geração, transmissão e distribuição, embora não exista qualquer lei que expressamente 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.

Estamos expostos a risco de taxas de câmbio uma vez que alguns de nossos empréstimos e financiamentos estão denominados em outras moedas (principalmente dólar dos Estados Unidos) que não a moeda em que auferimos nossas receitas (o real). Apesar do fato de nossas compras de eletricidade de Itaipu, que representaram aproximadamente 25% de nossos custos e despesas operacionais, estarem denominadas em dólares dos Estados Unidos, não estamos mais expostos ao respectivo risco de taxas de câmbio em virtude das mudanças na legislação tarifária em 2001, que agora permite que concessionárias de eletricidade, tais como a nossa, registrem os perdas cambiais relacionados às compras de Itaipu como ativo diferido regulatório. Vide “Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras – Políticas Contábeis Críticas”. Em 2003, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros, para proteger nossa exposição à variação das taxas de câmbio. Contratos de *swap* de taxa de juros no valor nominal total de US\$202 milhões encontravam-se em aberto em 31 de dezembro de 2003. A finalidade dos *swaps* foi reduzir nossa exposição à taxa de juros original de certo financiamento, passando de uma taxa de juros calculada com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real para uma taxa de juros calculada com base no Certificado de Depósito Interbancário – CDI. Não utilizamos quaisquer instrumentos financeiros similares em 2002 ou 2001. Vide Notas Explicativas 2(d), 17, 24, 26 e 27 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Também estamos sujeitos a risco de mercado decorrente de alterações das taxas de juros que podem afetar o custo de financiamento.

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2003, aproximadamente 43% da nossa dívida em aberto, ou R\$1.712 milhões, encontrava-se denominada em moedas estrangeiras. Em 31 de dezembro de 2003, aproximadamente 83% de nossa dívida em moeda estrangeira, ou R\$1.424 milhões, encontrava-se denominada em dólares 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 2003, possuíamos investimentos restritos para serem utilizados para amortização de financiamento de longo prazo no valor de R\$132 milhões, composto de investimentos denominados no valor de (i) R\$41 milhões, com taxas de juros calculadas com base na taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real; e (ii) R\$91 milhões, com taxas de juros calculadas com base no Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

Em 2004, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 20% do real seria de aproximadamente R\$334 milhões referente principalmente a empréstimo e

financiamento e em razão de aumento da nossa despesa com juros denominada em reais, que seria refletida na nossa demonstração do resultado. Em 2004, desvalorização hipotética de 20% do real acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R\$453 milhões, refletindo o aumento de custo em reais do serviço da dívida denominada em moeda estrangeira e o aumento do poder de compra relativo a Itaipu. Esta análise de sensibilidade pressupõe concomitante flutuação desfavorável de 20% em cada uma das taxas de câmbio que afetam as moedas estrangeiras em que nossa dívida, a despesa correlata de juros e as despesas relacionadas à compra de energia de Itaipu encontram-se denominadas. Esta análise de sensibilidade também pressupõe que a flutuação desfavorável da taxa de câmbio que afeta a compra de energia de Itaipu afetaria os pagamentos anuais em moeda corrente porém não afetaria a despesa registrada na demonstração do resultado, uma vez que a despesa cambial adicional seria registrada como ativo diferido regulatório.

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2003, tínhamos R\$3.991 milhões em empréstimos e financiamentos em aberto, dos quais aproximadamente R\$2.892 milhões portavam juros a taxas flutuantes. Deste montante de R\$2.982 milhões, R\$2.280 milhões estão sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação determinados pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M, e R\$1.009 milhões estão sujeitos à LIBOR. Além da dívida de taxa flutuante acima descrita, também possuíamos ativos, líquidos de outros passivos, em 31 de dezembro de 2003, que portavam juros a taxas flutuantes no valor de R\$3.584 milhões. Esses ativos compreendiam, principalmente, nossa conta a receber do Governo Estadual e ativos diferidos regulatórios, parcialmente compensados pelas obrigações do MAE, com incidência de juros a taxas atreladas ao IGP-DI e SELIC, respectivamente. O Governo Estadual vem historicamente inadimplindo estes pagamentos. Veja “Fatores de Risco – Riscos Relacionados a CEMIG”. Vide Notas Explicativas 3, 4 e 8 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As tabelas a seguir fornecem informações resumidas atinentes à nossa exposição ao risco de taxa de juros e de taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2003:

	Total da Carteira de Endividamento	
	Milhões de R\$	%
Dívida de taxa flutuante:		
Denominada em reais.....	2.280	57
Denominada em moeda estrangeira	702	18
	<u>2.982</u>	<u>75</u>
Dívida de taxa fixa:		
Denominada em moeda estrangeira	1.009	25
Total	<u>3.991</u>	<u>100</u>

	Total da Carteira de Endividamento Taxa Flutuante (Milhões de R\$)	
Ativo:		
Caixa e equivalentes a caixa.....	<u>312</u>	
Investimento restrito.....	91	
Conta a receber do Governo Estadual	891	
Ativos regulatórios diferidos.....	<u>2.702</u>	
Total	<u>3.996</u>	
Passivo:		
Conta a pagar a fornecedores – pagamento a gerados por energia adquirida no MAE.....	(412)	
Divida atrelada a Taxa de Juros Flutuante	<u>(2.982)</u>	
Derivativos (1)	<u>(583)</u>	
Total do passivo	<u>(412)</u>	
Total	<u>3.584</u>	

(1) Swaps para reduzir nossa exposição a taxa de juros estabelecidas em alguns contratos de financiamento de uma taxa com base na variação do US\$/Real para uma taxa de juros estabelecida com base no CDI (Certificado de Depósito Bancário).

As tabelas abaixo fornecem informações, em 31 de dezembro de 2003, sobre nossas obrigações da dívida que são sensíveis a 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 2003.

Obrigação da Dívida	Data de Vencimento Prevista (Valores expressos em milhões de R\$)							Total Longo Prazo
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011 e seg.	
Dívida denominada em moeda estrangeira:								
Taxa fixa.....	132	21	14	13	13	13	92	298
Taxa flutuante.....	131	94	58	24	11	7	44	369
Dívida denominada em reais:								
Taxa flutuante.....	<u>679</u>	<u>605</u>	<u>187</u>	<u>56</u>	<u>17</u>	<u>17</u>	<u>103</u>	<u>1.664</u>
Total.....	<u>942</u>	<u>720</u>	<u>259</u>	<u>93</u>	<u>41</u>	<u>37</u>	<u>239</u>	<u>2.331</u>

Obrigação da Dívida	Taxa de Juros Média Anual Esperada (%)							2011 e seg.
	2005	2006	2007	2008	2009	2010		
Dívida denominada em moeda estrangeira:								
Taxa fixa.....	6,53	7,11	7,11	7,14	7,20	7,27	7,40	
Taxa flutuante.....	4,12	3,88	3,32	2,55	2,09	2,02	2,02	
Dívida denominada em reais:								
Taxa fixa.....								
Taxa flutuante (excluindo índices de inflação).....	10,85	10,27	7,56	6,65	6,52	6,60	2,53	
Taxa flutuante (incluindo índices esperados de inflação).....	15,85	15,27	12,56	11,65	11,52	11,60	7,53	

Item 12. Descrição de Valores Mobiliários que não Ações

Não Aplicável.

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora

O empréstimo Infovias de MBK Furukawa Sistemas S.A./Unibanco, no valor principal total de R\$81 milhões em 31 de dezembro de 2003, dos quais R\$62 milhões estão classificados como passivo de longo prazo nas nossas demonstrações financeiras consolidadas, contém certos compromissos financeiros que, na hipótese de descumprimento, poderão fazer com que o valor devido por força do contrato vença imediatamente. Esses compromissos estão fundados nas demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. A Infovias obteve *waiver* dos credores que são partes do aludido contrato. O *waiver* afirma que tais credores não exercerão seus direitos de exigir pagamento antecipado ou imediato do valor total devido até o final de

2004. O aludido empréstimo está classificado como passivo circulante e de longo prazo de acordo com os termos originais do respectivo contrato, em consonância com o *wavier* obtido.

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

Não aplicável.

Item 15. Controles e Procedimentos

AVALIAÇÃO DE CONTROLES E PROCEDIMENTOS DE DIVULGAÇÃO

As conclusões do nosso Vice-Presidente Executivo e do Diretor de Finanças, Participações e Relações com Investidores sobre a eficácia de nossos controles e procedimentos de divulgação, com base na avaliação por parte deles desses controles e procedimentos em 31 de dezembro de 2003, são as seguintes:

Nossos controles e procedimentos de divulgação destinam-se a assegurar que as informações que devam ser divulgadas por nós sejam registradas, processadas, resumidas e reportadas dentro dos prazos prescritos. Nossos controles e procedimentos de divulgação incluem controles e procedimentos destinados a assegurar que as informações que devam ser divulgadas sejam compiladas e comunicadas à nossa administração, inclusive ao nosso Vice-Presidente Executivo e Diretor de Finanças, Participações e Relações com Investidores, conforme apropriado para permitir decisões em tempo hábil acerca da divulgação necessária. Com base em suas avaliações de nossos controles e procedimentos de divulgação, os nossos Vice-Presidente Executivo Diretor de Finanças, Participações e Relações com Investidores concluíram que os controles e procedimentos de divulgação vêm funcionando de maneira efetiva e que as demonstrações financeiras consolidadas apresentam de maneira adequada nossa situação financeira consolidada e os resultados das nossas operações com relação aos períodos apresentados.

ALTERAÇÕES DOS CONTROLES INTERNOS

Não houve nenhuma alteração em nossos controles internos da prestação de informações financeiras durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003 que tenha afetado de maneira relevante, ou que tenha probabilidade de afetar de maneira relevante nossos controles internos da prestação de informações financeiras.

Item 16A. Perito Financeiro do Comitê Fiscal

Uma vez que ainda não estabelecemos um comitê fiscal, nosso Conselho de Administração atualmente desempenha as funções de um comitê fiscal. Nosso Conselho de Administração está mantendo entendimentos a respeito do estabelecimento de um comitê fiscal, que deverá estar em funcionamento até 31 de julho de 2005. Nosso Conselho de Administração ainda não determinou se qualquer de seus membros se qualificam para atuar como perito financeiro do comitê fiscal, porém está atualmente discutindo a escolha de um perito financeiro do comitê fiscal.

Item 16B. Código de Ética

Adotamos um código de ética, conforme definido no Item 16B do Formulário 20-F ao amparo do *Securities Exchange Act* de 1934 e alterações posteriores. Nosso código de ética aplica-se ao nosso Diretor Presidente, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores e às pessoas que desempenham funções similares bem como aos nossos conselheiros e demais diretores e empregados. Nosso código de ética encontra-se aqui apenso como Anexo 11. Se alterarmos as disposições do nosso código de ética que se aplicam ao nosso Diretor Presidente, Diretor Financeiro e às pessoas que desempenham funções similares, ou se procedermos a qualquer dispensa de tais disposições, divulgaremos tal alteração ou dispensa em nosso site na internet no www.cemig.com.br.

Item 16C. Honorários e Serviços dos Auditores Principais

Honorários de Auditoria e de Outra Natureza

A tabela a seguir resume os honorários totais faturados à nossa empresa por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes nos exercícios sociais encerrados de 31 de dezembro de 2002 e 2003:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2003	2002
	(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	R\$ 416	R\$ 514
Honorários por assessoria fiscal	14	16
Total de honorários	R\$ 430	R\$530

Honorários de Auditoria. Os honorários de auditoria contidos na tabela acima são os honorários totais faturados por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes em função da auditoria de nossas demonstrações financeiras anuais, preparadas de acordo com princípios de contabilidade adotados no Brasil e nos Estados Unidos, e do exame das nossas demonstrações financeiras legais trimestrais.

Honorários por Assessoria Fiscal. Os honorários fiscais são honorários por serviços profissionais faturados por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes por serviços de adequação fiscal.

Políticas e Procedimentos de Pré-Aprovação do Comitê de Auditoria

Nosso Conselho de Administração atualmente atua como nosso comitê fiscal para fins do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002. Adotamos políticas e procedimentos de pré-aprovação de acordo com os quais todos os serviços de auditoria e de outra natureza prestados por nossos auditores externos deverão ser pré-aprovados pelo Conselho de Administração. Quaisquer propostas de serviço submetidas por auditores externos devem ser discutidas e aprovadas pelo Conselho de Administração durante suas reuniões. Uma vez aprovada a proposta de serviço, formalizamos a contratação dos serviços. A aprovação de quaisquer serviços de auditoria e de outra natureza a serem prestados por nossos auditores externos encontra-se especificada nas atas do nosso Conselho de Administração.

Item 16D. Não aplicável.

Item 16E. Não aplicável.

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-67 do presente relatório anual.

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

- Relatório de Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes
- Balanços Patrimoniais Consolidados Auditados em 31 de dezembro de 2003 e 2002
- Demonstrações do Resultado e do Resultado Consolidado Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2003
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2003
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2003
- Notas Explicativas das Demonstrações Financeiras Consolidadas.

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 30 de abril de 2004.
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., na qualidade de depositário, e os detentores e titulares de ADSs evidenciadas por ADRs emitidas de acordo com seus termos (incorporado por referência ao Termo de Registro segundo o Formulário F-6 relativo às ADSs arquivado em 20 de agosto de 2001 (Registro nº 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 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F, arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 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 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
2.4	Primeiro Aditivo ao Contrato de Agenciamento Fiscal, datado de 11 de outubro de 2001, celebrado entre nossa empresa, The Chase Manhattan Bank, na qualidade de agente fiscal, agente de registro, agente de pagamento e agente de transferência, Chase Trust Bank, na qualidade de agente de pagamento principal e agente de transferência e Chase Manhattan Bank Luxembourg S.A., na qualidade de agente de pagamento e agente de transferência 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 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
3	Contrato, datado de 17 de junho de 2002, celebrado entre Infovias e CLIC, tendo por objeto as 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 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 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 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 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 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.4	Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 31 de maio de 1995, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.4 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F arquivado em 13 de agosto de 2001 (Registro nº 1-15224)).
4.5	Primeiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de fevereiro de 2001, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores

devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.5 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).

- 4.6 Segundo Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 14 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.6 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
- 4.7 Terceiro Aditivo ao Contrato para a Cessão da Conta CRC, datado de 24 de outubro de 2002, celebrado entre o Governo Estadual e nossa empresa, tendo por objeto valores devidos a nossa empresa pelo Governo Estadual (incorporado por referência ao Anexo 4.7 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
- 4.8 Instrumento Particular Cobrindo a Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datado de 4 de outubro de 2001, celebrado entre a Planner Corretora de Valores S.A. e nossa empresa, tendo por objeto a primeira emissão pública de debêntures ordinárias no valor de R\$625 milhões, divididas em duas séries da mesma classe, sem garantia ou preferência (incorporado por referência ao Anexo 4.8 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
- 4.9 Contrato de Financiamento mediante Extensão de Crédito nº 02.2.962.3.1, datado de 7 de fevereiro de 2003, celebrado entre o BNDES e a CEMIG e Terceiros Intervenientes (incorporado por referência ao Anexo 4.9 do nosso Relatório Anual segundo o Formulário 20-F arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
- 11 Código de Ética
- 12.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o art. 302 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 1 de julho de 2004.
- 12.2 Certificado do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores de acordo com o art. 302 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 1 de julho de 2004.
- 13.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o art. 906 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 1 de julho de 2004.
- 13.2 Certificado do Diretor Financeiro e de Relações com Investidores de acordo com o art. 906 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 1 de julho de 2004.

Omitimos da relação de anexos arquivados ou incorporados por referência no presente relatório anual certos instrumentos e contratos relativos à nossa dívida de longo prazo, tendo em vista que nenhum deles prevê garantias em valor total superior a 10% do total de nosso ativo. Comprometemo-nos, por este ato, a fornecer à Comissão cópias de quaisquer instrumentos ou contratos omitidos que a Comissão solicitar.

ASSINATURAS

A requerente por este ato certifica que atende a todas as exigências de arquivamento segundo o Formulário 20-F e que devidamente fez com que o presente relatório anual fosse firmado em seu nome pelo infra-assinado, devidamente autorizado para tanto.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

Por: /ass./: _____
Nome: Djalma Bastos de Moraes
Cargo: Diretor Presidente

Data: 1 de julho de 2004

ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS

Acesita	30
ACL	23
ACR.....	23
ADRs	3
ADSs	4
ALCOA	39
American Depositary Receipts	3
American Depositary Shares	3
ANA	46
ANEEL.....	3
APE	15
ASMAE.....	74
tarifa média.....	55
rede básica de transmissão.....	28
BNDES.....	75
Junta Comercial de Minas Gerais.....	3
Brasil	3
Lei das Sociedades Anônimas Brasileira.....	71
CBEE.....	60
Conta CCC	40
CCEE.....	11
CCPE.....	120
CEB	31
CEMIG	3
Banco Central	7
CGSE.....	A-4
CHESF	5
CLIC.....	42
CNPE.....	126
CODs.....	47
COFINS.....	58
mercado comercial.....	7
Companhia.....	3
CONAMA	44
Lei de Concessões	A-2
COPAM.....	45
COPASA.....	31
COS	47
CPMF	62
Conta CRC	8
Contrato da Conta CRC.....	9
Plano Cruzado	81
CVM.....	20
CVRD.....	30
DETEL/MG.....	77
DNAEE	12
Dólares	5
EITF 92-07	52
Eletrobrás	60
Eletronorte.....	74
Eletronuclear	76
Eletrosul	A-1
EPE.....	23
MRE	33
FASB.....	53
FEAM.....	43
Governo Federal.....	4
mercado flutuante.....	7
FNDCT.....	69
FORLUZ	81
consumidores livres.....	11
Furnas	35

Gasmig.....	28
GCE.....	123
PIB.....	A-2
retorno garantido.....	A-8
GW.....	3
GWh.....	3
IBAMA.....	44
IBGE.....	A-2
IGP-M.....	24
Infovias.....	16
contratos iniciais.....	11
IOF.....	106
IPHAN.....	43
PIEs.....	27
Itaipu.....	28
KW.....	3
KWh.....	3
LATIBEX.....	89
MAE.....	24
MGI.....	40
Minas Gerais.....	3
MMA.....	45
MME.....	9
MRE.....	33
MVA.....	34
MW.....	3
MWh.....	3
NYSE.....	21
ONS.....	28
OTC.....	88
Custos da Parcela A.....	24
PASEP.....	58
R\$.....	3
Reais.....	3
Regulamento do Anexo V.....	101
Real.....	3
Fundo RGR.....	65
RTE.....	A-4
Bolsa de Valores de São Paulo.....	3
SELIC.....	101
SEMAD.....	43
SFAS nº 71.....	52
SIESE.....	A-2
SISNAMA.....	46
Southern.....	10
dólares dos Estados Unidos.....	3
princípios contábeis norte-americanos.....	3
detentor norte-americano.....	102
Fundo UBP.....	A-9
dólares dos Estados Unidos.....	3
US\$.....	3
Usiminas.....	30
Vallourec & Mannesmann.....	30
WAY TV.....	16

Anexo A

O Setor Energético 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 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 96,6% da capacidade) são interligados por uma rede de transmissão de alta voltagem de 1.700 MW.

Os abundantes recursos hidrológicos do Brasil são administrados por meio de reservatórios de armazenamento. Estima-se que o Brasil apresente potencial de geração de energia hidrelétrica de 258.046 MW, dos quais apenas 26% foram desenvolvidos 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 do sistema elétrico interligado (com exclusão de sistemas não ligados e capacidades de auto produção) dividida em capacidade de geração hidrelétrica e termelétrica, de 1991 até 31 de março de 2004 em MW.

Ano	Hidrelétrica	Termelétrica
1991	45.808	3.789
1992	46.995	3.672
1993	47.834	3.514
1994	49.136	3.490
1995	50.582	3.490
1996	52.266	3.724
1997	53.664	3.730
1998	55.519	3.903
1999	57.724	4.135
2000	59.452	6.217
2001	61.044	7.096
2002	65.735	9.214
2003	66.321	9.226
2004 (até 31 de março de 2004)	66.869	9.672

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS

O Brasil apresenta capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 76,5 GW, da qual aproximadamente 87% é hidrelétrica. A capacidade instalada inclui metade da capacidade instalada de Itaipu - 12.600 MW - detida em partes iguais por Brasil e Paraguai. De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema - ONS, a capacidade instalada do Brasil deverá aumentar para aproximadamente 88 GW até 2008, da qual 14% deverá ser termelétrica e 86% hidrelétrica. Há aproximadamente 73.000 quilômetros de redes de transmissão com voltagens iguais ou superiores a 230 kV no Brasil.

Aproximadamente 35% da capacidade de geração instalada e 64% das redes de transmissão de alta voltagem do Brasil são operadas pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, empresa detida pelo governo federal brasileiro, ou Governo Federal. A Eletrobrás tem historicamente sido responsável pela implementação da política elétrica e de programas de preservação e gerenciamento ambiental. Controla cinco subsidiárias responsáveis pela geração, transmissão e distribuição de energia no norte, nordeste e sudeste do Brasil: Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., ou Eletronorte; Companhia Hidroelétrica do São Francisco, ou CHESF; Furnas Centrais Elétricas S.A., ou FURNAS; Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE e Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - Eletrosul. Contudo, em consequência da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, essas empresas federais têm modificado seus papéis, passando de concessionárias de desenvolvimento regional a empresas de geração e/ou transmissão que atuam num mercado competitivo. A Eletrobrás controla também a Eletrobrás Termonuclear S.A., ou Eletronuclear, constituída subseqüentemente à cisão parcial de Furnas. As redes de transmissão de alta voltagem restantes são detidas por empresas elétricas estatais. A distribuição é efetuada por aproximadamente 60 concessionárias estaduais ou municipais, em sua maioria privatizadas recentemente pelo Governo Federal ou por governos estaduais.

Oferta e Procura de Energia

Entre 1986 e 2003, o consumo de energia no Brasil cresceu aproximadamente 3,5% ao ano (de 166,7 GWh para 300,6 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 4,3% ao ano (de 25.900 milhares a 53.058 milhares) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 4,0% ao ano (de 43.264 MW para 83.807 MW). A tabela a seguir apresenta o crescimento do consumo de energia, população e taxa de crescimento do produto interno bruto, ou PIB, do Brasil, entre 1986 e 31 de dezembro de 2003.

Ano	Consumo de Eletricidade (em GWh)	Consumo de Eletricidade (% de Crescimento)	Crescimento do PIB (%)	População (em milhões)
1986	166,7	10,6	7,5	137,7
1987	181,3	7,4	3,5	140,3
1988	191,8	5,8	(0,1)	142,8
1989	200,5	4,5	3,2	145,2
1990	204,4	2,0	(4,3)	147,6
1991	213,5	4,4	1,0	149,9
1992	217,4	1,8	(0,5)	152,2
1993	226,2	4,0	4,9	154,5
1994	231,6	2,4	5,9	156,8
1995	248,7	7,4	4,2	159,0
1996	259,3	4,3	2,7	161,2
1997	276,8	6,7	3,3	163,4
1998	287,5	3,9	0,1	165,7
1999	292,7	1,8	0,8	167,9
2000	307,5	5,1	4,4	170,1
2001	283,3	(7,9)	1,3	172,4
2002	290,5	2,5	1,9	174,6
2003	300,6	3,5	(0,2)	176,9 ⁽¹⁾

Fontes: *Sistema de Informações Empresariais do Setor de Energia Elétrica* ou SIESE; *Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística* ou IBGE e MME.

(1) Previsão do IBGE

Entre 1986 e o final de 2003, 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 5,6% ao ano entre 1970 e 2003. De acordo com o planejamento operacional de 2004 do ONS, a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir uma média de 5,1% ao ano no próximo período de 5 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)					Média do Brasil
	Norte Isolada	Norte Integrada	Nordeste Integrada	Sudeste/Centro- Oeste Integrada	Sul Integrada	
2004 – 2008		9,8%	6,1%	4,3%	4,9%	5,1%

Fonte: ONS, Planejamento Operacional de 2004, revisão 1

A tabela a seguir fornece informações relativas à probabilidade de racionamento de energia nas Regiões Sul, Sudeste/Centro Oeste, Norte e Nordeste nos próximos anos:

Região	Probabilidade de Racionamento de Energia				
	2004	2005	2006	2007	2008
Sul	0,0	0,3	9,3	7,8	3,5
Sudeste/Centro Oeste	0,0	0,3	0,9	1,2	2,6
Norte	0,0	0,4	5,5	12,4	8,8
Nordeste	0,0	0,0	2,6	5,3	8,2

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS, Planejamento Operacional Mensal, junho/2004

Os números referentes a racionamento de energia pressupõem a ocorrência de acréscimos de capacidade significativa previstos no mais recente plano de 10 anos da Eletrobrás.

Histórico

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, permissões ou autorizações. Historicamente, o setor energético brasileiro tem sido dominado por concessionárias de geração, transmissão e distribuição controladas pelos Governos Federal e Estaduais. Nos últimos anos, o Governo Federal tomou diversas medidas para remodelar o setor energético. De modo geral, essas medidas visavam ao crescimento do papel do investimento privado e à eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, aumentando desta forma a concorrência no setor energético.

Em particular, o Governo Federal tomou as seguintes medidas:

- Em 1990, o Governo Federal criou o Programa Nacional de Privatização visando à transferência para o setor privado de certas empresas controladas por ele, inclusive empresas do setor energético.
- A Constituição brasileira foi emendada em 1995 para autorizar investimento estrangeiro no setor de geração de energia. Antes desta emenda, todas as concessões de geração eram detidas por pessoas físicas brasileiras ou pessoas jurídicas controladas por pessoas físicas brasileiras ou pelos Governos Federal ou Estaduais.
- O Governo Federal promulgou a Lei nº 8.987 de 13 de fevereiro de 1995, ou a Lei de Concessões e a Lei nº 9.074 em 7 de julho de 1995, ou a Lei de Concessões de Energia, as quais, em conjunto, (i) exigiram que todas as concessões para fornecimento de energia relacionadas a serviços fossem outorgadas por meio de processo licitatório, (ii) permitiram gradualmente que certos consumidores de eletricidade com demanda significativa, designados Consumidores Livres, comprassem eletricidade diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização, (iii) previram a criação de empresas de geração, ou Produtores Independentes de Energia Elétrica, que, por meio de concessão, permissão, ou autorização, poderiam gerar e vender, no todo ou em parte, sua eletricidade a consumidores livres, concessionárias de distribuição e agentes comercializadores, dentre outros, (iv) concederam aos Consumidores Livres e aos fornecedores de eletricidade pleno acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão e (v) eliminaram a necessidade de concessão para a construção e operação de projetos de energia com capacidade de 1 MW a 30 MW, ou Pequenas Centrais Hidrelétricas.
- A partir de 1995, uma parcela das participações de controle detidas pela Eletrobrás e por vários Estados em empresas de geração e distribuição foram vendidas a investidores privados. Ao mesmo tempo, certos governos estaduais também venderam suas participações em companhias de distribuição de porte. Enquanto a maioria das empresas de distribuição foram privatizadas, a maioria da capacidade de geração ainda é controlada pela Eletrobrás, por meio das suas subsidiárias Chesf, Eletronorte e Furnas.
- Em 1998, o Governo Federal promulgou a Lei nº 9.648, ou Lei do Setor Energético, para reformar a estrutura básico do setor de eletricidade. A Lei do Setor Energético previa o quanto segue:
 - o estabelecimento de órgão auto-regulado responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo, ou Mercado Atacadista de Energia, o qual substituiu o sistema anterior de preços de geração regulados e contratos de fornecimento;

- exigência de que as companhias de distribuição e geração celebrassem contratos de fornecimento de energia iniciais, ou Contratos Iniciais, geralmente compromissos de "take or pay", a preços e volumes aprovados pela ANEEL. A principal finalidade dos Contratos Iniciais era assegurar às companhias de distribuição acesso a fornecimento de energia estável a preços que garantissem taxa fixa de retorno às companhias de geração de eletricidade durante o período de transição levando ao estabelecimento de um mercado de energia livre e competitivo;
 - criação do Operador Nacional do Sistema, ou ONS, entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema elétrico interligado; e
 - estabelecimento de processos licitatórios para concessões que visam à construção e operação de usinas de energia e de instalações de transmissão.
- Em 2001, o Brasil enfrentou uma séria crise de energia que durou até o final do primeiro trimestre de 2002. Em decorrência deste fato, o Governo Federal implementou medidas que incluíam:
 - programa de racionamento do consumo de energia nas regiões mais prejudicadas, a saber, regiões sudeste, centro-oeste e nordeste do Brasil;
 - a criação da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ou GCE, a qual aprovou uma série de medidas de emergência que previam a redução das metas de consumo de energia para consumidores residenciais, comerciais e industriais nas regiões afetadas mediante a introdução de regimes tarifários especiais que encorajavam a redução do consumo de energia.
 - Em março de 2002, a GCE suspendeu as medidas de emergência e o racionamento de energia em decorrência de aumento de grande monta do fornecimento (em função de um aumento significativo dos níveis dos reservatórios) e de uma redução moderada da demanda e, por conseguinte, o Governo Federal editou novas medidas em abril de 2002 que, entre outras disposições, estipulavam o reajuste tarifário extraordinário, ou RTE, para compensar os prejuízos financeiros incorridos pelos fornecedores de energia em decorrência do racionamento compulsório de energia. Para obter informações adicionais acerca do racionamento, vide "Racionamento e Aumentos de Tarifa Extraordinários".
 - Em 17 de dezembro de 2002, com a promulgação da Lei 10.604, o Governo Federal concedeu subsídio a companhias de distribuição para que contribuíssem com a moderação das tarifas cobradas de consumidores de baixa renda.
 - Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei nº 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor, em um esforço para reestruturar o setor energético com o objetivo último de propiciar aos consumidores garantia de suprimentos de energia combinada com tarifas baixas. Para obter informações adicionais acerca da Lei do Novo Modelo do Setor, vide "- Lei do Novo Modelo do Setor".

Racionamento e Aumentos de Tarifa Extraordinários

A ocorrência de chuvas abaixo da média nos anos anteriores a 2001 resultaram em níveis dos reservatórios baixos bem como em capacidade hidrelétrica baixa nas regiões sudeste, centro-oeste e nordeste. As tentativas para compensar a dependência de usinas hidrelétricas com usinas de geração térmica movidas a gás foram postergadas em função de questões regulatórias e de outra natureza. Em resposta à escassez de energia, em 15 de maio de 2001, o Governo Federal criou a GCE para regular e administrar o programa de redução de consumo de energia a fim de evitar a interrupção no fornecimento de energia elétrica. Este programa, conhecido como Programa de Racionamento, estabeleceu limites para o consumo de energia aos consumidores industriais, comerciais e residenciais, que variavam de redução de 15% a 25% do consumo de energia, e durou de junho de 2001 a fevereiro de 2002.

Em decorrência do encerramento das medidas de racionamento, o Governo Federal, por meio do Decreto nº 4.261 de 6 de junho de 2002, extinguiu a GCE e criou a Câmara de Gestão do Setor Elétrico, ou CGSE, para substituir a GCE como coordenadora das medidas de revitalização do setor elétrico e para dar suporte ao Governo Federal no que respeita a questões correlatas.

A Lei nº 10.438 de 26 de abril de 2002 autorizou o Acordo Geral do Setor Elétrico, o qual destinava-se a solucionar questões relativas ao Plano de Racionamento de Energia prevendo compensação pelos prejuízos relacionados ao racionamento incorridos por empresas de geração e

distribuição no Brasil e restaurando o equilíbrio econômico dos contratos de concessão, os quais ficaram desequilibrados durante o período de racionamento.

Referida lei autorizou o reajuste tarifário extraordinário, ou RTE, aplicável aos consumidores finais que compensaria tanto as geradoras quanto as distribuidoras pelos prejuízos relacionados ao racionamento. As taxas aumentadas ficarão em vigor por um prazo médio de 72 meses a partir de janeiro de 2002. O RTE também cobre prejuízos financeiros decorrentes dos custos da Parcela A de janeiro de 2001 a outubro de 2001 bem como prejuízos de geradoras incorridos em decorrência do pagamento dos custos de energia livre acima do preço médio dos contratos iniciais. O percentual do RTE cobrado dos consumidores residenciais (com exclusão de consumidores de baixa renda), consumidores rurais, iluminação de vias públicas e consumidores industriais de alta tensão cujos custos relacionados à energia elétrica representam pelo menos 18% do custo de produção médio e cobrem outros critérios foi de 2,9% e o percentual do RTE cobrado de todos os demais consumidores foi de 7,9%, gerando uma média ponderada de aumento de 5,87%.

Nos termos da Lei 10.438, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, ou BNDES, criou um programa especial para financiar 90% dos valores passíveis de recebimento por meio do RTE. Os empréstimos serão amortizados ao longo do período de cobrança do aumento de tarifas.

Em abril de 2003, o Governo Federal, temendo que os aumentos de tarifas pudessem contribuir para inflação generalizada no Brasil, decidiu atrasar o aumento das tarifas a que as companhias de distribuição faziam jus nos termos das resoluções da ANEEL para recuperar a variação intra-anual dos custos não gerenciados denominados custos da Parcela A. Em 11 de novembro de 2003, com a promulgação da Lei 10.792, o Governo Federal implementou um programa emergencial destinado a compensar as companhias de distribuição pelos prejuízos incorridos em função da desconsideração da variação intra-anual da Parcela A por ocasião dos reajustes tarifários anuais que ocorreram de abril de 2003 a abril de 2004. Este programa garantia às pertinentes empresas empréstimo do BNDES sob condições especiais.

Concessões

As companhias ou consórcios que pretenderem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição de energia elétrica no Brasil deverão solicitar a outorga de concessão, permissão ou autorização, conforme o caso, ao MME ou à ANEEL, na posição de Poder Concedente, por delegação do MME. As concessões conferem direitos para gerar, transmitir ou distribuir energia elétrica na respectiva área de concessão durante um período determinado. Tal período tem geralmente a duração de 35 anos para novas concessões de geração e de 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. A renovação de uma concessão existente se dá conforme a discricionariedade do Poder Concedente.

A Lei de Concessões estabelece, dentre outros, as condições que a concessionária deverá cumprir enquanto prestadora de serviços de energia elétrica, os direitos dos consumidores de energia elétrica, e as obrigações da concessionária e do Poder Concedente. Ademais, a concessionária deverá cumprir com a regulação vigente do setor elétrico. As principais cláusulas da Lei de Concessões estão resumidamente descritas, conforme segue:

. Serviço adequado. A concessionária deve prestar serviços adequados a fim de satisfazer, dentre outros, a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e acesso ao serviço.

. Servidões. O Poder Concedente pode declarar de necessidade ou utilidade pública para fins de instituição de servidão administrativa, os bens necessários à execução de serviço ou obra pública, promovendo tal declaração diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária, sendo desta, no caso, a responsabilidade pelas indenizações cabíveis.

. Responsabilidade Objetiva. A concessionária é responsável direta por todos os danos causados aos consumidores, a terceiros ou ao Poder Concedente, que sejam resultantes da prestação de seus serviços.

. Mudanças no controle societário. O Poder Concedente deverá aprovar qualquer mudança direta ou indireta no controle societário da concessionária.

. Intervenção do Poder Concedente. O Poder Concedente poderá intervir na concessão, por meio de um decreto presidencial, com o fim de assegurar a adequação na prestação do serviço, bem como o fiel cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes, caso a concessionária falhe com suas obrigações. No prazo de 30 dias após a data do decreto, um representante do Poder Concedente deverá iniciar um procedimento administrativo no qual à concessionária é assegurado

direito de ampla defesa. Durante o prazo do procedimento administrativo, um interventor indicado por decreto do Poder Concedente ficará responsável pela prestação dos serviços objeto da concessão. Caso o procedimento administrativo não se conclua em 180 dias após a entrada em vigor do decreto, cessa-se a intervenção e a concessão retorna à concessionária. A administração da concessão também retornará à concessionária, caso o interventor decida pela não extinção da concessão e o seu termo contratual ainda estiver válido.

. Extinção. A extinção do contrato de concessão poderá ser determinada por meio de encampação e/ou caducidade. Encampação é a retomada do serviço pelo Poder Concedente durante o prazo da concessão, por razões relativas ao interesse público que deverão ser expressamente declaradas por lei autorizativa específica. Após a encampação, a concessionária tem direito a receber uma indenização, que poderá ou não compensar adequadamente os seus investimentos em bens reversíveis, que ainda não tenham sido amortizados ou depreciados ao tempo da encampação. A caducidade deverá ser declarada pelo Poder Concedente após a ANEEL ou o MME terem expedido uma ato normativo indicando a falha da concessionária em cumprir adequadamente com suas obrigações estipuladas no contrato de concessão. A concessionária tem o direito à ampla defesa no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão e poderá recorrer judicialmente contra tal ato. A concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados nos bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados, descontando-se o valor das multas contratuais e dos danos por ela causados.

. Advento do termo contratual. Quando do advento do termo contratual, todos os bens, direitos e privilégios transferidos à concessionária que sejam materialmente relativos à prestação dos serviços de energia elétrica, serão revertidos ao Poder Concedente. Após o advento do termo contratual, a concessionária tem o direito de ser indenizada pelos investimentos realizados em bens reversíveis que não tenham sido completamente amortizados ou depreciados.

Penalidades

A Resolução 63 da ANEEL, emitida em 13 de maio de 2004 (a qual revogou a Resolução 318) rege a imposição de sanções aos operadores do setor elétrico, define as condutas que configuram violação da lei e classifica as pertinentes penalidades com base na natureza e gravidade da violação (inclusive advertências, multas, suspensão temporária do direito de participar de processos licitatórios para novas concessões, licenças ou autorizações e caducidade). Para cada violação, as multas podem ser de até dois por cento do valor faturado pelas concessionárias no período de 12 meses que anteceder qualquer auto de infração. Algumas infrações que podem resultar em multas referem-se à omissão do operador em solicitar aprovação da ANEEL no caso de:

- Celebração de contratos com partes ligadas nos casos previstos em regulamento;
- Venda ou cessão dos ativos relacionados aos serviços prestados bem como imposição de quaisquer ônus (inclusive qualquer garantia real, fidejussória, título, penhor e hipoteca) sobre eles ou quaisquer outros ativos relacionados à concessão ou às receitas dos serviços elétricos;
- Alterações na participação de controle do detentor da autorização ou concessão.

Produtor Independente de Energia

Produtor Independente de Energia, ou PIE, é uma pessoa jurídica ou consórcio a quem é outorgada autorização ou concessão para gerar energia elétrica por sua própria conta e risco.

O PIE pode vender energia para (i) companhias de distribuição por meio de leilões públicos realizados pela ANEEL ou pela CCEE quando da rescisão dos contratos existentes, (ii) consumidores com demanda de pelo menos 3 MW fornecida a tensão igual ou superior a 69kV, (iii) novos consumidores com demanda de pelo menos 3 MW fornecida a qualquer voltagem, (iv) consumidores que façam parte de complexo industrial ou comercial ao qual o PIE também fornece vapor ou algum outro derivado resultante do processo de co-geração, (v) qualquer grupo de consumidores sujeito a contrato com a concessionária de distribuição local e (vi) qualquer consumidor ao qual a concessionária de distribuição local seja incapaz de fornecer energia antes de 180 dias a contar do pedido inicial.

Consumidores Livres

A Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, conforme alterada pelas Leis nº 9.648/98 e 10.848/04, parcialmente aboliu a exclusividade de fornecimento de eletricidade que as concessionárias de distribuição gozavam anteriormente em suas áreas de concessão. Os consumidores que se qualificam como Consumidores Livres podem escolher seu fornecimento de energia entre geradoras e comercializadores de eletricidade. Atualmente, tais consumidores são aqueles (i) ligados antes de julho

de 1995 com demanda igual ou superior a 3 MW, fornecida a tensão igual ou superior a 69 kV ou (ii) ligados após julho de 1995 com demanda igual ou superior a 3 MW, fornecida a qualquer tensão.

A Lei nº 10.848 impede as companhias de distribuição de vender energia a Consumidores Livres a preços negociados livremente. O fornecimento a Consumidores Livres deve ser efetuado apenas a tarifas reguladas. A fim de exercer a opção de ser um Consumidor Livre, o consumidor que observa os requisitos legais e não tenha prazo previamente avençado no contrato com a distribuidora local deve entregar aviso à concessionária, com antecedência não superior a 36 (trinta e seis) meses, a menos que a concessionária de distribuição, a seu critério, avence prazo mais curto. A Lei nº 10.848 excepcionalmente permite que, até 31 de dezembro de 2009, esses consumidores que pretendem se tornar auto-produtores de energia ou mesmo Produtores Independentes de Energia possam atuar desta forma mediante a entrega de aviso escrito ao fornecer, com antecedência de no mínimo 180 (cento e oitenta) dias. Ademais, aqueles que optam por ser Consumidores Livres apenas podem retornar ao status de consumidores cativos, ou seja, voltar a ficar sujeitos a tarifas reguladas, mediante a transmissão de comunicação com 5 anos de antecedência à empresa de distribuição local, a menos que esta empresa, a seu critério, concorde com prazo mais curto. Os Consumidores Livres podem ficar sujeitos a penalidades a serem fixadas por regulamentação futura no caso de deixarem de contratar a totalidade de sua demanda por meio de contratos bilaterais.

O Decreto Presidencial 4.413 e a Resolução 665 da ANEEL de outubro e novembro de 2002 fixam diretrizes para a separação dos contratos de fornecimento no atacado de consumidores de energia de porte cuja voltagem de fornecimento seja 2,3kV ou mais. Esta legislação determinou que os consumidores de energia de porte cindissem seus contratos de fornecimento atuais em três tipos: (i) contrato de fornecimento, (ii) contrato de conexão a rede de transmissão principal e de uso e (iii) contrato de conexão a rede de distribuição e de uso. Os prazos estabelecidos para cumprimento desta resolução são (i) 1º de julho de 2003, para os consumidores cuja demanda comprada seja superior a 3 MW, (ii) 1º de julho de 2004, para os consumidores cuja demanda comprada seja superior a 1 MW e (iii) 1º de julho de 2005, para todos os demais consumidores.

Autoridades Regulatórias Principais

Conselho Nacional de Política Energética

Em agosto de 1997, o Conselho Nacional de Política Energética, ou CNPE, foi criado para assessorar o presidente brasileiro no que respeita ao desenvolvimento e criação de uma política energética nacional. O CNPE é presidido pelo MME e a maioria dos seus membros são ministros do Governo Federal. O CNPE foi criado para otimizar o uso dos recursos energéticos do Brasil e para garantir o suprimento de energia ao país.

Ministério de Minas e Energia

O MME é o regulador principal do Governo Federal da indústria energética. Após a aprovação da Lei do Novo Modelo do Setor, o Governo Federal, agindo principalmente por meio do MME, assumirá certos deveres que estavam anteriormente sob a responsabilidade da ANEEL, inclusive a redação de diretrizes que regem a outorga de concessões e a emissão de diretrizes que regem o processo licitatório para concessões atinentes a serviços públicos e ativos públicos. A Lei nº 10.848 autorizou a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, ou CMSE, o qual atua sob a coordenação direta do MME. O CMSE é responsável pelo monitoramento permanente das condições de fornecimento do sistema e por indicar medidas a serem tomadas para correção de problemas estruturais.

ANEEL

O setor energético brasileiro é regulado pela ANEEL, agência regulatória federal independente. Após a promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor, a principal responsabilidade da ANEEL é regular e fiscalizar o setor energético em linha com a política baixada pelo MME e responder a questões que sejam delegadas a ele pelo Governo Federal e pelo MME. As atuais responsabilidades da ANEEL incluem, entre outras, (1) a administração de concessões das atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, inclusive a aprovação de tarifas de eletricidade, (2) a emissão de regulamentos para o setor elétrico, (3) a implementação e regulamentação da exploração de recursos energéticos, inclusive o uso de energia hidrelétrica, (4) a promoção de processo licitatório para as novas concessões, (5) a resolução de litígios administrativos entre empresas de geração de eletricidade e compradores de eletricidade e (g) a definição de critérios e metodologia para a determinação das tarifas de transmissão.

O ONS foi criado em 1998 como entidade privada sem fins lucrativos composta pelos Consumidores Livres e pelas concessionárias de energia que atuam no setor de geração, transmissão e distribuição de energia, além de outros agentes privados tais como importadores e exportadores. A Lei do Novo Modelo do Setor concedeu ao Governo Federal poder para indicar três diretores do ONS. O principal papel do ONS é coordenar e controlar as operações de geração e transmissão no sistema elétrico interligado, observada a regulamentação e supervisão da ANEEL. Os objetivos e principais responsabilidades do ONS incluem, entre outros: (1) planejamento operacional do setor de geração, (2) organização do uso do sistema elétrico interligado doméstico e das interconexões internacionais, (3) garantia de que todas as partes do setor tenham acesso à rede de transmissão de maneira não discricionária, (4) assessoria na expansão do sistema de energia, (5) propositura de planos ao MME para extensões da Rede Básica (proposta esta que será leva em conta no planejamento da expansão do sistema de transmissão) e (6) submissão das normas para operação do sistema de transmissão à aprovação da ANEEL. As geradoras deverão declarar sua disponibilidade ao ONS, o qual então tentará estabelecer um programa ótimo de despacho de energia.

A participação ativa do ONS como instrumento para garantir acesso às redes de transmissão deverá ocorrer por meio de relações contratuais estabelecidas entre o ONS, os proprietários da rede básica de transmissão e os usuários da rede de transmissão. Tais relações contratuais compreendem o quanto segue:

- o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão, contrato celebrado entre o ONS e concessionárias que regula os termos técnicos e financeiros para contratação de atividades de transmissão;
- o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão, contrato celebrado entre o ONS e os usuários da rede de transmissão que regula o uso da rede brasileira bem como os procedimentos de faturamento e pagamento;
- o Contrato de Constituição de Garantia, contrato que dá ao ONS acesso aos recursos disponíveis em contas bancárias designadas pelos usuários da rede de transmissão com a finalidade de fornecer recursos no caso de tais usuários deixarem de efetuar seus pagamentos mensais às concessionárias (conhecido como "CCG");
- o Contrato de Conexão à Rede Básica, contrato celebrado entre as concessionárias e os usuários da rede de transmissão que estabelece os termos técnicos exigidos para conectar-se à rede brasileira); e
- o Contrato de Compartilhamento de Instalações, contrato celebrado entre as concessionárias visando ao compartilhamento das instalações de rede brasileiras.

Mercado Atacadista de Energia e sua sucessora, a CCEE

A partir de 2002, o Mercado Atacadista de Energia tornou-se sujeito à autorização, supervisão e regulamentação da ANEEL. Os participantes do Mercado Atacadista de Energia incluem todas as empresas de geração de energia de porte, agentes de distribuição, importadores e exportadores de energia e demais entes autorizados pela ANEEL a comercializar energia elétrica, ou Comercializadores de Energia. As empresas de geração de pequeno porte também podem participar do Mercado Atacadista de Energia.

O Mercado Atacadista de Energia computa o preço à vista da energia com base em critérios publicados. O preço à vista da energia é atualmente determinado levando-se em conta, entre outros fatores: (1) o uso ótimo dos recursos de energia, (2) o equilíbrio entre fornecimento e demanda, (3) a carga dos agentes ligados ao Sistema Elétrico Interligado e (4) as necessidades de energia projetadas.

O Mercado Atacadista de Energia será extinto e suas atividades e ativos serão absorvidos pela nova Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ou CCEE no prazo de 90 dias a contar da publicação de decreto autorizando a transição, o qual será publicado no futuro próximo.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

A Lei nº 10.847 autorizou a criação da Empresa de Pesquisa Energética, ou EPE, empresa estatal responsável pela condução de pesquisa estratégica sobre o setor energético, inclusive, entre outros, energia elétrica, petróleo, gás, carvão e fontes de energia renováveis. A EPE ficará responsável (i) pelo estudo de projeções da matriz energética brasileira, (ii) pela preparação e publicação do balanço

nacional de energia, (ii) pela identificação e quantificação das fontes de energia e (iv) pela obtenção das licenças ambientais necessárias para as novas concessionárias de geração.

Limitações de Propriedade

Em 2000, a ANEEL estabeleceu novos limites sobre a concentração de certos serviços e atividades no setor energético. Nos termos desses limites, com exceção das empresas que participam do Programa Nacional de Privatização (as quais precisam apenas atender a tais limites após sua reestruturação societária final estar concluída), nenhuma companhia de energia (inclusive suas empresas de controle e empresas controladas) poderá (1) 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, exceto se este percentual corresponder à capacidade instalada de uma única usina de geração, (2) deter mais de 20% do mercado de distribuição do Brasil, 25% do mercado de distribuição do Sul/Sudeste/Centro-Oeste ou 35% do mercado de distribuição do Norte/Nordeste, exceto na hipótese de aumento na distribuição de eletricidade que supere as taxas de crescimento nacional ou regional ou (3) deter mais de 20% do mercado de comercialização do Brasil com consumidores finais, 20% do mercado de comercialização do Brasil com consumidores não finais ou 25% da soma dos percentuais acima.

Incentivos para Fontes Alternativas de Energia

Em 2000, decreto federal criou o Programa Prioritário de Termelétricidade, ou PPT, com vistas a diversificar a matriz energética brasileira e diminuir sua forte dependência de usinas hidrelétricas. Os benefícios concedidos a usinas termelétricas nos termos do PPT incluem (1) fornecimento de gás garantido por 20 anos, (2) garantia da aplicação do valor normativo por empresas de distribuição que comprem sua eletricidade por 20 anos, de acordo com regulamentação da ANEEL, assegurando desta forma que os custos relacionados à aquisição da eletricidade produzida pelas usinas termelétricas sejam transferidos a tarifas e (3) acesso garantido a um programa de financiamento especial do BNDES para o setor energético.

Em 2002, foi instituído o Proinfa pelo Governo Federal para criar certos incentivos ao desenvolvimento de fontes de energia alternativas, tais como projetos de energia eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas e projetos de biomassa. Nos termos do Proinfa, a Eletrobrás comprará a energia gerada por essas fontes alternativas pelo prazo de 20 anos. Nesta sua fase inicial, o Proinfa está limitado a uma capacidade contratada total de 3.300 MW. Os Projetos que buscam se qualificar para auferir os benefícios oferecidos pelo Proinfa deverão estar totalmente operacionais até 31 de dezembro de 2006.

Encargos Regulatórios

Em certas circunstâncias, as empresas de energia são indenizadas por ativos utilizados no que respeita a concessão se a concessão for por fim revogada ou não for renovada. Em 1971, o Congresso Nacional criou a Reserva Global de Reversão, ou RGR, destinada a prover recursos para esta indenização. Em fevereiro de 1999, a ANEEL revisou a imposição de taxa exigindo que todas as distribuidoras e certas geradoras que operam sob regimes de serviço público efetuem contribuições mensais à RGR a uma taxa anual igual a 2,5% dos ativos fixos da empresa em serviço, mas não superior a 3,0% das receitas operacionais totais em qualquer ano. Nos anos recentes a RGR foi utilizada principalmente para financiar projetos de geração e distribuição. A RGR está programada para ser extinta até 2010, e a ANEEL é obrigada a revisar a tarifa de sorte que o consumidor receba algum benefício em função da extinção da RGR.

O Governo Federal impôs taxa aos Produtores Independentes de Energia que fazem uso de recursos hidrológicos, ressalvadas as Pequenas Centrais Hidrelétricas e as geradoras sob regime de serviços públicos, similar à taxa cobrada de empresas do setor público no que tange à RGR. Os Produtores Independentes de Energia são obrigados a efetuar contribuições ao Fundo de Uso de Bem Público, ou Fundo UBP de acordo com as normas do processo licitatório correspondente para a outorga de concessões. A Eletrobrás recebeu os pagamentos do Fundo UBP até 31 de dezembro de 2002. Todos os pagamentos ao Fundo UBP desde 31 de dezembro de 2002 são efetuados diretamente ao Governo Federal.

As empresas de distribuição deverão efetuar contribuições à Conta de Consumo de Combustível, ou CCC. A CCC foi criada em 1973 para gerar reservas financeiras para cobrir a elevação de custos associada ao maior uso das usinas termelétricas, na hipótese de estiagem, em função do fato de os custos operacionais marginais das usinas termelétricas serem superiores aos das usinas hidrelétricas. Cada empresa de energia é obrigada a efetuar contribuição anual à CCC. As contribuições anuais são calculadas com base em estimativas do custo do combustível necessário pelas

usinas termelétricas no ano seguinte. A CCC, por sua vez, reembolsa as empresas de energia por parcela substancial dos custos de combustível de suas usinas termelétricas. A CCC é administrada pela Eletrobrás.

Em fevereiro de 1998, o Governo Federal previu a extinção da CCC. Os subsídios decorrentes da CCC serão extintos durante prazo de três anos com início em 2003 com relação a usinas termelétricas construídas antes de fevereiro de 1998 e que pertençam atualmente ao Sistema Elétrico Interligado. As usinas termelétricas construídas após esta data não terão o direito a subsídios da CCC. Em abril de 2002, o Governo Federal estabeleceu que os subsídios da CCC não continuariam a ser pagos às usinas termelétricas localizadas em sistemas isoladas por um prazo de 20 anos a fim de promover a geração de energia nessas regiões.

Com exceção das Pequenas Centrais Hidrelétricas, todas as concessionárias hidrelétricas no Brasil deverão pagar taxas aos estados e municípios brasileiros em função do uso de recursos hidrológicos. Esses valores tomam por base o volume de energia gerado por cada concessionária e são pagos aos estados e municípios em que a usina ou o reservatório da usina estiver localizado.

Em 2002, o Governo Federal instituiu a Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, que é provida de recursos por meio de pagamentos anuais efetuados pelas concessionárias pelo uso de ativos públicos, penalidades e multas impostas pela ANEEL e, desde 2003, taxas anuais a serem pagas por agentes que oferecem energia a consumidores finais por meio de encargo a ser acrescido às tarifas em função do uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Essas taxas são ajustadas anualmente. A CDE foi criada para dar suporte (1) ao desenvolvimento da produção de energia em todo o país, (2) à produção de energia por fontes alternativas de energia e (3) à universalização dos serviços de energia em todo o Brasil. A CDE ficará em vigor pelo prazo de 25 anos e será administrada pela Eletrobrás.

A Lei do Novo Modelo do Setor estabelece que a omissão em efetuar contribuição à RGR, ao Proinfra, à CDE, à CCC ou a omissão em efetuar pagamentos devidos em virtude da compra de energia no mercado regulado ou da Itaipu impedirá a parte inadimplente de receber reajuste tarifário (ressalvada a revisão extraordinária) ou de receber recursos decorrentes da RGR, CDE ou CCC.

Mecanismo de Realocação de Energia

Nos termos do Mercado Atacadista de Energia, a proteção contra riscos hidrológicos para hidrogeradores despachados centralizadamente é fornecida por meio do Mecanismo de Realocação de Energia ou MRE, o qual tenta mitigar os riscos envolvidos na geração de energia hidrológica determinando que os hidrogeradores compartilhem os riscos hidrológicos do Sistema Elétrico Interligado. De acordo com a legislação brasileira, a receita decorrente da venda de energia por geradoras não depende da energia efetivamente gerada por elas, mas da Energia Assegurada em cada usina, o que é determinado pelo governo em cada contrato de concessão pertinente. Quaisquer desequilíbrios entre a energia efetivamente gerada e a Energia Assegurada são cobertos pelo MRE. A finalidade do MRE é mitigar os riscos hidrológicos, garantindo a todas as usinas participantes do MRE o recebimento de receita atinente à sua Energia Assegurada, independentemente do volume de energia gerado por elas. Em outras palavras, o MRE realocou a energia, transferindo a energia excedente daqueles cuja geração superou sua Energia Assegurada para aqueles que geraram menos do que sua Energia Assegurada.

Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão

A ANEEL fiscaliza as regulamentações de tarifas que regem o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão e estabelece tarifas para uso dos referidos sistemas. As tarifas são (i) tarifas de uso do sistema de distribuição, que são encargos em função do uso do sistema de distribuição local ou TUSD e (ii) tarifa de uso do sistema de transmissão ou TUST.

TUSD

A TUSD é paga por geradoras e pelos Consumidores Livres pelo uso do sistema de distribuição da concessionária de distribuição a que a geradora pertinente ou o Consumidor Livre está ligado e é revisada anualmente de acordo com o índice de inflação e os investimentos efetuados pelas distribuidoras no ano anterior para manutenção e expansão da rede. O valor a ser pago pelo usuário ligado ao sistema de distribuição é calculado mediante a multiplicação do montante de energia contratado junto à concessionária de distribuição para cada ponte de ligação, em kW, pela tarifa em R\$/kW que é fixada pela ANEEL.

TUST

A TUST é paga pelas companhias de distribuição, geradoras e consumidores livres pelo uso da rede básica de transmissão a que estão ligados e é revisada anualmente de acordo com o índice da inflação e a receita anual das empresas de distribuição. De acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, os proprietários de trechos diferentes da rede de transmissão transferiram a coordenação de suas instalações ao ONS em troca do recebimento de pagamentos regulados pelos usuários do sistema de transmissão. Os usuários de rede, inclusive as empresas de geração, empresas de distribuição e consumidores livres, assinaram contratos com o ONS legitimando-os a utilizar a rede de transmissão em troca do pagamento de tarifas publicadas. Outros trechos da rede que sejam de propriedade de empresas de distribuição mas que não sejam considerados parte da rede de transmissão são disponibilizados diretamente aos usuários interessados que pagam tarifa específica.

A TUST toma por base atualmente os custos nodais calculados de acordo com a metodologia de custos incrementais de longo prazo. Espera-se que a regulamentação da ANEEL altere os critérios atuais para determinação da TUST de sorte que a localização física dos usuários da rede de transmissão (próximos ou distantes do centro de carga) seja levada em conta. Atualmente, a TUST é determinada independentemente da localização dos usuários. Esta alteração poderá afetar as empresas de geração que estão localizadas longe de seus respectivos centros de cargas tais como, por exemplo, algumas usinas hidrelétricas. As empresas de geração pagarão encargos de transmissão com base no volume de demanda de energia vendido a consumidores. O encargos de carga serão determinados com base no uso máximo do sistema de transmissão durante períodos de pico de uso.

Distribuição

Tarifas

Até o início de 1993, dois importantes princípios dominaram o processo de fixação de tarifas no Brasil: (i) que deveria ser garantido às concessionárias de eletricidade taxa de retorno real anual entre 10% e 12%, conhecida como retorno garantido, sobre os ativos relacionados a serviços incluídos na base da taxa e (ii) que as tarifas cobradas de cada classe de consumidor de eletricidade deveriam ser uniformes em todo o Brasil, não obstante os altos custos de distribuição para áreas distantes do país. Nos casos em que as tarifas fixadas pelo Governo Federal resultaram em retornos abaixo de 10% ou acima de 12%, as deficiências ou excessos foram creditados ou debitados à CRC de cada empresa. De modo geral, até 1975, as tarifas foram fixadas em níveis que propiciaram o retorno garantido a empresas do setor. De 1975 até o início de 1993, contudo, as tarifas foram fixadas em níveis que praticamente em todos os casos não permitiam às concessionárias de energia conseguir o retorno garantido porque o Governo Federal buscou utilizar tarifas mais baixas para combater a inflação. Os efeitos práticos deste sistema de fixação de tarifas e compensação foram flutuações significativas em termos reais do nível de tarifas durante o período e aumento substancial dos saldos das CRC da maioria das concessionárias.

As alterações legislativas ocorridas em 1993 aboliram o conceito de retorno garantido e a exigência de que as tarifas de energia fossem uniformes em todo o Brasil. Ao invés disto, cada concessionária deveria propor uma estrutura tarifária com base em suas circunstâncias particulares para aprovação pelas autoridades regulatórias federais. A tarifa proposta deveria ser calculada levando-se em conta o nível desejado de remuneração da concessionária bem como, entre outros fatores, gastos operacionais, inclusive custos com pessoal, custos da energia adquirida de outras empresas de concessão, certos custos de construção, encargos de depreciação e amortização, impostos que não impostos de renda e outros encargos. Esta legislação aboliu as CRC e permitiu às concessionárias com saldos positivos nas CRC compensar esses saldos com obrigações das concessionárias perante o Governo Federal, instituições financeiras federais e demais concessionárias do setor elétrico. No que respeita a essas reformas regulatórias, as autoridades concederam às concessionárias de eletricidade aumentos de tarifas reais e estabeleceram um mecanismo para reajustes automáticos das tarifas para levar em conta a inflação.

Os contratos de concessões para serviços de distribuição celebrados com o Governo Federal estabelecem as tarifas máximas que as concessionárias de distribuição poderão cobrar de seus consumidores.

As tarifas de distribuição estão sujeitas a revisão da ANEEL, que tem poderes para reajustar e revisar as tarifas em resposta a alterações dos custos de compra de energia e das condições de mercado. Ao reajustar as tarifas de distribuição, a ANEEL divide os custos das empresas de distribuição em (1) custos que estão fora do controle da distribuidora ou custos da Parcela A e (2) custos que estão sob o controle das distribuidoras, ou custos da Parcela B. O reajuste de tarifas toma por base fórmula que leva em conta a divisão de custos em duas categorias.

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

- custos de energia adquirida para revenda nos termos de Contratos Iniciais;
- custos de energia adquirida da Itaipu;
- custos de energia adquirida nos termos de contratos bilaterais que são negociados livremente entre as partes; e
- certos outros encargos dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os custos da Parcela B são determinados mediante a subtração de todos os custos da Parcela A das receitas das empresas de distribuição.

O contrato de concessão de cada empresa de distribuição prevê reajuste anual. De modo geral, os custos da Parcela A são integralmente repassados aos consumidores. Os custos da Parcela B, contudo, são corrigidos monetariamente em conformidade com o IGP-M.

As concessionárias de distribuição de eletricidade fazem jus também a revisão periódica a cada quatro ou cinco anos. Essas revisões visam a (i) assegurar receitas necessárias para cobrir de maneira eficiente os custos operacionais da Parcela B e a remuneração adequada dos investimentos reputados essenciais aos serviços dentro do escopo da concessão de cada empresa de concessão em questão e (ii) determinar o fator X, que toma por base três componentes: (a) ganhos esperados de produtividade decorrentes de aumento de escala, (b) avaliações por consumidores (verificadas pela ANEEL) e (c) custos trabalhistas.

O fator X é utilizado para reajustar a proporção da alteração do IGP-M que é utilizado nos reajustes anuais. Por conseguinte, quando da conclusão de cada revisão periódica, a aplicação do fator X exige que as empresas de distribuição compartilhem seus ganhos de produtividade com os consumidores finais.

Ademais, as concessionárias de distribuição de eletricidade fazem jus a revisão extraordinária de tarifas, em bases caso a caso, para assegurar seu equilíbrio financeiro e compensá-las por custos imprevistos, inclusive impostos, que alteram de maneira significativa sua estrutura de custos.

A Lei do Novo Modelo do Setor

A Lei do Novo Modelo do Setor introduziu alterações relevantes na regulamentação do setor energético com vistas a fornecer incentivos a empresas privadas e públicas para construir e manter capacidade de geração que assegurará o fornecimento de energia no Brasil a tarifas baixas por meio de processos licitatórios de energia. As principais características da Lei do Novo Modelo do Setor incluem:

- Criação de um ambiente paralelo para comercialização de energia com (1) mercado mais estável em termos de fornecimento de energia de sorte a prestar garantia adicional de fornecimento a consumidores cativos, denominado mercado regulado; e (2) mercado especialmente destinado a certos participantes (ou seja, consumidores livres e empresas de comercialização) que permitirão um certo grau de concorrência tendo em vista o mercado regulado, denominado mercado livre.
- Restrições a certas atividades das distribuidoras, de sorte a permitir que as mesmas se concentrem em seus principais negócios para promover serviços mais eficientes e confiáveis a consumidores cativos.
- Eliminação de *self-dealing* (autocontratação) a fim de fornecer incentivo às distribuidoras para comprar energia aos preços mais baixos disponíveis ao invés de comprar energia de partes ligadas.
- Respeito por contratos firmados antes da Lei do Novo Modelo do Setor a fim de propiciar estabilidade regulatória a transações realizadas antes de sua promulgação.

A Lei do Novo Modelo do Setor também excluiu a Eletrobrás e suas subsidiárias do Programa Nacional de Privatização, que é um programa originalmente criado pelo Governo Federal em 1990 com vistas a promover o processo de privatização de empresas estatais.

Embora a lei já esteja em vigor, diversos aspectos importantes da Lei do Novo Modelo do Setor ainda não foram determinados pelo Governo Federal. Espera-se que regulamentos adicionais relevantes sejam emitidos por meio de decretos e regulamentação presidencial.

Ambiente Paralelo para Comercialização de Energia

- Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor, as transações de compra e venda de energia serão realizadas em dois segmentos de mercado distintos: (1) mercado regulado, ou Pool, que prevê a compra por empresas de distribuição por meio de licitações de toda a energia necessária para fornecimento a seus consumidores e (2) mercado livre, que compreende a compra de energia por empresas não reguladas (tais como consumidores livres e comercializadores de energia).
- A energia decorrente de (1) projetos de geração de baixa capacidade localizados próximos aos pontos de consumo (tais como certas usinas de co-geração e Pequenas Centrais Hidrelétricas), (2) usinas qualificadas nos termos do Proinfra, conforme definido abaixo, e (3) Itaipu não ficará sujeita a processo licitatório de fornecimento de energia ao Pool. A energia gerada pela Itaipu, localizada na fronteira do Brasil e do Paraguai, é comercializada pela Eletrobrás e o Governo Federal, por meio da ANEEL, determina os volumes que serão obrigatoriamente comprados por cada concessionária de distribuição. As tarifas nas quais a energia gerada pela Itaipu é comercializada estão denominadas em dólares dos Estados Unidos e são estabelecidas pela ANEEL nos termos de tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Em consequência disto, as tarifas de Itaipu aumentam ou diminuem em conformidade com a variação da taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real. As alterações do preço da energia gerada pela Itaipu estão, contudo, sujeitas ao mecanismo de recuperação dos custos da Parcela A discutido abaixo em "-Tarifas de Distribuição".

O Mercado Regulado (o "Pool")

- No mercado regulado, as empresas de distribuição comprarão suas necessidades de energia previstas para seus consumidores cativos do Pool por meio de licitações. As empresas de distribuição ficarão obrigadas a adquirir energia de geradoras por meio de licitação administrada pela ANEEL, quer seja diretamente ou por meio da CCEE. A geradora que vencer a licitação deverá firmar contratos de compra com todas as empresas de distribuição do sistema interligado.
- As compras de energia se darão por meio de dois tipos de contratos bilaterais: (1) Contratos de Quantidade de Energia e (2) Contratos de Disponibilidade de Energia. Nos termos dos Contratos de Quantidade de Energia, a geradora compromete-se a fornecer uma certa quantidade de energia e assume o risco de que o fornecimento de energia possa ser prejudicado por condições hidrológicas e baixos níveis dos reservatórios, além de outras condições, que poderiam interromper o fornecimento de energia, caso em que a geradora ficará obrigada a comprar a energia em outro local a fim de observar seus compromissos de fornecimento. Nos termos de Contratos de Disponibilidade de Energia, a geradora compromete-se a disponibilizar um certo volume de capacidade ao Pool. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e as distribuidoras correm o risco de escassez de fornecimento. Contudo, os aumentos de preço da energia em função de escassez de fornecimento serão repassados pela geradora aos consumidores, embora os resultados acerca deste repasse ainda dependam de regulamentação. Em conjunto, esses contratos compreendem os contratos de compra de energia no Pool (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ou CEAR).
- Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor, a estimativa da demanda das distribuidoras é o principal fator para determinar a quantidade de energia que o sistema como um todo contratará. Nos termos do novo sistema, as distribuidoras são obrigadas a contratar 100% de suas necessidades de energia projetadas, em oposição a 95% nos termos do regime anterior. Um desvio da demanda efetiva em relação à demanda projetada poderia resultar na imposição de penalidades às distribuidoras, mas isto permanece sujeito a implementação.
- De acordo com a Lei do Novo Modelo do Setor, embora sujeita a regulamentação ulterior, as empresas de distribuição de energia terão o direito de repassar a seus respectivos consumidores, sob a forma de tarifas mais elevadas, todos os custos relacionados à energia que compraram por meio de licitações bem como quaisquer impostos e encargos do setor relacionados às licitações. Espera-se que a regulamentação futura incentive as empresas de distribuição a celebrar contratos de compra de energia com alguma antecedência para garantir que atendam à sua demanda futura. No caso de as empresas de distribuição deixarem de

prever corretamente sua demanda e precisarem celebrar contratos de curto prazo, o repasse dos custos a usuários finais poderá ficar limitado.

O Mercado Livre

- O mercado livre cobrirá as vendas de energia negociadas livremente entre as concessionárias de geração, os Produtores Independentes de Energia, auto-geradoras, comercializadores de energia, importadores de energia e consumidores livres. O mercado livre também incluirá os contratos bilaterais existentes entre as geradoras e as distribuidoras até sua expiração. Quando da expiração, tais contratos deverão ser celebrados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor.
- Um consumidor que tenha o direito de escolher seu fornecedor apenas poderá ser capaz de rescindir seu contrato com a distribuidora local mediante a transmissão de aviso à distribuidora com antecedência de até três anos.
- Caso um consumidor tenha optado pelo mercado livre, apenas poderá voltar ao sistema regulado após ter transmitido à distribuidora de sua região aviso com cinco anos de antecedência, ficando estabelecido que a distribuidora poderá reduzir este prazo a seu critério. Este prazo tão extenso de aviso visa assegurar que, se necessário, a construção de nova geração com custo eficiente possa ser finalizada a fim de propiciar o reingresso dos consumidores livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas de maneira diversa do que ocorre com geradoras privadas, estão obrigadas a atuar desta forma por meio de leilão.

Atividades Restritas das Distribuidoras

As distribuidoras da rede interligada brasileira não podem (1) desenvolver atividades relacionadas à geração e transmissão de energia, (2) vender energia a consumidores livres, exceto para aqueles em sua área de concessão e sob as mesmas condições e tarifas mantidas no que respeita a consumidores cativos no Pool, (3) deter, direta ou indiretamente, qualquer participação em qualquer outra empresa ou (4) desenvolver atividades que não estejam relacionadas às suas respectivas concessões, ressalvadas aquelas permitidas por lei ou no contrato de concessão pertinente. As geradoras não poderão deter participação societária superior a 10% nas distribuidoras. A Lei do Novo Modelo do Setor conferiu período de transição de dezoito meses para que as empresas se ajustem a essas regras e a ANEEL pode prorrogar este prazo para outros dezoito meses na hipótese de as empresas serem incapazes de atender a essas exigências no prazo prescrito. Em caráter extraordinário, as empresas de distribuição que estejam no processo de adequação às regras acima mencionadas poderão celebrar novos contratos em violação às atividades restritas mencionadas acima, tais como a venda de energia a preços negociados livremente até dezembro de 2004.

Eliminação de Self-Dealing

Já que a compra de energia para consumidores cativos será realizada por meio do Pool, o assim denominado *self-dealing*, quando as distribuidoras podiam atender a até 30% de suas necessidades de energia por meio de energia adquirida de afiliadas, não é mais permitido, exceto no contexto de contratos que tenham sido devidamente aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor. As distribuidoras podem, contudo, realizar compras de afiliadas se a distribuidora participar de processo licitatório por meio do Pool e a geradora que oferecer o preço mais baixo for uma afiliada.

Contrato Celebrados antes da Lei do Novo Modelo do Setor

A Lei do Novo Modelo do Setor prevê que os contratos firmados por empresas de distribuição de energia e aprovados pela ANEEL antes da promulgação da Lei do Novo Modelo do Setor não serão alterados para refletir qualquer prorrogação de seus prazos ou modificação de preços ou volumes de energia já contratados, com exceção de Contratos Iniciais, conforme descrito abaixo.

Durante o período de transição para um mercado de energia livre e competitivo (1998-2006) que foi estabelecido pela Lei do Setor Energético, as compras e vendas de energia entre as concessionárias de geração e distribuição deverão ocorrer nos termos dos Contratos Iniciais. A finalidade do período de transição foi permitir a introdução gradual de concorrência no setor e proteger os participantes do mercado contra exposição a preços do mercado à vista potencialmente voláteis.

Nos termos da Lei do Setor Energético, a eletricidade comprometido aos Contratos Iniciais é reduzida em 25% a cada ano de 2003 a 2005. As empresas de geração poderão comercializar sua

energia não contratada excedente no Pool ou no mercado de energia livre e poderão conduzir leilões para comercializar quaisquer volumes não contratados com Consumidores Livres ou comercializadores de energia. Quando os Contratos Iniciais expirarem no final de 2005, toda a energia será renegociada no Pool ou no mercado livre.

Racionamento nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor

A Lei do Novo Modelo do Setor estabelece que, nos casos em que o Governo Federal decretar redução compulsória do consumo de energia em certa região, todos os Contratos de Quantidade de Energia do mercado regulado, registrados na CCEE em que a compradora estiver localizada, terão seus volumes reajustados na mesma proporção da redução do consumo.

Regulamentos Ambientais

A legislação ambiental brasileira exige que licenças ambientais sejam obtidas sempre que houver construção, instalação, expansão ou operação de qualquer empreendimento que utilize recursos naturais, cause degradação do meio ambiente, polua ou tenha potencial para causar degradação ou poluição ao meio ambiente.

Os novos projetos ou atividades de geração, transmissão ou distribuição que expandem o setor elétrico exigem que uma série de procedimentos ambientais sejam observados. Os estudos de impacto ambiental são elaborados por equipes multidisciplinares, as quais analisam o impacto ambiental e propõem soluções para minimizar os efeitos desses projetos no meio ambiente.

Os estudos de impacto ambiental são então submetidos às autoridades federais ou estaduais para exame, e também, a audiências públicas, à população das comunidades afetadas pelo projeto.

O processo de licença dos empreendimentos com impacto ambiental significativo segue um procedimento trifásico, no qual as seguintes licenças têm que ser adquiridas:

- licença prévia, atestando que o projeto é viável em termos ambientais;
- licença de instalação, permitindo que a obra seja construída; e
- licença operacional, para início efetivo do projeto.

Com relação aos empreendimentos que se seguem, o pedido deverá ser efetuado ao órgão ambiental federal:

- aqueles localizados em fronteiras internacionais ou desenvolvidos em conjunto com país vizinho ou em águas territoriais, na plataforma continental, em uma zona econômica exclusiva, em terras indígenas ou em áreas de conservação feral;
- locais ou empreendimentos em mais de um Estado brasileiro;
- onde os impactos ambientais diretos extrapolam os limites territoriais do país ou o limite de um ou mais Estados brasileiros; ou
- onde material radioativo esteja envolvido ou onde energia nuclear seja utilizada.

Os pedidos para os tipos de projeto que se seguem terão que ser feitos aos órgãos ambientais do Estado brasileiro pertinente:

- aqueles localizados ou desenvolvidos em mais de um município ou nas áreas de conservação de um Estado ou do Distrito Federal;
- aqueles localizados ou desenvolvidos em florestas ou outras formas de vegetação natural sujeita a preservação permanente;
- aqueles cujos impactos ambientais diretos excedam os limites territoriais de um ou mais municípios, ou
- quando delegados, por instrumento legal ou contrato, pela União aos Estados ou ao Distrito Federal.

O órgão ambiental municipal, após adquirir declaração de regularidade dos órgãos competentes do governo federal e dos Estados ou do Distrito Federal, conforme o caso, concede a licença ambiental para os projetos e atividade com impacto ambiental local e com relação a quaisquer projetos que sejam delegados pelo Estado, por instrumento legal ou contrato.

Por fim, os projetos com impacto ambiental significativo estão obrigados por lei a alocar no mínimo 0,5% de seus custos totais de investimento a reparação ambiental.

Custo de preservação e recuperação ambiental

Em conformidade com nossa política ambiental, estabelecemos vários programas de prevenção e controle de danos com o objetivo de limitar nossos riscos atinentes a questões ambientais. Os custos desses programas são contabilizados como e quando são incorridos. Nossa política é estabelecer uma provisão para os custos de recuperação quando a ocorrência do passivo é considerada provável.

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 eleger 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);

m) autorizar a emissão de títulos, no mercado interno ou externo, para a captação de recursos, na forma de debêntures, notas promissórias, “commercial papers” e outros.

Parágrafo único - O Conselho de Administração, mediante resoluções específicas, poderá delegar à Diretoria Executiva a competência para autorizar a celebração de contratos de comercialização de energia elétrica ou de prestação de serviços de distribuição e transmissão, nos termos da legislação.

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.

§ 3º - Os Diretores exercerão seus cargos em regime de tempo integral e de dedicação exclusiva ao serviço da Companhia, sendo permitido, porém, o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração de subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, a critério do Conselho de Administração.

§ 4º - Os Diretores, não empregados, terão direito a uma licença anual remunerada, por prazo não superior a 30 (trinta) dias, de forma não cumulativa, acrescida de um terço da remuneração mensal em vigor, que lhes será concedida pelo Conselho de Administração, vedado o pagamento em espécie das licenças não gozadas.

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. Salvo disposto em contrário neste Estatuto, 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, com comunicação ao Conselho de Administração de sua utilização.

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 contratos, empréstimos, financiamentos e demais 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 assembléias 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, 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.

§ 7º - A Diretoria Executiva poderá, anualmente, delegar a um ou mais Diretores a competência para a prática dos atos previstos no parágrafo 4º deste artigo, mediante resolução aprovada pela unanimidade dos seus membros.

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) 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 elegeu, 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, de acordo com a legislação pertinente, podendo ser levantados balanços semestrais ou intermediários.

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, a título de juros sobre o capital próprio, à conta de lucros acumulados, de reservas de lucros ou de lucros apurados nos balanços semestrais ou intermediários.

§ 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.

Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional

Nossa Declaração de Princípios Éticos
e Nossas Responsabilidades

Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional

SUMÁRIO

•
Introdução

Objetivos e Aplicação

Nossa Declaração de Princípios Éticos e Nossas Responsabilidades:

- PRINCÍPIO Nº 1: Compromisso com a Saúde e Segurança
- PRINCÍPIO Nº 2: Compromisso com o Cliente
- PRINCÍPIO Nº 3: Cumprimento da Lei e Compromisso com as Melhores Práticas de Governança
- PRINCÍPIO Nº 4: Integridade Profissional
- PRINCÍPIO Nº 5: Meio Ambiente e Responsabilidade Social
- PRINCÍPIO Nº 6: Obediência a Normas e Instruções Internas
- PRINCÍPIO Nº 7: Preservação da Imagem Institucional e da Marca Cemig
- PRINCÍPIO Nº 8: Proteção do Patrimônio
- PRINCÍPIO Nº 9: Relacionamento com a Sociedade e com a Imprensa
- PRINCÍPIO Nº 10: Relacionamento com Fornecedores e Contratados
- PRINCÍPIO Nº 11: Utilização Adequada de Informações e dos Recursos e Meios de Informática

Glossário

INTRODUÇÃO

Aos Empregados, Gerentes, Diretores e membros dos Conselhos de Administração e Fiscal da Cemig:

Mais de 50 anos nos separam da criação da Cemig pelo então Governador, e mais tarde Presidente do Brasil, Juscelino Kubitschek de Oliveira.

Concebida inicialmente para impulsionar o progresso do Estado de Minas Gerais, a trajetória da Cemig foi marcada por um esforço contínuo no sentido de prover energia de qualidade e compatível com as necessidades da sociedade.

Qualidade de serviços e produtos, responsabilidade social, e rentabilidade na gestão dos negócios da empresa, têm sido as premissas da Cemig, agora com mais de 5 milhões de consumidores e gerenciando usinas, linhas de transmissão, redes de distribuição de energia elétrica, empresas de gás e de infovias.

“Nossos Princípios Éticos e Nossas Responsabilidades” representam a tradução da cultura Cemig, forjada na atuação de nossos empregados, gerentes e administradores, e estão alinhados com a forma como conduzimos nossos negócios, frente aos inúmeros desafios de um mercado cada vez mais exigente e competitivo.

Os Nossos Princípios Éticos devem orientar nossas decisões e escolhas, em todos os locais em que está presente a Cemig.

As Nossas Responsabilidades apresentam as regras para a nossa atuação, orientando-nos em relação a como devemos nos comportar frente às situações do dia a dia.

A Cemig espera que todos nós continuemos a manter e a zelar pela tradição de empresa íntegra e solidária que tem marcado a nossa história, e a cumprir nossa missão de atuar no setor de energia com rentabilidade, qualidade e responsabilidade social.

Conselho de Administração da Cemig

OBJETIVOS E APLICAÇÃO

Os objetivos desta Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional da Cemig são:

- orientar e disciplinar a atuação de empregados, gerentes, administradores (membros do Conselho de Administração e Diretores) e membros do Conselho Fiscal da Cemig;
- servir de referência para a verificação de conformidade em relação ao cumprimento deste Código;
- orientar o Comitê de Ética da Cemig na avaliação e deliberação sobre possíveis descumprimentos e em relação à necessidade de revisões deste Código.

Este Código aplica-se aos empregados, gerentes, administradores (Conselho de Administração e Diretoria Executiva), e membros do Conselho Fiscal da Cemig e de suas controladas e subsidiárias integrais.

Poderá se aplicar, também, a contratados e prestadores de serviço naqueles casos em que seja definida esta obrigação em contrato.

Nossa Declaração de Princípios Éticos e Nossas Responsabilidades:

PRINCÍPIO Nº 1: COMPROMISSO COM A SAÚDE E SEGURANÇA

A Cemig prioriza a saúde e segurança do pessoal próprio, de prestadores de serviço, de empreiteiros e de terceiros. Em suas atividades procura estar alinhada com a prevenção de acidentes e incidentes, através do desenvolvimento de técnicas e da implantação de sistemas que assegurem a efetividade de suas ações.

O QUE É:

A Cemig considera como fundamental a adoção e a manutenção de boas práticas de segurança do trabalho, de forma a assegurar a integridade e a saúde de empregados, empreiteiros, contratados e de terceiros. As ações de prevenção de acidentes e promoção da saúde fazem parte de suas metas institucionais.

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- incorporar em nossas atividades diárias a necessidade de qualidade nas condições de trabalho, de saúde e segurança;
- obedecer à legislação relativa à saúde e à segurança do trabalho, aos princípios da Política de Segurança do Trabalho da Cemig e às normas internas;
- disponibilizar e exigir o uso adequado dos equipamentos de proteção individuais e coletivos;
- acompanhar e fiscalizar o cumprimento das regras em relação aos trabalhadores sob regime de mão-de-obra temporária e as contratações externas, que envolvam responsabilidades solidárias para a Cemig.
- buscar soluções para as situações que possam representar riscos à segurança de terceiros.

Não devemos:

- ser omissos quanto a quaisquer aspectos que digam respeito à segurança do trabalho;
- aceitar a execução de qualquer atividade em condição de falta de segurança; se pressionados, deveremos recorrer às nossas gerências.

Responsabilidades adicionais dos gerentes:

- buscar assegurar um ambiente em que o empregado possa exercer os direitos estabelecidos pela Política de Segurança do Trabalho;
- contribuir para o desenvolvimento contínuo das práticas seguras para cada tarefa.

PRINCÍPIO Nº 2: COMPROMISSO COM O CLIENTE

Queremos ser permanentemente reconhecidos pela excelência na prestação de serviços e no relacionamento com os clientes. Temos como princípio oferecer uma energia confiável e a um custo compatível com as necessidades de nossa sociedade. A fidelidade da informação no atendimento aos nossos clientes é também uma premissa na nossa atividade.

O QUE É:

A Cemig busca sempre um relacionamento respeitoso e cortês com o cliente, procurando que os custos de seus serviços venham representar valores compatíveis com a oferta de uma energia voltada para o desenvolvimento e para o crescimento do mercado. Prima pela qualidade na execução de suas atividades, assegurada por investimentos técnicos e econômicos, pela capacitação de empregados e pelo uso de tecnologias apropriadas. Nossos empregados são motivados no sentido de buscarem a melhoria do padrão de qualidade de nossos serviços.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- buscar continuamente a melhoria da qualidade de nossos serviços;
- assegurar exatidão, transparência e objetividade na prestação de informações aos nossos clientes;
- atender com deferência, adotando as melhores práticas no relacionamento com o cliente;
- agir pró-ativamente no atendimento às necessidades dos clientes e na busca de soluções para as questões apresentadas por eles;
- possibilitar atendimento com segurança, conforto e economia, através de uma estrutura adequada e satisfatória;
- oferecer orientações à conservação de energia como critério para a prestação de um serviço responsável;
- incentivar a inovação tecnológica e assegurar a utilização das tecnologias mais adequadas aos processos da Cemig, visando maior competitividade e a otimização dos resultados operacionais.

PRINCÍPIO Nº 3: CUMPRIMENTO DA LEI E COMPROMISSO COM AS MELHORES PRÁTICAS DE GOVERNANÇA

A Cemig conduz seus negócios e atividades de forma a agregar valor a seus investimentos e à Empresa, mantendo uma atuação coerente com a lei. Considera os requisitos da boa governança corporativa e prioriza uma relação de confiança, integridade e respeito com acionistas, investidores, clientes, empregados, fornecedores, sociedade e Governo. Na elaboração de seus relatórios prevalecem a clareza, a fidelidade, a objetividade e a pontualidade das informações.

O QUE É:

A Cemig trabalha no sentido de garantir ganhos econômico-financeiros e de imagem, cumprindo sua função empresarial e social. Estabelece como premissa na realização de suas atividades o cumprimento das leis aplicáveis aos seus negócios e procedimentos. Estamos comprometidos com a adoção das práticas de Governança Corporativa e com a legislação do mercado de capitais nacional e internacional.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- respeitar as leis e outros atos normativos aplicáveis aos negócios e procedimentos da Empresa (*);
- cumprir as normas instituídas pelos órgãos de regulação dos valores mobiliários, tanto no plano nacional como no internacional;
- manter o controle das informações financeiras de forma a assegurar a sua veracidade e a qualidade;
- agir com transparência, independência, equidade, e responsabilidade nas relações com acionistas, investidores, auditores, clientes e analistas de mercado, sobretudo no fornecimento de informações, que devem primar pela qualidade, veracidade, periodicidade e pontualidade;
- disponibilizar as informações relevantes sobre a Cemig através de divulgação ampla e irrestrita, afastando a possibilidade de informação privilegiada.

Não devemos:

- contribuir para, ou facilitar a divulgação ou o repasse a terceiros de informação confidencial ou privilegiada, ainda não divulgada ao mercado.

Responsabilidades adicionais dos administradores:

- assegurar a formulação e a aplicação de procedimentos necessários para o atendimento pela Empresa das melhores práticas de governança corporativa, com ênfase para a observância das normas e legislação referente à Comissão de Valores Imobiliários - CVM e outras instituições que regulam o mercado de capitais naqueles países onde a Cemig tenha suas ações listadas.

Responsabilidades adicionais dos administradores e membros do Conselho Fiscal:

- atuar com independência e lealdade em relação à Cemig, não permitindo que interesses distintos possam possibilitar o favorecimento a terceiros, o mau uso dos ativos ou abusos em transações envolvendo a empresa;
- caso seja identificado conflito de interesses, a pessoa envolvida deve afastar-se das discussões e deliberações.

(*) Obs.: atenção para o Decreto Estadual N° 43.673, de 04/12/2003, que institui o Código de Ética do Estado de Minas Gerais.

PRINCÍPIO Nº 4: INTEGRIDADE PROFISSIONAL

A Cemig reconhece e valoriza a conduta profissional pautada pelo comprometimento com as atividades da Empresa e pela integridade ao agir com o colega de trabalho, parceiros, clientes e com a sociedade em geral. Respeita os seus empregados, contratados e prestadores de serviço, e espera que cada um discipline suas ações com base na lei, se oriente pela verdade no desempenho de suas atribuições e defenda, como compromisso profissional e moral, os interesses da Empresa e da sociedade.

O QUE É:

Consideramos como Integridade Profissional do empregado a competência no trabalho, a valorização da transparência e do respeito em seus relacionamentos e a capacidade de conciliar os objetivos e interesses pessoais e profissionais com os da Cemig. Nossos resultados dependem ainda da conduta prudente e responsável de cada um no que se refere aos assuntos sigilosos da Empresa.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- executar as atividades de nossa competência buscando sempre resguardar os interesses da Cemig;
- colaborar para que as relações de trabalho se pautem pela cortesia, cooperação e respeito, fomentando o espírito de equipe e um ambiente de trabalho produtivo e saudável;
- valorizar a diversidade e não permitir qualquer forma de discriminação com base em raça, sexo, cor, aparência, nacionalidade, religião, idade, condições física e mental, estado civil, ideologia política, condição de veterano ou novato;
- colaborar para que a competição interna seja focada no desenvolvimento técnico profissional e na melhoria constante dos resultados empresariais;
- exercer a função de representação somente mediante delegação;
- contribuir para que a comunicação interna e o relacionamento empresa-empregado sejam pautados pela transparência e pela verdade, de forma a criar um canal de aproximação e integração entre as pessoas e entre a empresa e seus empregados.
- levar ao conhecimento do superior imediato fatos que possam configurar conflitos de interesses entre nossa função na empresa e outras atividades externas à Cemig.

Não devemos:

- permitir situações ou exercer atividades que possam conflitar com a nossa função, contrariar os interesses da Empresa, colocar sob suspeita a conduta de nossos empregados ou denegrir a imagem da Cemig;
- participar, direta ou indiretamente, de qualquer forma de assédio moral ou sexual;
- incentivar ou participar da disseminação de inverdades ou de ações que busquem criar a desconfiança entre os empregados da empresa;
- receber presentes ou favores capazes de influenciar uma decisão empresarial ou comercial, a não ser que se trate de mera cortesia ou brindes sem valor comercial (*).

Responsabilidades adicionais dos gerentes:

- promover o treinamento e o desenvolvimento profissional dos empregados da Cemig, favorecendo o equilíbrio entre sua vida pessoal e profissional.

(*). Obs.: o Decreto Estadual N° 43.673, de 04/12/2003, que institui o Código de Ética do Estado de Minas Gerais, estabelece em seu artigo 18 que é vedada a aceitação de presentes, benefícios ou vantagens, não se considerando presentes os brindes que: não tenham valor comercial; os distribuídos a título de cortesia, propaganda, divulgação habitual ou por ocasião de eventos especiais ou datas comemorativas, com valor inferior a um salário mínimo.

PRINCÍPIO Nº 5: MEIO AMBIENTE E RESPONSABILIDADE SOCIAL

A Cemig reconhece e enfatiza a proteção do meio ambiente em todos os seus processos e instalações. Além disso, apóia a ação responsável em relação à melhoria da qualidade de vida dos diversos públicos com que se relaciona.

O QUE É:

A Cemig considera no seu planejamento e na realização de suas atividades a necessidade de proteger o meio ambiente, de colaborar para o desenvolvimento social das populações nos locais onde atua, e de atuar no sentido a manter relações de respeito e de cooperação com seus consumidores, com a comunidade, fornecedores, Governos e outras partes envolvidas em suas atividades.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

Em relação ao Meio Ambiente:

- agir em conformidade com a legislação e com a Política Ambiental da Cemig e cumprir os procedimentos ambientais internos;
- agir com prontidão e comprometimento na prevenção ou minimização de danos ambientais que sejam previsíveis em nossa atividade.

Em relação à Responsabilidade Social, devemos:

- considerar, na elaboração de nossos programas e projetos, as diretrizes de responsabilidade social da Cemig e as possibilidades de contribuir para a melhoria da qualidade de vida nas comunidades onde a Empresa está inserida;
- colaborar para a formação de um ambiente que favoreça a criação de uma consciência de cidadania das pessoas.

Responsabilidades adicionais dos gerentes:

- administrar os impactos e riscos ambientais provenientes de atividades cuja execução esteja sob sua responsabilidade direta ou de terceiros contratados;
- orientar e estimular a adoção das boas práticas de responsabilidade social.

PRINCÍPIO Nº 6: OBEDIÊNCIA A NORMAS E INSTRUÇÕES INTERNAS

A Cemig tem como instrumentos de controle, normas e instruções internas que estabelecem os critérios para execução de suas atividades e rotinas e que são atualizadas em face de mudanças da legislação e das necessidades da Empresa. Garantimos o alcance dos objetivos da Cemig através do cumprimento dessas regras organizacionais que favorecem a uniformização da conduta corporativa.

O QUE É:

A dispersão e a dimensão geográfica das nossas instalações e a multiplicidade de aspectos que integram o universo operacional da Cemig impõem a necessidade de uma base normativa e disciplinar continuamente atualizada. O conjunto normativo da Cemig abrange diretrizes, normas, instruções e circulares, que estabelecem, modificam ou regulamentam processos e rotinas da Empresa. As normas e instruções destinam-se a sistematizar, uniformizar e comunicar assuntos de planejamento, projeto, normalização, construção, operação e manutenção relacionados com as atividades da Cemig. As circulares destinam-se a dar conhecimento sobre deliberações, resoluções, ordens gerais, recomendações e outros comunicados internos.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- conhecer e agir de acordo com as normas, instruções e circulares estabelecidas e disponibilizadas pela Empresa;
- colaborar para o aperfeiçoamento das normas e instruções existentes, sugerindo melhorias aos responsáveis pela sua elaboração;
- zelar pela correta aplicação das normas e instruções da Empresa.

Não devemos:

- desvirtuar o conteúdo das normas e instruções com interpretações pessoais.

PRINCÍPIO Nº 7: PRESERVAÇÃO DA IMAGEM INSTITUCIONAL E DA MARCA “CEMIG”

A imagem da Cemig é um patrimônio intangível de valor imensurável, construído ao longo de uma existência. Esse valor é transferido à marca “Cemig”, que merece os mesmos cuidados dispensados à Imagem, já que onde está a marca “Cemig” está a Empresa “Cemig”. Nossa propriedade intelectual representa também um bem a ser protegido e valorizado.

O QUE É:

A marca Cemig traduz a força de sustentabilidade da nossa Empresa. A Identidade Visual e a Imagem da Cemig têm valor estratégico e econômico porque traduzem qualidade técnica e uma cultura pautada por coerência, dinamismo e pelo esforço conjunto e direcionada na Empresa. A Cemig protege sua propriedade intelectual (propriedade industrial e direito autoral) e controla o uso de sua imagem.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- zelar pela Marca, Imagem e Identidade Visual da Cemig em qualquer manifestação da Empresa e nas campanhas publicitárias, mantendo as suas características originais, ainda que estas possuam marcas específicas;
- exercer os direitos legais para registro da propriedade intelectual da Empresa, observando os procedimentos para proteção de invenções, processos e inovações.

Não devemos:

- permitir o uso de ícones ou símbolos que interfiram na correta aplicação da marca “Cemig”, quando da divulgação de eventos, programas, projetos ou nomenclaturas das unidades administrativas.

PRINCÍPIO Nº 8: PROTEÇÃO DO PATRIMÔNIO

A Cemig zela permanentemente pelo seu patrimônio, que é também patrimônio de seus acionistas e da própria sociedade mineira e brasileira. A Empresa disciplina a utilização de recursos e bens através de instruções internas para o seu adequado planejamento e controle, compatibilizando disponibilidade, custo, qualidade e racionalidade.

-

O QUE É:

Para a proteção do seu conjunto de bens e recursos, a Cemig institui normas e instruções onde são definidas as responsabilidades em relação aos ativos, recursos e meios da Empresa. As instalações incluem escritórios, depósitos, almoxarifados, usinas, subestações, linhas de transmissão, redes de distribuição de energia, telecomunicações e gasodutos, e necessitam de cuidados e manutenções de forma a assegurar sua integridade, seu uso adequado na operação e seu valor como patrimônio da Empresa. Os materiais, equipamentos, veículos e demais bens da Cemig devem ser tratados de forma controlada, responsável e racional, de forma a evitar perdas ou sua má utilização, redundando em prejuízos para a Empresa.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- zelar pela integridade das instalações, materiais, equipamentos, veículos e outros bens e recursos da empresa;
- buscar utilizar os recursos disponibilizados pela Cemig para o desempenho de nossas funções, observando as instruções da Empresa;
- assegurar que a requisição e a utilização de materiais seja feita de forma racional e econômica, através de planejamento e controle eficientes;
- buscar a otimização e a redução dos custos em relação ao uso de equipamentos, peças, materiais, serviços, telefones, copiadoras, veículos e outros bens e recursos da Empresa;
- assegurar a utilização de equipamentos e recursos com qualidade compatível com as nossas atividades.

Não devemos:

- permitir que os recursos e bens da Empresa sejam utilizados de forma a causar prejuízos à Cemig ou à sua imagem.

PRINCÍPIO Nº 9: RELACIONAMENTO COM A SOCIEDADE E COM A IMPRENSA

Nossa comunicação com a Sociedade e com a Imprensa é regida pela informação responsável, clara e oportuna, que preserva a confiança do nosso cliente e do público em geral. Buscamos aperfeiçoar nossa comunicação com o propósito de evitar interpretações errôneas ou parciais que possam prejudicar a Imagem da Empresa.

O QUE É:

A presença freqüente da Cemig ou de seus produtos e serviços na mídia, não apenas por meio de anúncios, mas também de notícias, faz dela uma formadora de opinião, o que aumenta nossa responsabilidade pela qualidade da informação e justifica os investimentos que a Empresa faz nos seus instrumentos de comunicação e divulgação.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- zelar pela veracidade das informações como pressuposto básico da nossa comunicação;
- repassar informações à sociedade e à imprensa quando devidamente autorizados (no caso dos empregados, pelo órgão responsável pela Comunicação Empresarial da Cemig).

Não devemos:

- divulgar ou comentar informações estratégicas ou de caráter sigiloso ou restrito, exceto com autorização específica.

PRINCÍPIO Nº 10: RELACIONAMENTO COM FORNECEDORES E CONTRATADOS

A Cemig é compradora de materiais e serviços em larga escala e se apóia na sua experiência para a realização de aquisições e para a avaliação técnica de fornecedores nos mercados nacional e internacional. Em suas relações com Fornecedores e Contratados, orienta-se pelos princípios básicos da licitação pública.

O QUE É:

As aquisições de bens e serviços, bem como a habilitação de fornecedores, são feitas pela Cemig conforme determina a Lei Federal nº 8.666/93 e suas normas internas. Procedimentos corporativos garantem a equidade no tratamento com os fornecedores, estabelecendo requisitos para habilitação jurídica, comprovação de regularidade fiscal, qualificação técnica e econômico-financeira. A Cemig investe permanentemente na qualificação dos seus profissionais e no estabelecimento de normas técnicas para a adequada execução de seus processos de aquisição e contratação de bens e serviços.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- pautar-nos por relações comerciais transparentes através da objetividade das informações e clareza nas especificações técnicas;
- assegurar os interesses da Empresa através de criterioso acompanhamento dos contratos e avaliação de desempenho;
- zelar pelo relacionamento essencialmente profissional entre contratados, fornecedores e empregados, conforme dispositivos legais e instruções internas específicas;
- agir com idoneidade na execução de vistoria técnica para medição e correta execução dos trabalhos, corrigindo falhas ou defeitos porventura existentes;
- agir com rigor no controle, acompanhamento e pagamento de contratos, bem como no acompanhamento de fabricação e testes de equipamentos e na fiscalização de projetos e obras.

Não devemos:

- permitir tratamento que possa comprometer isenção e integridade nas relações comerciais entre a Cemig e fornecedores ou contratados.

PRINCÍPIO Nº 11: UTILIZAÇÃO ADEQUADA DE INFORMAÇÕES E DOS RECURSOS E MEIOS DE INFORMÁTICA

Para a Cemig a informação é um bem valioso, que deve ser utilizado, gerenciado e protegido adequadamente. Integram também esse patrimônio da Empresa todos os conhecimentos técnicos e tecnológicos (publicações, relatórios, projetos, especificações de obras e outros itens) que garantem a qualidade Cemig. A tecnologia afeta o valor das atividades da Empresa e permite que ela conquiste uma vantagem competitiva através da exploração segura e eficiente dos seus recursos e meios de informática.

O QUE É:

As informações privativas da Cemig constituem um diferencial competitivo visando à obtenção de bons resultados empresariais e a criação de novas oportunidades de negócios. Reconhecemos a necessidade de tratar essas informações com o cuidado necessário a fim de preservar o seu valor para a Empresa e evitar prejuízos devido a sua divulgação inoportuna, perda ou alteração indevida. Estamos cientes que a utilização dos recursos e meios de informática é fundamental para a boa execução de nossas atividades, o que nos obriga a adotar uma série de medidas e controles destinados a garantir que os objetivos de segurança da informação sejam atendidos.

NOSSAS RESPONSABILIDADES:

Como empregados, gerentes, administradores, e membros do Conselho Fiscal da Cemig, devemos:

- manter a confidencialidade das informações privativas da Cemig, de divulgação não autorizada, nas áreas comercial, técnica, jurídica, de finanças, estratégicas, de tecnologia, processos, contratos, planos de marketing ou de investimentos, programas de computador, preços e especificações de fornecedores, dados cadastrais de clientes, empregados e fornecedores, e outras;
- obter a prévia autorização dos órgãos competentes da Empresa na cessão de documentos técnicos, de caráter estratégico e trabalhos ainda não divulgados externamente, agindo com responsabilidade e em defesa dos interesses da Empresa, e de acordo com as normas internas, na análise e atendimento dessas solicitações;
- demonstrar responsabilidade quanto à segurança da informação contida nos recursos e meios de informática, estando cientes dos processos, iniciativas e normas de segurança, e agindo de forma a reduzir os riscos de violação;
- usar a Internet, Intranet, o acesso à rede e o correio eletrônico disponibilizados pela Empresa com responsabilidade, seguindo todas as políticas e procedimentos ligados à sua utilização e proteção.

Não devemos:

- usar informações ou recursos de informática da Cemig, ou repassar a terceiros documentação de caráter restrito, violando as exigências legais e as políticas da Cemig;
- tentar acesso não autorizado a dados restritos ou facilitar o acesso não autorizado a qualquer pessoa.

GLOSSÁRIO:

Acidente: qualquer evento não programado que interfere negativamente na atividade produtiva.

Administradores: membro(s) do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Cemig.

Cliente: consumidor ou cliente, conforme estabelecido nas Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, é qualquer pessoa física ou jurídica, que solicitar a concessionária o fornecimento de energia elétrica e assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas e pelas demais obrigações fixadas nas normas e regulamentos da Agência nacional de Energia Elétrica.

Conflitos de interesse: estão relacionados a escolhas e decisões determinadas por interesses pessoais (financeiros ou outros) em detrimento do interesse da empresa; segundo o Código das Melhores Práticas de Governança Corporativa do Instituto Brasileiro De Governança Corporativa – IBGC: “Há conflito de interesses quando alguém não é independente em relação à matéria em discussão e pode influenciar ou tomar decisões motivadas por interesses distintos daqueles da sociedade.”

Contratado: é a designação para mão-de-obra temporária destinada à execução de serviços especiais realizados nas instalações da Empresa, incluindo as Linhas de Transmissão e as redes de distribuição de energia e telecomunicações. Este conceito não abrange a execução de serviços em instalações de terceiros (oficinas, laboratórios, escritórios, etc.), bem como o pessoal indiretamente envolvido, como pessoal administrativo de empreiteira.

Controlada: empresa na qual a Cemig é titular de direito de sócio que lhe assegure, de modo permanente, diretamente ou através de suas controladas, preponderância nas deliberações sociais e o poder de eleger a maioria dos administradores.

Empregado(s): pessoa(s) física(s) que mantém(m) direta relação trabalhista com a Cemig.

Fornecedor: é a designação genérica que engloba “executor de obras”, “prestador de serviços” e “fornecedor de materiais”.

Gerentes: Gerentes, Assistentes e Superintendentes da Cemig.

Governança Corporativa: é o sistema ou conjunto de práticas que permite aos sócios o governo estratégico de sua empresa e a efetiva monitoração da direção executiva, tendo por objetivos valorizar a empresa, melhorar seu desempenho, facilitar seu acesso a capital a custos mais baixos e contribuir para sua perenidade.

Identidade Visual: forma personalizada através da qual a Cemig se faz representar junto à comunidade onde atua.

Imagem: aquilo que se passa e é captado como opinião do público em geral.

Intranet: rede de computadores interna à Empresa (Cemig Net).

Marca: um símbolo, um sinal distintivo que pode ser percebido visualmente, uma figura, um nome ou uma frase, com a finalidade de identificar produtos e serviços, distinguindo-os dos demais existentes no mercado.

Material de comunicação: peças gráficas, brindes, placas, *banners*, faixas, *bottons*, filmes, Vídeo Tapes audiovisuais, jornais, relatórios, *home pagers*.

Meios e recursos: Tudo aquilo de que o empregado possa dispor como facilidades e recursos oferecidos pela Empresa, a serem utilizadas no desempenho de suas funções (cartão de crédito corporativo, veículos, convênios, etc.).

Propriedade Intelectual: propriedade que resulta da criação da mente humana. Dependendo do tipo de criação, estão disponíveis, dentre outras, as seguintes proteções: direito autoral (protege obras literárias e técnicas, desenhos, fotografias, vídeos, músicas, fitas de áudio, programas de computador, etc.); patentes e desenho industrial (permitem que inventores excluam outros de fazer, usar ou vender suas invenções); marcas registradas (restringe sua utilização por terceiros; em algumas circunstâncias podem ser protegidas mesmo sem o registro).

Publicidade: toda veiculação paga pela Empresa, tais como: anúncios institucionais e de serviços, de esclarecimentos à sociedade, de natureza legal, de interrupção de energia, de recrutamento etc.

Usuários (de informática): empregados e contratados devidamente autorizados a usar os recursos e meios de informática.

Veterano: empregado qualificado em qualquer atividade por exercê-la há muito tempo.

CERTIFICADO

Eu, Djalma Bastas de Moraes certifico que,

1. Revisei o presente relatório anual segundo o Formulário 20-F da CEMIG;

2. *Salvo melhor juízo, o presente relatório não contém qualquer declaração inverídica de fato relevante nem omite fato relevante necessário para tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias em que foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto pelo presente relatório;*

3. *Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais informações financeiras incluídas no presente relatório, apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da requerente nos períodos apresentados no presente relatório.*

4. O outro diretor da companhia que também firma o atestado e eu somos responsáveis pelo estabelecimento e manutenção de controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras do *Exchange Act* 13a-15(e) e 15d-15(e)) da companhia e:

a. planejamos esses controles e procedimentos de divulgação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de divulgação fossem planejados sob nossa supervisão, para assegurar que informações relevantes relativas à companhia, inclusive suas subsidiárias consolidadas, fossem trazidas ao nosso conhecimento por terceiros integrantes dessas empresas, especialmente durante o período em que o presente relatório estiver sendo elaborado;

b. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da companhia e apresentamos no presente relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação, no final do período coberto pelo presente relatório com base em tal avaliação; e

c. divulgamos no presente relatório qualquer alteração no controle interno da companhia sobre prestação de informações financeiras ocorrida durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de maneira relevante, ou que tenha probabilidade de afetar de maneira relevante, o controle interno da companhia sobre a prestação de informações financeiras; e

5. O outro diretor da companhia que também firma o atestado e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno sobre prestação de informações financeiras, aos auditores da companhia e ao comitê fiscal do conselho de administração da companhia (ou pessoas que desempenham funções equivalentes):

a. todas as deficiências significativas e fragilidades relevantes no planejamento ou operação de controles internos sobre prestação de informações financeiras que têm probabilidade razoável do prejudicar a capacidade da companhia de registrar, processar, resumir e reportar informações financeiras; e

b. qualquer fraude, quer ou não relevante, que envolva empregados da administração ou outros empregados que desempenhem papel significativo no controle interno da companhia sobre a prestação de informações financeiras.

/ass./: Djalma Bastas de Moraes
Nome: Djalma Bastas de Moraes
Cargo: Diretor Presidente

Data: 1 de julho de 2004

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 do Sarbanes-Oxley Act de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou a seus funcionários , mediante solicitação.

CERTIFICADO

Eu, Flávio Decat de Moura certifico que,

1. Revisei o presente relatório anual segundo o Formulário 20-F da CEMIG;

2. *Salvo melhor juízo, o presente relatório não contém qualquer declaração inverídica de fato relevante nem omite fato relevante necessário para tornar as declarações prestadas, tendo em vista as circunstâncias em que foram prestadas, não enganosas em relação ao período coberto pelo presente relatório;*

3. *Salvo melhor juízo, as demonstrações financeiras e demais informações financeiras incluídas no presente relatório, apresentam de maneira adequada, em todos os aspectos relevantes, a situação financeira, os resultados operacionais e os fluxos de caixa da requerente nos períodos apresentados no presente relatório.*

4. O outro diretor da companhia que também firma o atestado e eu somos responsáveis pelo estabelecimento e manutenção de controles e procedimentos de divulgação (conforme definido nas Regras do *Exchange Act* 13a-15(e) e 15d-15(e)) da companhia e:

a. planejamos esses controles e procedimentos de divulgação, ou fizemos com que esses controles e procedimentos de divulgação fossem planejados sob nossa supervisão, para assegurar que informações relevantes relativas à companhia, inclusive suas subsidiárias consolidadas, fossem trazidas ao nosso conhecimento por terceiros integrantes dessas empresas, especialmente durante o período em que o presente relatório estiver sendo elaborado;

b. avaliamos a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação da companhia e apresentamos no presente relatório nossas conclusões sobre a eficácia dos controles e procedimentos de divulgação, no final do período coberto pelo presente relatório com base em tal avaliação; e

c. divulgamos no presente relatório qualquer alteração no controle interno da companhia sobre prestação de informações financeiras ocorrida durante o período coberto pelo relatório anual que tenha afetado de maneira relevante, ou que tenha probabilidade de afetar de maneira relevante, o controle interno da companhia sobre a prestação de informações financeiras; e

5. O outro diretor da companhia que também firma o atestado e eu divulgamos, com base em nossa mais recente avaliação do controle interno sobre prestação de informações financeiras, aos auditores da companhia e ao comitê fiscal do conselho de administração da companhia (ou pessoas que desempenham funções equivalentes):

a. todas as deficiências significativas e fragilidades relevantes no planejamento ou operação de controles internos sobre prestação de informações financeiras que têm probabilidade razoável de prejudicar a capacidade da companhia de registrar, processar, resumir e reportar informações financeiras; e

b. qualquer fraude, quer ou não relevante, que envolva empregados da administração ou outros empregados que desempenhem papel significativo no controle interno da companhia sobre a prestação de informações financeiras.

/ass./: Flávio Decat de Moura

Nome: Flávio Decat de Moura

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 1 de julho de 2004

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 do Sarbanes-Oxley Act de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou a seus funcionários, mediante solicitação

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO**

ARTIGO 906 DO SARBANES-OXLEY ACT DE 2002

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Djalma Bastas de Moraes, Diretor Presidente da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

/ass./ _____
Nome: Djalma Bastas de Moraes
Cargo: Diretor Presidente

Data: 1 de julho de 2004

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 do Sarbanes-Oxley Act de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou a seus funcionários, mediante solicitação.

**CERTIFICADO NOS TERMOS DO 18 U.S.C. ARTIGO 1350,
CONFORME PROMULGADA PELO**

ARTIGO 906 DO SARBANES-OXLEY ACT DE 2002

Em relação ao Relatório Anual segundo o Formulário 20-F da Companhia Energética de Minas Gerais—CEMIG (a “Companhia”) referente ao exercício encerrado em 31 de dezembro de 2003, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o “Relatório”), eu, Flávio Decat de Moura, Diretor Financeiro e de Relações com Investidores da Companhia, certifico, de acordo com o 18 U.S.C. Artigo 1350, que:

- (1) O Relatório está totalmente em consonância com os requisitos do Artigo 13(a) ou 15(d) do *Securities Exchange Act* de 1934; e
- (2) As informações contidas no Relatório apresentam de maneira adequada, em todos aspectos relevantes, a situação financeira e resultados operacionais da Companhia.

/ass./ _____

Nome: Flávio Decat de Moura

Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 1 de julho de 2004

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 do Sarbanes-Oxley Act de 2002 foi fornecida à Companhia e será por ela conservada e fornecida à *Securities and Exchange Commission* ou a seus funcionários, mediante solicitação.

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

*Demonstrações financeiras para os exercícios
findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001
e Parecer dos Auditores Independentes
Registrados*

PARECER DOS AUDITORES INDEPENDENTES REGISTRADOS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da

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

Examinamos os balanços patrimoniais consolidados da COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG (uma empresa brasileira) e controladas (“Companhia”) levantados em 31 de dezembro de 2003 e 2002, e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado e do lucro (prejuízo) abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para cada um dos três exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2003, demonstrados em Reais. Essas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar opinião sobre essas demonstrações financeiras consolidadas com base em nossos exames.

Nossos exames foram conduzidos de acordo com as normas do *Public Company Accounting Oversight Board* (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 das estimativas contábeis significativas adotadas pela Administração, bem como a avaliação das demonstrações financeiras tomadas em 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 patrimonial e financeira consolidada da Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG e controladas em 31 de dezembro de 2003 e 2002, e os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2003, de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

29 de junho de 2004

/ass/ Deloitte Touche Tohmatsu

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003 E 2002

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

A T I V O

	31 de dezembro	
	2003	2002
CIRCULANTE:		
Disponibilidades (nota 7)	440	123
Aplicações financeiras de uso restrito (nota 8)	72	145
Contas a receber líquido (nota 9)	1.050	882
Contas a receber – Uso da rede básica de transmissão	29	18
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	633	361
Créditos de Imposto de Renda Diferidos (nota 6)	114	134
Impostos a recuperar (nota 10)	108	21
Materiais e suprimentos	22	21
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento (nota 5)	9	20
Contas a receber do Governo Federal referentes a consumidores de baixa renda (nota 11)	40	42
Outros	113	78
	-----	-----
	2.630	1.845
	-----	-----
INVESTIMENTOS (nota 12)	788	543
	-----	-----
IMOBILIZADO LÍQUIDO (nota 13)	10.141	10.099
	-----	-----
OUTROS ATIVOS:		
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	2.069	1.670
Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (nota 3)	891	755
Impostos a recuperar (nota 10)	116	82
Contas a receber líquido (nota 9)	91	-
Créditos de Impostos de Renda Diferidos (nota 6)	175	208
Aplicações financeiras de uso restrito (nota 8)	60	49
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento (nota 5)	23	32
Títulos e valores mobiliários – Disponíveis para venda (nota 14)	-	53
Outros	135	172
	-----	-----
	3.560	3.021
	-----	-----
Total do ativo	17.119	15.508
	=====	=====

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 2003 E 2002**

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO

	31 de dezembro	
	2003	2002
CIRCULANTE:		
Fornecedores (nota 15)	618	1.275
Salários e encargos sociais	199	108
Impostos a recolher (nota 16)	321	151
Dividendos e juros sobre capital próprio	241	211
Parcela de curto prazo de financiamentos a longo prazo (nota 17)	1.660	946
Encargos regulatórios a recolher (nota 18)	134	94
Participação dos empregados no resultado	51	26
Outros	120	51
	-----	-----
	3.344	2.862
	-----	-----
EXIGIVEL A LONGO PRAZO:		
Financiamentos a longo prazo (nota 17)	2.331	2.593
Obrigações pós-emprego (nota 19)	1.208	1.272
Impostos de renda diferidos (nota 6)	798	498
Provisão para contingências (nota 20)	354	315
Fornecedores (nota 15)	325	334
Impostos a recolher (nota 16)	100	52
Outros	108	113
	-----	-----
	5.224	5.177
	-----	-----
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	27	27
	-----	-----
PATRIMÔNIO LÍQUIDO: (nota 21)		
Capital Social -		
Ações preferenciais – 91.210.523 mil autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2003 e 2002	804	804
Ações ordinárias – 70.874.168 mil autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2003 e 2002	624	624
	-----	-----
	1.428	1.428
	-----	-----
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros acumulados apropriados	2.693	2.693
Lucros acumulados não apropriados	1.290	144
Lucro (prejuízo) abrangente acumulado	(57)	7
	-----	-----
	8.524	7.442
	-----	-----
Total do passivo e do patrimônio líquido	17.119	15.508
	=====	=====

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG**DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADAS DOS RESULTADOS
E DOS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003, 2002 E 2001
(Expressos em milhões de reais, exceto quantidade de ações e valores por ação)
(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)**

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2003	2002	2001
RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS:			
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais (nota 22)	7.179	5.458	4.587
Recomposição tarifária extraordinária (nota 4)	63	281	789
Reajuste tarifário diferido (nota 4)	199	-	-
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado (nota 22)	56	161	517
Uso da rede básica de transmissão	257	185	154
Outras receitas operacionais (nota 22)	468	260	150
Impostos incidentes sobre as receitas (nota 22)	(2.190)	(1.473)	(1.191)
Total das receitas operacionais líquidas	6.032	4.872	5.006
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Energia comprada para revenda (nota 23)	(1.396)	(1.333)	(1.914)
Gás natural comprado para revenda	(246)	(152)	(84)
Uso da rede básica de transmissão	(310)	(298)	(251)
Depreciação e amortização	(686)	(666)	(641)
Pessoal (nota 23)	(710)	(532)	(531)
Encargos regulatórios (nota 23)	(585)	(548)	(420)
Serviços de terceiros	(325)	(265)	(216)
Obrigações pós-emprego (nota 19)	(109)	(207)	(293)
Materiais e suprimentos	(88)	(78)	(70)
Outros (nota 23)	(422)	(238)	(274)
Provisão para perdas nos ativos regulatórios diferidos (nota 4)	174	(28)	(150)
Provisão para perdas nas contas a receber do Governo do Estado (nota 3)	-	-	(754)
Total dos custos e despesas operacionais	(4.703)	(4.345)	(5.598)
Lucro (prejuízo) operacional	1.329	527	(592)
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS LÍQUIDAS (nota 24)	674	(525)	(48)
Lucro (prejuízo) antes dos impostos de renda e participações minoritárias	2.003	2	(640)
IMPOSTOS DE RENDA – (DESPESA) CRÉDITO: (nota 6)			
Corrente	(224)	(187)	(166)
Diferido	(383)	161	88
	(607)	(26)	(78)
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	-	12	(1)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO	1.396	(12)	(719)
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE:			
Ganhos (perdas) não realizados em títulos e valores mobiliários disponíveis para a venda (nota 14):			
Ganhos não realizados no período	66	(17)	9
Menos: reclassificação dos ganhos incluídos no lucro líquido	(76)	-	-
Ajuste na obrigação mínima com fundo de pensão (nota 19)	(87)	378	293
Impostos de renda diferidos (despesa) crédito	33	(119)	(99)
	(64)	242	203
LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE	1.332	230	(516)
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	162.084,69	161.033,6	158.931,7
	1	99	15
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações ordinárias e preferenciais - em reais brasileiros	8,61	(0,07)	(4,52)

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG**DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003, 2002 E 2001**

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

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2003	2002	2001
CAPITAL SOCIAL:			
Ações preferenciais -			
Saldo no início do exercício	804	786	786
Transferência de lucros acumulados apropriados	-	18	-
Saldo no final do exercício	804	804	786
Ações ordinárias -			
Saldo no início do exercício	624	610	610
Transferência de lucros acumulados apropriados	-	14	-
Saldo no final do exercício	624	624	610
	1.428	1.428	1.396
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO	3.170	3.170	3.170
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais -			
Saldo no início do exercício	45	45	41
Transferência de lucros acumulados não apropriados	-	-	4
Saldo no final do exercício	45	45	45
Reserva de contas de resultado a compensar -			
Saldo no início do exercício	2.648	2.680	2.680
Transferência para capital social	-	(32)	-
Saldo no final do exercício	2.648	2.648	2.680
Reserva de lucros a realizar -			
Saldo no início do exercício	-	314	484
Transferência para lucros acumulados não apropriados	-	(314)	(170)
Saldo no final do exercício	-	-	314
Reserva legal -			
Saldo no início do exercício	-	94	94
Transferência para lucros acumulados não apropriados	-	(94)	-
Saldo no final do exercício	-	-	94
	2.693	2.693	3.133
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo no início do exercício	144	79	735
Lucro (prejuízo) líquido	1.396	(12)	(719)
Transferência de lucros acumulados apropriados	-	408	166
Dividendos e juros sobre capital próprio	(250)	(331)	(103)
Saldo no final do exercício	1.290	144	79
LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE ACUMULADO:			
Saldo no início do exercício	7	(235)	(438)
Ganhos não realizados no período	44	-	-
Menos: reclassificação dos ganhos incluídos no lucro líquido	(51)	-	-
Outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente	(57)	242	203
Saldo no final do exercício	(57)	7	(235)
Patrimônio líquido no final do exercício	8.524	7.442	7.543

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

**DEMONSTRAÇÃO CONSOLIDADA DOS FLUXOS DE CAIXA
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2003, 2002 E 2001**

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

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2003	2002	2001
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro (prejuízo) líquido	1.396	(12)	(719)
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa líquido gerado nas atividades operacionais -			
Depreciação e amortização	686	666	641
Passivos e ativos regulatórios diferidos	(67)	(432)	(618)
Perda (ganho) com variação monetária e cambial	(766)	342	(145)
Perda na alienação de ativo imobilizado	61	42	103
Obrigações pós-emprego	(152)	24	116
Provisões para contingências e devedores duvidosos	117	45	32
Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos	(174)	28	150
Provisão para perda no contas a receber do Governo do Estado	-	-	754
Impostos de renda diferidos	383	(161)	(88)
Provisão para reserva global de reversão de longo prazo	-	-	34
Outros	15	(38)	6
Redução (aumento) de ativos operacionais -			
Contas a receber	(316)	(410)	170
Impostos a recuperar	(121)	38	100
Contas a receber do Governo do Estado	28	-	-
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento, líquido de sobretaxa cobrada dos consumidores	20	45	(97)
Outros	(40)	(129)	(48)
Aumento (diminuição) em passivos operacionais -			
Fornecedores	(723)	289	36
Salários e encargos sociais	91	11	17
Impostos a recolher	198	125	190
Encargos regulatórios a recolher	40	42	(38)
Venda antecipada de energia elétrica	-	(42)	(62)
Juros provisionados de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo	(111)	253	147
Outros	93	6	39
	-----	-----	-----
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	658	732	720
	-----	-----	-----

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	2003	2002	2001
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:			
Aplicações financeiras de uso restrito	62	426	(553)
Venda de títulos e valores mobiliários	119	-	-
Aquisição de novos investimentos	(251)	(336)	(223)
Aquisição de ativo imobilizado	(782)	(636)	(323)
	<u>(852)</u>	<u>(546)</u>	<u>(1.099)</u>
Caixa utilizado em atividades de investimento			
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS:			
Financiamentos a longo prazo obtidos	717	518	1.150
Pagamentos de financiamentos a longo prazo	(826)	(597)	(617)
Adiantamento de minoritários para futuro aumento de capital em subsidiárias	-	12	-
Recursos de empréstimos de curto prazo	820	-	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(200)	(214)	(172)
	<u>511</u>	<u>(281)</u>	<u>361</u>
Caixa líquido gerado (utilizado) em atividades financeiras			
(DIMINUIÇÃO) ACRÉSCIMO LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	<u>317</u>	<u>(95)</u>	<u>(18)</u>
DISPONIBILIDADES:			
Início do exercício	123	218	236
Fim do exercício	440	123	218
	<u>317</u>	<u>(95)</u>	<u>(18)</u>
INFORMAÇÃO SUPLEMENTAR DO FLUXO DE CAIXA:			
Impostos pagos - imposto de renda	169	42	38
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	405	285	202

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 2003, 2002 E 2001

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

A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

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") de capital aberto, é uma concessionária de energia elétrica de utilidade pública 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 produção, transformação, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, como também em certas atividades de negócio relacionadas.

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 562.478 km² (não auditado) (aproximadamente 97% do Estado de Minas Gerais), atendendo aproximadamente 5.744.000 consumidores em 31 de dezembro de 2003 (não auditado) (5.591.000 e 5.412.000 em 2002 e 2001 respectivamente (não auditado)). A Companhia possui 48 usinas, sendo 44 hidrelétricas, 3 térmicas e 1 eólica e capacidade instalada de geração agregada de 5.771 MW (não auditado) (5.704 MW e 5.675 MW em 2002 e 2001 respectivamente (não auditado)).

As subsidiárias em operação da CEMIG em 31 de dezembro de 2003 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;

Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG (participação de 95,19%) – seus principais objetivos sociais são a aquisição, transporte e distribuição de gás natural ou de produtos relacionados. A GASMIG obteve a concessão outorgada pelo Governo do Estado para distribuir gás no Estado de Minas Gerais. Seu estatuto social também permite a execução de atividades relacionadas a exploração, produção e estocagem de gás natural. Essas atividades, entretanto, não estão sendo desenvolvidas;

Empresa de Infovias S.A. ("Infovias") (participação de 99,93%) - Seus principais objetivos sociais são a prestação de serviço especializado na área de telecomunicações e o desenvolvimento de atividades relacionadas através das redes de multiserviço utilizando cabos de fibra ótica, cabos coaxiais e outros equipamentos eletrônicos. Infovias detém uma participação de 64,91% do capital social da Way TV Belo Horizonte, provedora de internet e TV a cabo em certas cidades do estado de Minas Gerais, incluindo 49,9% 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 com os interesses da Infovias nas Assembléias Gerais Ordinárias da Way TV;

Efficientia S.A. (“Efficientia”) (participação de 100,00%) – suas principais atividades são prestação de serviços de eficiência, otimização e soluções energéticas, estudo e realização de projetos além de prestar serviços de operação e manutenção em instalações de suprimento de energia. Efficientia iniciou suas operações no primeiro trimestre de 2003;

Horizontes Energia S.A. (participação de 100,00%) – suas principais atividades são a produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente, através das usinas hidrelétricas de Machado Mineiro e Salto do Paraopeba, localizadas no Estado de Minas Gerais, e Salto do Voltão e Salto do Passo Velho, localizadas no Estado de Santa Catarina. Horizontes Energia S.A. iniciou suas operações no primeiro trimestre de 2003.

A Companhia possui participação de 100,00% nas empresas abaixo relacionadas, ainda em fase pré-operacional em 31 de dezembro de 2003:

Cemig PCH S.A., Cemig Capim Branco Energia S.A. e Usina termelétrica Barreiro S.A. – suas principais atividades serão a produção e a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente.

Cemig Trading S.A. – suas principais atividades serão relacionadas à comercialização de energia.

Adicionalmente, a Companhia possui participação minoritária nas seguintes empresas ainda em fase pré-operacional:

48,50% de participação na Central Termelétrica de Cogeração S.A. e na Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A.. Suas principais atividades serão a produção e a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente.

25,00% de participação na Companhia Transleste de Transmissão constituída em 2003 em parceria com a Companhia Técnica de Engenharia, Furnas Centrais Elétricas S.A. e Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda.. Essa empresa será responsável pela construção e operação da linha de transmissão de 345 KV conectando a subestação localizada em Montes Claros à subestação da Usina hidrelétrica de Irapé.

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.

O fornecimento de energia 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 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 determinados 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 num 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. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas 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 reajuste tarifário, a mesma é requerida a comprovar o impacto financeiro destes eventos, e não há certeza de que estes reajustes serão concedidos.

Vide outras referências às mudanças na regulamentação nas notas 2 e 4.

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 passivos contingentes na data das demonstrações financeiras, bem como os montantes de receitas e despesas nas datas de divulgação. Os resultados efetivos podem diferir 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 estimativas semelhantes.

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.

Correção monetária integral - Até 31 de dezembro de 1997, o Brasil era considerado um país de economia hiper-inflacionária (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 expressos 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 hiper-inflacionária segundo as normas do U.S. GAAP e, desta maneira, a Companhia deixou de corrigir monetariamente suas demonstrações financeiras 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 e a capacidade de distribuição de dividendos são determinados com base nas demonstrações financeiras societárias preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Bases para Consolidação - As demonstrações financeiras consolidadas para o exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001 incluiu, quando aplicável, os saldos da CEMIG e suas controladas Sá Carvalho S.A., Usina Térmica 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 S.A.. Na consolidação, o investimento da

Companhia no patrimônio líquido das controladas e todos os saldos e transações relevantes entre as empresas foram eliminados. A parcela relativa à participação dos minoritários no patrimônio líquido positivo das controladas é apresentada de forma destacada no passivo.

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.

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, imediatamente conversíveis em disponibilidades.

(Aplicações financeiras de uso restrito – Consistem de aplicações com prazo de resgate não superior a três meses, e que estão vinculadas, restritamente, ao programa de investimentos da Companhia e à liquidação de financiamentos em aberto.

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.

Investimentos – Os investimentos da Companhia em empresas controladas são avaliados pelo método de equivalência patrimonial. Outros investimentos, incluindo os consórcios, são registrados pelo método de custo de aquisição ou construção menos provisão para perda, quando aplicável. 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 determinadas pela ANEEL representam a vida útil estimada dos ativos. Os gastos dos consórcios com manutenção e reparos são registrados como despesas operacionais quando ocorridos.

Imobilizado - São registrados ao custo de aquisição ou construção, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 1997. Os juros e outros encargos financeiros de 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 determinadas pela ANEEL que representam as vidas úteis estimadas dos ativos. Os gastos com manutenção e reparos são registrados como 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.

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 efetua 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 de mercado, com base na análise do fluxo de caixa descontado. A Companhia não reconheceu nenhuma provisão para perda na realização destes ativos como resultado da aplicação desta prática contábil.

Receitas, custos e despesas - As receitas, custos e despesas são reconhecidos pelo regime de competência, por exemplo, quando evidências convincentes de acordos tenham existido, 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 de energia são registradas com base na energia entregue e nas tarifas especificadas nos termos contratuais ou vigentes no mercado. As receitas de fornecimento de energia para consumidores finais são contabilizadas quando há o fornecimento de energia elétrica. 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 ocorre fornecimento e faturado mensalmente.

A receita recebida pela Companhia de outros concessionários pela utilização da 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, contribuição social sobre a receita, e (iv) Encargo de Capacidade Emergencial. É prática contábil da Companhia deduzir estas taxas da receita operacional bruta.

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), que requer o reconhecimento de ativos e passivos diferidos para as futuras conseqüências fiscais advindas das diferenças entre os montantes dos ativos e passivos contabilizados nas demonstrações financeiras e suas respectivas bases fiscais.

A CEMIG contabiliza 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 de resultados tributáveis futuros.

Contingências - A Companhia contabiliza provisão para contingências de acordo com o SFAS 5, "Accounting for Contingencies" (Contabilização de contingências).

Planos de benefícios para empregados - A Companhia patrocina um plano de benefício definido de aposentadoria e pensão e 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 Companhia aplicou o SFAS 132(R) "Employers' Disclosures about Pensions and Other Postretirement Benefits" (Divulgação por empregadores relacionadas a planos de pensão e outros benefícios pós-emprego) para divulgar informações relacionadas a planos de pensão e outros benefícios pós-emprego. 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.

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 até esta data.

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 "Accounting for Certain Investments in Debt and Equity Securities" (Contabilização para certos investimentos como dívida e títulos e valores mobiliários), para cada um dos três exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2003 e ajustes nas obrigações mínimas com fundo de pensão, conforme o SFAS 87, para cada um dos três exercícios do período findo em 31 de dezembro de 2003. Todos os investimentos em títulos e valores mobiliários classificados como disponíveis para venda foram vendidos em 2003. Como resultado, a CEMIG registrou uma reclassificação, para evitar dupla contabilização dos itens no resultado abrangente, que são demonstrados como parte do lucro líquido em 2003 e que também foram demonstrados como parte de outros lucros abrangentes em 2003 e em períodos anteriores.

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 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, assinaram com o Governo Federal um Acordo Geral do Setor Elétrico (o "Acordo"), que apresentou soluções para os assuntos relacionados ao racionamento, bem como para outros assuntos relacionados à tarifa de energia. O Acordo estabeleceu um reajuste tarifário para reembolsar as perdas de receita incorridas em função do programa de racionamento em 2001 e 2002. 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\$446 (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" 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 às projeções de recuperação.

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 concedeu reajustes tarifários para recuperar uma parte dos custos anteriormente diferidos como custos da Parcela A. O Acordo definiu um mecanismo de compensação contábil, 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 do mecanismo 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 2003 (como autorizado pela ANEEL). Vide nota 4.

Lucro por ação - Considerando que cada classe de ações participa igualmente nos lucros dos exercícios apresentados, o lucro por ação é obtido dividindo o lucro líquido pelo número médio ponderado de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício. De acordo com a prática utilizada pela maioria das companhias brasileiras, 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 relacionadas com o contrato do Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais. As ações serão consideradas para o cálculo de lucros diluídos por ações somente quando todas as condições estipuladas para as suas emissões tiverem sido observadas. Essas ações são consideradas "dilutive share", conforme definido no SFAS 128 "Earnings per Share" (lucro por ação). Entretanto, o efeito delutivo causado pela emissão destas ações foi excluído do cálculo do lucro (prejuízo) por ação em 2002, uma vez que seu efeito seria diluidor do prejuízo, tendo em vista o prejuízo líquido daquele ano. Em 2003, a CEMIG não teve a obrigação de emitir ações relacionadas com os dividendos retidos, tendo em vista que as perspectivas ações (129,145 ações) foram emitidas em 2002. Como consequência, não existe diferença entre o lucro básico por ação e o lucro diluído por ação.

Informação por segmento – A Companhia opera nos segmentos de energia elétrica, distribuição de gás e telecomunicações. Vide nota 33. O segmento de energia elétrica é administrado de forma centralizada, considerado os resultados consolidados das operações de geração, transmissão e distribuição de energia. Desta forma, o segmento de energia elétrica representa um único segmento, de acordo com os critérios descritos no SFAS 131- "Disclosures about Segments of na Enterprise and Related Information" (Divulgações sobre segmentos e informações com parte relacionadas)".

Derivativos e atividades de hedge – Conforme requerido no SFAS 133 – "Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities" (Contabilização de instrumentos derivativos e atividades de hedge), os instrumentos financeiros derivativos são registrados pelos seus valores justos registrados nos ativos e nas obrigações das demonstrações financeiras e as correspondentes mudanças nos seus valores justos são contabilizadas no resultado do período. A Contabilização de hedge não foi aplicada para os instrumentos financeiros derivativos da Companhia. A Companhia calcula o valor justo dos seus instrumentos financeiros usando a cotação do preço de mercado sempre que disponível. Quando a cotação do preço de mercado não está disponível, a Companhia usa modelos precificação de preço com origem nos critérios de mercado, que são baseados no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

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: (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 pelo Governo Federal brasileiro por sua agência reguladora num nível entre 10% e 12%, dependendo das circunstâncias específicas de cada concessionária. Com o objetivo de compensar as concessionárias com taxas de retorno reais inferiores à média nacional do setor, o Governo Federal criou a Reserva Nacional para Compensação da Remuneração - RENCOR, através da qual os resultados de companhias mais lucrativas eram

distribuídos às companhias menos lucrativas, para que 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, a crédito no resultado do exercício, do Governo Federal o saldo da conta de resultado a compensar (CRC), aprovado pela agência reguladora. 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, o direito de receber o valor remanescente do Contas a receber, no montante de R\$602, foi transferido 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 momento 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 a assinatura do contrato original, ocorreram os seguintes aditivos:

Primeiro Aditivo ao Termo de Contrato de Cessão da CRC, assinado em 24 de janeiro de 2001.

O objetivo deste aditivo foi a substituição do índice de atualização monetária do contrato, de UFIR para o IGP-DI, a partir de novembro de 2000, em função da extinção da UFIR em outubro de 2000.

Segundo Aditivo ao Termo de Contrato de Cessão da CRC, assinado em 14 de outubro de 2002.

Este aditivo refere-se às 149 parcelas do contrato original, com vencimento de 1º de janeiro de 2003 a 1º de maio de 2015, no valor total de R\$1.201. Estas parcelas são acrescidas de juros de 6% ao ano e atualização monetária pela variação do IGP-DI.

Em decorrência da não inclusão, no Segundo Aditivo, de garantias efetivas que assegurem o recebimento dos valores registrados, a CEMIG constituiu uma provisão para perdas correspondente ao montante integral do aditivo em referência.

Em decorrência da provisão integral para perdas constituída em 1º de abril de 2002, as receitas financeiras com atualização monetária e juros incidentes sobre o Segundo Aditivo, referentes aos períodos de janeiro a dezembro de 2003 e abril a dezembro de 2002, nos montantes de R\$198 e R\$276, respectivamente, não impactaram os resultados dos exercícios de 2003 e 2002, considerando que foram constituídas provisões para perdas de igual valor. Entretanto, em atendimento à legislação tributária brasileira, a CEMIG reconheceu os tributos federais a pagar incidentes sobre as receitas financeiras mencionadas.

As provisões constituídas são consideradas indedutíveis para efeitos fiscais de acordo com a legislação tributária brasileira.

Parcelas do referido aditivo contratual com vencimento de 1º de janeiro de 2003 a 1º de junho de 2004, no montante de R\$289, incluindo atualização monetária, juros e multa, não foram liquidadas. A Administração da CEMIG vem mantendo negociações com o Governo do Estado de Minas Gerais visando à regularização deste atraso, dentro das condições previstas contratualmente.

c) Terceiro Aditivo ao Termo de Contrato de Cessão da CRC, assinado em 24 de outubro de 2002.

As parcelas 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, foram repactuadas com o Governo do Estado de Minas Gerais, com juros de 12% ao ano e atualização monetária pela variação do IGP-DI, a serem amortizadas através de 149 parcelas mensais e consecutivas, de janeiro de 2003 a maio de 2015. O valor deste aditivo em 31 de dezembro de 2003 é de R\$891, incluindo juros e multa sobre as parcelas em atraso.

Incluiu-se no Terceiro Aditivo contratual a garantia de retenção de dividendos e juros sobre o capital próprio a serem pagos pela CEMIG ao Governo do Estado de Minas Gerais, na condição de acionista da Companhia, líquidos de valor a ser destinado à compra de debêntures da CEMIG emitidas em conexão com a construção da usina de Irapé. Esta garantia permanecerá em vigor mesmo após o vencimento contratado do Terceiro Aditivo, previsto para maio de 2015.

A CEMIG pagou juros sobre capital próprio em dezembro de 2003, dos quais R\$51 foram pagos ao Governo do Estado. Parte dos juros sobre o capital próprio, no valor de R\$28, foram utilizados pelo Governo do Estado para quitar parte dos créditos da CRC vencidos e o remanescente, no valor de R\$23, foram utilizados na compra de debêntures emitidas pela CEMIG para construção da usina de Irapé.

Parte das prestações do Terceiro Aditivo de 1 de Janeiro de 2003 a 1 de Junho de 2004, no montante de R\$195, incluindo correção monetária, juros e multa, não foram liquidadas. A Administração da CEMIG vem mantendo negociações junto ao Governo do Estado de Minas Gerais visando a regularização deste atraso.

As projeções de resultado futuro da CEMIG indicam que os dividendos atribuíveis ao Governo do Estado de Minas Gerais serão, no longo prazo, suficientes para assegurar a recuperação integral dos créditos correspondentes ao Terceiro Aditivo contratual, no caso de inadimplência do devedor.

Os eventos futuros que possam impactar o fluxo de dividendos previstos pela CEMIG são permanentemente monitorados pela Administração, no sentido de analisar se a referida garantia é efetiva ou se existirá a necessidade de constituição de provisão para perdas para esse ativo.

Composição do saldo da CRC

	Valores a vencer	Valores em atraso	Total	Provisão para perdas	Valor líquido registrad o
Aditivo Contratual					
Segundo Aditivo	975	226	1,201	(1.201)	-
Terceiro Aditivo	744	147	891	-	891
	-----	-----	-----	-----	-----
	1.719	373	2.092	(1.201)	891
	=====	=====	=====	=====	=====
			=		

Encontra-se registrado no Passivo Circulante os dividendos e os juros sobre o capital próprio a serem distribuídos aos seus acionistas em função do resultado do exercício de 2003. Dos dividendos a serem distribuídos, R\$56 são devidos ao Governo do Estado de Minas Gerais, dos quais R\$33 poderão ser retidos para quitação de parte dos créditos da CRC vencidos. Em 2003, a CEMIG não teve obrigação de emitir ações em conexão com os dividendos retidos, tendo em vista que as referidas ações (129.145 ações) foram emitidas em 2002.

ATIVOS REGULATÓRIOS DIFERIDOS

A composição dos ativos regulatórios diferidos são como segue:

	<u>31 de dezembro de</u>	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Plano de Racionamento de Energia:		
Perdas de receita (com expectativa de recuperação em 24 meses) ocorridas durante o período do racionamento	446	461
Contabilização das transações com energia no MAE	1.030	1.001
(-) Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos	(4)	(178)
	-----	-----
	1.472	1.284
Custos adicionais da Parcela A:		
- Período de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001	398	326
- Período de 26 de outubro de 2001 em diante	621	421
Reajuste tarifário diferido	211	-
	-----	-----
	2.702	2.031
	=====	=====
Circulante	633	361
Outros ativos	2.069	1.670

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002, a CEMIG arrecadou R\$271 e R\$218, respectivamente, como resultado de aplicação da recomposição tarifária extraordinária.

O ICMS incidente sobre a recomposição tarifária extraordinária e o reajuste tarifário diferido, estimado em R\$370 em 31 de dezembro de 2003 (R\$266 em 31 de dezembro de 2002), somente é devido por ocasião da emissão da respectiva fatura de energia elétrica do consumidor. Entretanto, uma vez que a CEMIG somente tem a responsabilidade de repassar o imposto arrecadado dos consumidores para o Governo do Estado, a Companhia não efetuou o registro antecipado da referida obrigação. A Companhia repassa a totalidade do ICMS arrecadado dos seus clientes para o Governo do Estado. Em 2003, como resultado da aplicação e do faturamento da recomposição tarifária extraordinária, a CEMIG arrecadou ICMS de aproximadamente R\$ 55, que foi repassado ao Governo do Estado. Esta quantia é registrada como receita operacional bruta e dedução da receita não afetando a receita operacional líquida.

Plano de Racionamento de Energia

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, sofreram 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 o 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 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 Resolução Normativa nº 1 da ANEEL, de 12 de janeiro de 2004, a recomposição tarifária extraordinária da CEMIG teve seu prazo de duração máximo alterado de 82 para 74 meses, passando a vigorar no período de janeiro de 2002 a fevereiro de 2008. A CEMIG elaborou estudo para verificar se o prazo estipulado de 74 meses seria suficiente para recuperação dos valores homologados pela ANEEL. Com base no estudo, foi registrada uma provisão para perdas de R\$4 em 31 de dezembro de 2003. Conseqüentemente, ocorreu uma reversão de R\$ 174 da provisão para perdas originalmente constituída em 31 de dezembro de 2002, que à época era de R\$ 178.

Considerando que as premissas utilizadas nesse estudo poderão sofrer alterações ao longo do prazo de recuperação, a administração revisa periodicamente essas projeções e, conseqüentemente, a provisão constituída.

(a.1) 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 2003, tenham sido de R\$ 781 (R\$ 805 e R\$724 em 31 de dezembro de 2002 e 2001, respectivamente), a CEMIG reconheceu um ativo regulatório com base nos USGAAP, em 31 de dezembro de 2003, no montante de R\$446 (R\$461 em 31 de dezembro de 2002), em conformidade ao consenso obtido pelo FASB - EITF Assunto N°. 92-07, "*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), o qual estabelece um período limite de 24 meses para a arrecadação do ativo.

O montante registrado e relacionado a esse ativo, o qual será reembolsados pela recomposição tarifária extraordinária, está atualizado monetariamente pela SELIC desde 1º de janeiro de 2002 até o seu recebimento.

(a.2) Transações com energia no MAE e outros:

(a.2.1) 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 de Energia - MAE, de forma a suprir os seus consumidores. Durante esse período, os preços da energia livre vendida no MAE 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 ao custo médio dos contratos iniciais no

período). Os geradores não serão reembolsados pelo custo da energia livre comprada no MAE até R\$49,26/MWh.

Conforme Resolução ANEEL nº 36, de 29 de janeiro de 2003, as distribuidoras de energia elétrica deveriam fazer a arrecadação e o repasse dos valores obtidos mensalmente através da recomposição tarifária extraordinária aos geradores e distribuidores com valores a receber, entre os quais está incluída a CEMIG, a partir de março de 2003.

Os créditos da recomposição tarifária extraordinária destinados a reembolsar os valores pagos ao MAE a serem repassados pelas outras distribuidoras à CEMIG, relativos ao período de março a dezembro de 2003, correspondem a aproximadamente R\$80, tendo sido recebidos R\$26 no período findo em 31 de dezembro de 2003. Algumas distribuidoras não estão repassando à CEMIG a totalidade dos valores da recomposição tarifária extraordinária por interpretarem, com base no Art.9º da Resolução ANEEL nº 36 e Nota Técnica ANEEL nº 004/2003, que a CEMIG, por estar questionando judicialmente a metodologia de cálculo de suas obrigações no MAE, item "a.2.3" desta nota, estaria também questionando o Acordo Geral do Setor Elétrico. Por este motivo, as distribuidoras estariam impedidas de efetuar o referido repasse para a CEMIG.

A CEMIG, entretanto, considera que a liminar judicial obtida em dezembro de 2002, contestando a metodologia utilizada pelo MAE na definição dos direitos e obrigações da CEMIG, não infringe o Acordo Geral do Setor Elétrico. Desta forma, a Companhia está questionando judicialmente a validade das restrições constantes da Resolução ANEEL nº 36 e Nota Técnica nº 004/2003, buscando eliminar qualquer sanção ou restrição ao recebimento dos valores pela CEMIG. A Companhia não espera quaisquer perdas relacionadas com este contas a receber.

A parcela de 82% dos direitos da CEMIG nas transações no MAE está sendo atualizados pela variação da SELIC. Os 18,00% não estão sendo atualizados. Os valores não atualizada correspondem, segundo estimativas da CEMIG, aos montantes não pagos no âmbito do MAE em função das diversas ações judiciais movidas pelas companhias geradoras e distribuidoras. Conforme a Resolução ANEEL nº 36, estes valores somente poderão ser atualizados após a liquidação definitiva no MAE, que ocorrerá após a resolução das reclamações judiciais.

(a.2.2) Liquidação financeira das transações no MAE:

Em 18 de fevereiro de 2003, a CEMIG liquidou parte 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).

Parcela adicional, no montante de R\$ 373, foi liquidada em 3 de julho de 2003. Parte do pagamento efetuado foi coberto por empréstimo específico do BNDES, concedido em julho de 2003, no montante de R\$ 176.

(a.2.3) 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.

Os valores devidos ao MAE, apurados em conformidade com a liminar obtida, mencionada acima, implicaram em uma redução das obrigações líquidas da CEMIG de aproximadamente R\$143. Entretanto, como a metodologia utilizada para os cálculos das obrigações e dos direitos da CEMIG encontra-se ainda em discussão judicial, a CEMIG optou por manter os valores registrados anteriormente em conformidade com a Resolução ANEEL nº 447. A diferença entre os montantes pagos e os valores provisionados está registrada no Passivo Circulante na rubrica de Fornecedores.

Adicionalmente, 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\$6, a qual está totalmente provisionada.

O resultado das ações judiciais movidas pelos participantes do mercado (incluindo a CEMIG) referente a interpretação das regras de mercado em vigor, pode resultar em um recálculo dos valores das transações anteriormente divulgados pelo MAE. Adicionalmente, a partir de março de 2003, o recebimento do ativo sobre o qual a CEMIG tem direito em função das transações no MAE em conformidade ao Acordo Geral do Setor Elétrico está sendo parcialmente retida pelas outras concessionárias que são responsáveis por coletar os valores dos seus consumidores. A solução desse questão é dependente do resultado das ações que foram movidas contra a ANEEL e o MAE.

(a.3) Recuperação de custos adicionais da Parcela A :

(a.3.1) Custos adicionais da Parcela A de 1 de Janeiro de 2001 a 25 de Outubro de 2001

Através da Resolução ANEEL nº 90, 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 pela diferença entre os desembolsos efetivamente ocorridos no período e os valores estimados 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.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1 de 12 de janeiro de 2004, definiu que os valores das variações nos itens não gerenciáveis da Parcela A deveriam ser excluídos do prazo limite de vigência da recomposição tarifária extraordinária. A sua recuperação será iniciada imediatamente após o final da vigência da recomposição tarifária extraordinária, utilizando os mesmos mecanismos de recuperação. Portanto, o reajuste aplicado nas tarifas para compensação dos valores da recomposição tarifária extraordinária continuará em vigor para compensação dos itens da Parcela A.

(a.3.2) Custos adicionais da Parcela A a partir de 26 de Outubro de 2001

Em 25 de outubro de 2001, o Governo Federal, através da Portaria Interministerial nº 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.

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 10 de março de 2002 até 9 de março 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 2003, foram classificados no ativo circulante e outros ativos considerando o respectivo período de realização.

A Portaria Interministerial mencionada incluiu nos custos da parcela A, a partir de 10 de fevereiro de 2003, a Quota de Recolhimento à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

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:

<u>Itens da Parcela A</u>	<u>Custos da Parcela A incorridos de 10/03/2002 a 09/03/2003</u>	<u>Custos da Parcela A incorridos de 10/03/2003 a 31/12/2003</u>	<u>Total 31 Dezembro de 2003</u>	<u>Total 31 Dezembro de 2002</u>
Encargos de serviços do sistema	72	134	206	120
Tarifa de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional	347	(90)	257	324
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	4	7	11	3
Quota para a conta de consumo de combustível – CCC	(109)	(23)	(132)	(78)
Tarifa para uso da rede básica de transmissão	64	106	170	51
Quota conta desenvolvimento energético - CDE	-	48	48	-
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	1	60	61	1
	-----	-----	-----	-----
	379	242	621	421
	=====	=====	=====	=====

Os valores demonstrados na tabela acima são atualizados pela variação da SELIC entre a data do pagamento da despesa e a sua efetiva compensação no reajuste tarifário.

Os valores a serem compensados registrados no curto prazo referem-se às variações nos custos não controláveis que serão compensadas a partir do reajuste tarifário de 8 de abril de 2004, de acordo com as estimativas da Administração.

A revisão pelo MAE de determinadas premissas utilizadas para elaboração dos valores divulgados e processos judiciais em andamento movidos pelos geradores e distribuidores de energia elétrica relativos a interpretação das regras em vigor, poderá implicar em alterações nos montantes registrados referentes ao Encargo de Serviço do Sistema.

Ativo regulatório diferido

A Resolução ANEEL nº 71, datada em 7 de abril de 2004, divulgou os resultados da revisão tarifária periódica da CEMIG.

Conforme a resolução mencionada, o reajuste tarifário que deveria ser aplicado as tarifas da CEMIG em 8 de abril de 2003 deveria ser de 37,86% ao contrário dos 31,53% aplicados. A diferença será incluída pela ANEEL nos reajustes tarifários futuros.

Desta forma, a CEMIG registrou outro ativo regulatório diferido, correspondente a aplicação da diferença de 37,86% e o reajuste da tarifa de 31,53% no volume de energia venda para os consumidores finais de 8 de abril de 2003 a 31 de dezembro de 2003, no montante de R\$211, incluindo variação monetária.

BONUS PAGOS, SOBRETAXA E CUSTO DE ADAPTAÇÃO AO RACIONAMENTO INCORRIDOS

O Governo Federal, através da Câmara de Gestão da Crise (CGC), definiu metas de consumo de energia elétrica para todos os consumidores das regiões sob o efeito do Programa de Racionamento que vigorou no período de junho de 2001 a fevereiro de 2002. Foram concedidos bônus financeiros aos consumidores residenciais com consumo inferior à meta individual estipulada e, em contrapartida, estabelecidas, para todos os consumidores de energia elétrica, sobretaxas nas tarifas vigentes referentes à parcela do consumo que excedesse às metas fixadas pela CGC. Os saldos referentes às operações mencionadas estão demonstrados a seguir:

	31 de dezembro	
	2003	2002
Contas a receber do Governo Federal referentes aos bônus pagos aos consumidores que tiveram consumo inferior à meta estabelecida	23	24
Contas a receber do Governo Federal referentes aos custos de adaptação ao racionamento excedentes aos 2,00% sobre a sobretaxa cobrada	9	28
	----	----
	32	52
	====	====
Circulante	9	20
Outros ativos	23	32

Em função de liminar judicial em vigor durante determinado período do Programa de Racionamento, a CEMIG foi impedida de cobrar parte da sobretaxa devida pelos consumidores, no montante total de R\$23. Em função deste impedimento, a ANEEL não reembolsou a CEMIG pelos bônus equivalentes à sobretaxa não faturada. Esta questão encontra-se em discussão junto ao Ministério das Minas e Energia visto ser a CEMIG mero agente de execução da política de bônus e sobretaxa determinados pela CGC. A Administração da CEMIG não espera perdas na realização destes valores.

Os custos de adaptação ao racionamento excedentes aos 2,00% da sobretaxa aplicada aos consumidores estão sendo compensados pelo aumento na tarifa de energia elétrica em vigor desde 8 de abril de 2003.

CRÉDITOS DE 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 9% para contribuição social para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 e 8% para contribuição social para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001. Em 30 de dezembro de 2002, o Governo Federal editou a Lei nº 10.637, que aumentou a alíquota de contribuição social de 8% para 9%, a partir de 1º de janeiro de 2003.

Reconciliação de impostos de renda:

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

	<i>Exercícios findos em 31 de dezembro de</i>		
	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Lucro (prejuízo) antes dos impostos de renda e participações minoritárias	2.003	2	(640)
	=====	=====	=====
Impostos incidentes sobre a renda – Alíquota de 34% em 2003 e 33% em 2001	(681)	(1)	211
Efeitos:			
Benefício (despesa) tributário -			
Juros sobre capital próprio	85	73	34
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	(67)	(91)	-
Amortização das obrigações especiais	31	32	29
Diferença de alíquota	-	-	(2)
Outros	25	(39)	(7)
	-----	-----	-----
Despesa apresentada na demonstração do resultado	(607)	(26)	(78)
	=====	=====	=====

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.

Análise dos saldos de impostos de 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 2003 e 2002, foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 34%, que é a alíquota que se espera estar em vigência no momento de sua realização. Os principais componentes dos créditos tributários diferidos são:

	31 de dezembro de	
	2003	2002
Circulante e outros Ativos -		
Prejuízos fiscais a compensar	133	234
Outras diferenças temporárias	156	108
	-----	-----
	289	342
	-----	-----
Ativo Circulante	114	134
Outros ativos	175	208
Passivos de longo prazo -		
Benefícios pós-emprego	(116)	(79)
Diferenças temporárias nos ativos regulatórios	(245)	46
Efeitos de diferenças entre a base fiscal de ativos não monetários substancialmente relacionados ao imobilizado e montantes reportados em U.S. GAAP	(437)	(465)
	-----	-----
	(798)	(498)
	-----	-----
Líquido	(509)	(156)
	=====	=====

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2003, os créditos diferidos com impostos de renda de R\$33 e, para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001, despesas diferidas com imposto de renda de R\$119 e R\$99, respectivamente, referentes a ajuste nas obrigações mínimas com fundo de pensão (nota 19) e ganhos e perdas não realizados com títulos de valores mobiliários disponíveis para venda (nota 14) foram contabilizados diretamente no patrimônio líquido como lucro (prejuízo) abrangente.

DISPONIBILIDADES

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

	31 de dezembro de	
	2003	2002
Caixa e bancos	128	20
Aplicações financeiras de curto prazo, principalmente certificados de depósito bancários e fundos de investimento financeiro, avaliados a valor justo	312	103
	-----	-----
	440	123
	====	====

A maioria das aplicações financeiras a curto prazo da CEMIG e suas controladas referem-se substancialmente a Certificados de Depósitos Bancários indexados à variação da taxa do CDI – Certificado de Depósito Interbancário.

APLICAÇÕES FINANCEIRAS DE USO RESTRITO

Em conformidade a Resolução nº 2.515, de 29 de junho de 1998, do Banco Central do Brasil, 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 do CDI e dólar norte-americano, com prazo de resgate

não superior a 30 dias. As aplicações financeiras de uso restrito são classificadas como circulante e outros ativos em conformidade à data de vencimento dos respectivos financiamentos.

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

	31 de dezembro de	
	2003	2002
Rendimento baseado na variação do CDI	91	57
Rendimento baseado na variação do dólar/real	41	137
	-----	-----
	132	194
	====	====
Circulante	72	145
Outros ativos	60	49

CONTAS A RECEBER LÍQUIDO

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

	Vincências	Vencidas		Total em 31 de dezembro de	
		Até 90 dias	Há mais de 90 dias	2003	2002
Residencial	251	130	28	409	317
Industrial	198	58	95	351	299
Comercial	119	58	25	202	129
Rural	33	17	6	56	38
Poder público	27	59	35	121	84
Serviço público	10	1	92	103	67
	-----	-----	-----	-----	-----
Subtotal	638	323	281	1.242	934
Suprimento	5	-	-	5	6
	-----	-----	-----	-----	-----
	643	323	281	1.247	940
Provisão para devedores duvidosos	-	-	(106)	(106)	(58)
	-----	-----	-----	-----	-----
	643	323	175	1.141	882
	==	===	===	==	==
	==	=	=	==	==
Circulante				1.041	882
Outros ativos				50	-
				91	-

Nenhum consumidor individualmente representa mais de 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2003 e 2002 e da receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001.

Outros ativos inclui créditos a receber de consumidores no montante de R\$91, líquido da provisão para créditos de liquidação duvidosa de R\$3, com a seguinte composição:

R\$62 referentes a valores a receber, em atraso, da Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA, empresa controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais. As negociações para recebimento dos valores estão em andamento e com previsão para serem concluídas em 2004. Os valores foram classificados no longo prazo conforme estimativas da Companhia e não são esperadas perdas na realização deste ativo.

R\$29 referentes a valores a receber da Prefeitura Municipal de Belo Horizonte – PBH, advindos substancialmente de fornecimento de energia elétrica para iluminação pública, cujos pagamentos se encontravam em atraso. Os débitos da PBH foram renegociados para pagamento em 80 meses, até março de 2010, e são atualizados em conformidade aos reajustes tarifários da CEMIG.

As mutações na provisão para devedores duvidosos são as seguintes:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Saldo no início do exercício	58	54	51
Valores baixados	(9)	(9)	(10)
Provisão do exercício	57	13	13
	-----	-----	-----
Saldo no final do exercício	106	58	54
	===	===	===

IMPOSTOS A RECUPERAR

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

	31 de dezembro de	
	2003	2002
Circulante -		
Imposto de renda	64	3
Contribuição social	9	-
ICMS	26	18
Outros	9	-
	-----	-----
	108	21
	===	===
Outros ativos -		
ICMS	116	82
	-----	-----
	116	82
	===	===

Os créditos de ICMS recuperáveis estão sendo compensados pela Companhia com o ICMS a recolher, em conformidade a legislação tributária brasileira. Adicionalmente, encontra-se registrado o montante de R\$20 (R\$19 em 2002), referente a créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens utilizados na atividade da Controladora, cuja compensação está sendo discutida judicialmente com o Governo do Estado de Minas Gerais.

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

Governo Federal, através das Centrais Elétricas Brasileiras – “ELETROBRÁS”, a partir de 2003, está ressarcindo as distribuidoras pelas perdas de receita verificadas a partir de maio de 2002, em função dos novos critérios adotados para classificação dos consumidores na Subclasse Residencial Baixa Renda, tendo em vista a tarifa mais baixa aplicada em suas contas de energia elétrica.

O montante registrado em 31 de dezembro de 2003 refere-se basicamente às perdas de receita no período de agosto a dezembro de 2003, cujo pagamento foi efetuado em 2004 pela ELETROBRÁS.

INVESTIMENTOS

A tabela a seguir descreve os investimentos consolidados:

	31 de dezembro de	
	2003	2002
Consórcios	776	530
Outros investimentos	12	13
	-----	-----
	788	543
	====	====

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 de	
			2003	2002
Em serviço -				
Usina Hidrelétrica de Porto Estrela	33,33%	2,46%	54	53
Usina Hidrelétrica de Igarapava	14,50%	2,58%	56	55
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00%	2,59%	153	111
(-) Depreciação acumulada			(11)	(5)
			-----	-----
			252	214
Em curso -				
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50%		202	121
Usina Hidrelétrica de Aimorés	49,00%		305	183
Usina Hidrelétrica Cemig Capim Branco	21,05%		17	12
			-----	-----
			524	316
			-----	-----
			776	530
			====	====

Os encargos financeiros capitalizados nos consórcios foram de R\$56 e R\$47 durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2003 e 31 de dezembro de 2002. Não houve nenhum encargo financeiro capitalizado em consórcio para o exercício findo em 31 de dezembro de 2001.

A Usina Hidrelétrica de Queimado iniciou suas operações em 9 de abril de 2004.

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 ágio em conformidade ao método de contabilização de compra descrito no SFAS 141 "*Business Combinations*" (Combinações de negócios) e SFAS 142 "*Goodwill and Other Intangible Assets*" (Ágio e outros ativos intangíveis). A aplicação do SFAS 141 e 142, não resultou na identificação de ágio. Desde junho de 2002, Infovias é consolidada nas demonstrações financeiras da Companhia.

Os ativos líquidos consolidados adquiridos da Infovias são como segue:

Ativo circulante	18
Imobilizado	278
Outros ativos	38

Total do ativo adquirido	334
	===
Passivo circulante	(38)
Financiamentos exigíveis a longo prazo	(87)
Outros passivos exigíveis a longo prazo	(12)
Participações minoritárias	(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 são considerados estratégicos para a infra-estrutura existente na CEMIG. O negócio de 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 operar seus negócios em bases individuais e lucrativas, assim como de determinar a necessidade de provisão para perdas neste investimento. As projeções disponíveis atualmente não revelam a necessidade de tal provisão.

A CEMIG firmou os seguintes acordos com a Infovias:

Arrendamento da infraestrutura de rede da CEMIG para a Infovias correspondente a um acordo de operação de arrendamento de 15 anos a começar em 31 de março de 2000. Este acordo ainda está sujeito a aprovação pela 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 a 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, a CEMIG solicitou autorização da ANEEL para corrigir acordo no que diz respeito a certos termos e condições. Este acordo ainda está sujeito a aprovação pela ANEEL.

Informações geo-referenciadas e serviços relacionados fornecidos pela CEMIG para a Infovias, executados 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 a este acordo.

A ANEEL pode impor uma multa relativa aos acordos citados anteriormente se ela concluir que tais acordos não estão em consonância com suas regulamentações. A ANEEL pode, também, impor

restrições aos termos e condições dos acordos. A penalidade máxima é uma multa no montante igual a 2% das receitas da Companhia durante os 12 meses imediatamente anteriores à imposição da mesma. A Administração acredita ter argumentos de mérito para apresentar à ANEEL com relação a este assunto.

GASMIG – Acordos de Cooperação e Associação com a Petróleo Brasileiro S.A. – “PETROBRÁS”:

Em maio de 2003, a CEMIG, a GASMIG, a PETROBRÁS e o Governo do Estado de Minas Gerais assinaram um Acordo de Cooperação visando a viabilização do desenvolvimento do mercado de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Os estudos prevêm, principalmente, a construção, pela Petrobrás Gás S.A. – “GASPETRO”, subsidiária da PETROBRÁS, de novos gasodutos de transporte de gás natural para Minas Gerais, a expansão da rede de distribuição de gás pela GASMIG e a participação da GASPETRO no capital da GASMIG no percentual de 40,00%.

As negociações estão sendo conduzidas objetivando a assinatura de um Acordo de Associação, que contempla um Plano Diretor prevendo o mercado-alvo, os investimentos de responsabilidade da GASPETRO e da GASMIG e a assinatura de um contrato adicional de suprimento de gás natural.

As negociações têm a sua conclusão prevista para 2004, após todas as aprovações legais.

IMOBILIZADO, LÍQUIDO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado consolidado:

	Taxa média anual de depreciação	31 de dezembro de	
		2003	2002
Em serviço -			
Geração -			
Hidrelétrica	2,45%	7.787	7.773
Termelétrica	1,66%	261	261
Transmissão	3,02%	1.512	1.418
Distribuição	4,83%	7.421	7.189
Administração	8,52%	458	457
Gás	5,96%	82	68
Telecomunicação	10,75%	334	304
		-----	-----
		17.855	17.470
		-----	-----
Depreciação e amortização acumuladas -			
Geração		(3.993)	(3.794)
Transmissão		(800)	(756)
Distribuição		(3.553)	(3.270)
Administração		(330)	(293)
Gás		(18)	(16)
Telecomunicação		(52)	(19)
		-----	-----
		(8.746)	(8.148)
		-----	-----
Total em serviço		9.109	9.322
		-----	-----
Imobilizações em curso -			
Geração		549	207
Transmissão		90	95
Distribuição		336	420
Administração		34	31
Gás		18	14
Telecomunicação		5	10
		-----	-----

Total das imobilizações em curso	1.032	777
	-----	-----
Total	10.141	10.099
	=====	=====

Os encargos financeiros capitalizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001 foram de R\$75, R\$74 e R\$57, respectivamente.

Em conformidade com a legislação brasileira, os bens e instalações utilizados pela CEMIG na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, não podem ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia autorização da ANEEL. Os valores recebidos da alienação de ativos devem ser depositados em conta bancária vinculada e destinado a compra de outros bens de concessão. Em conformidade às práticas correntes no Brasil para companhias do setor elétrico, de tempos em tempos a CEMIG executa empreendimentos de distribuição de energia elétrica para benefício 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 registrados como Ativo Imobilizado – Administração que foram dados em garantias de processos judiciais relacionados a impostos, contingências cíveis, trabalhistas e outras no montante de R\$11. Estas contingências estão incluídas nos saldos da provisão para contingências (Vide nota 20).

Imobilizações em curso – Geração inclui os gastos incorridos relativos a Usina de Irapé no montante de R\$355 (R\$125 in 2002).

TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS – DISPONÍVEL PARA VENDA

A Companhia possuía Notas do Tesouro Nacional adquiridas do Governo do Estado em setembro de 1998 com vencimento em 15 de abril de 2024, sujeitas a variação do dólar americano acumulada de 6,00% ao ano.

Em dezembro de 2003, as notas foram vendidas por R\$119, gerando um ganho de R\$76 registrado no resultado. Os custos dessas notas foram determinados com base em identificação específica. O ganho líquido não realizado dessas notas em 2003 no montante de R\$66 foi incluído em outros componentes do lucro abrangente acumulado. Ganhos com essas notas no montante de R\$76 foram reclassificados dos outros componentes do lucro abrangente acumulado em 2003.

As perdas não realizadas nos períodos findos em 31 de dezembro de 2002 e 2001 foram de R\$17 e R\$9 respectivamente e foram apresentados em outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente.

A Companhia não vendeu nenhum dessas notas em 2002 e 2001, dessa forma, não existem ganhos (perdas) realizados relacionados a essas notas nesses períodos.

FORNECEDORES

	31 de Dezembro de	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Suprimento de Energia Elétrica - Eletrobrás – Energia de Itaipu Furnas Centrais Elétricas S.A. (indexado pelo dólar norte- americano)	178	-
Mercado Atacadista de Energia - MAE	52	259
Pagamento aos geradores pela energia comprada no MAE	146	771
Outros	412	418
	41	31
	-----	-----
	-	-
	829	1.479
Materiais e Serviços	114	130
	-----	-----
	-	-
	943	1.609
	=====	=====
Circulante	618	1.275
Exigível a longo prazo	325	334

Em fevereiro e julho de 2003, foram pagos R\$335 e R\$373, respectivamente, ao MAE, conforme descrito na Nota Explicativa nº 4.

Dos valores devidos ao MAE em 31 de dezembro de 2003, R\$143 não foram pagos em função da liminar obtida pela CEMIG em dezembro de 2002, que alterou a forma de cálculo de suas obrigações, conforme mencionado na Nota 4. O eventual pagamento dessa obrigação adicional depende da conclusão dos processos judiciais movidos por agentes do mercado, incluindo a CEMIG.

A partir de 2003, o pagamento pela compra de energia de Itaipu foi transferido de Furnas Centrais Elétricas S.A. para a Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás.

IMPOSTOS A RECOLHER

A tabela a seguir descreve os impostos a recolher:

	<u>31 de dezembro de 2003</u>	<u>31 de dezembro de 2002</u>
Curto prazo -		
Imposto de renda	80	21
Contribuição social	31	29
ICMS	142	45
COFINS	33	30
Outros	35	26
	-----	-----
	321	151
	-----	-----
Longo prazo -		
COFINS	84	36
PASEP	16	16
	-----	-----
	100	52
	-----	-----
	421	203
	===	===

Os impostos federais registrados no longo prazo referem-se a parte das obrigações e direitos diferidos líquidos incidentes sobre os ativos e passivos advindos do Acordo Geral do Setor Elétrico e o reajuste diferido da tarifa, os quais são devidos a medida da realização desses ativos e passivos. Estes impostos estão contabilizados pelas alíquotas esperadas de estar em vigor quando de sua realização. O imposto de renda e a contribuição social advindas desses eventos são contabilizados como impostos de renda diferidos (veja nota 6).

A Companhia constituiu provisão complementar da COFINS incidente sobre os efeitos oriundos do Acordo Geral do Setor Elétrico, no montante de R\$ 50, em função do aumento da alíquota de 3,0% para 7,6%, a partir de fevereiro de 2004, de acordo com a Lei 10.833, de 29 de dezembro de 2003.

FINANCIAMENTOS

As tabelas a seguir descrevem os financiamentos:

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	2003			
				Curto Prazo		Longo Prazo	Total
				Principal	Encargos	Principal	
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
ABN AMRO Bank – N.V.	Amortização anual até 2005	Libor + 4,25	US\$	19	-	10	29
Banco BNL do Brasil S.A.	Diversas	Libor + 0,50	US\$	-	-	16	16
Banco do Brasil S.A. I	Amortização semestral até 2024	1,40	JPY	99	-	-	99
Banco do Brasil S.A. II	Amortização semestral até 2004	Libor + 3,13	US\$	40	1	-	41
Banco do Brasil S.A. III	Amortização única em 2004	10,38	US\$	116	3	-	119
Banco do Brasil S.A. V	Amortização anual até 2005	1,30	JPY	-	-	83	83
Banco do Brasil S.A. – Bônus diversos (1)	Amortização semestral até 2024	Diversas	US\$	23	3	224	250
Banco Interamericano Desenvolvimento – BID	Amortização semestral até 2006	4,00 a 7,67	Cesta de moedas	15	1	19	35
Banco Itaú S.A. I	Amortização anual até 2007	Libor + 3,25	US\$	24	4	120	148
Banco Itaú S.A. II	Amortização anual até 2004	Libor + 2,45	US\$	49	-	-	49
Banco Itaú - BBA. I	Amortização única em 2004	3,97	US\$	120	-	-	120
Banco Itaú – BBA II	Amortização única em 2004	Diversas	US\$	88	2	-	90
Banco Itaú – BBA III	Amortização única em 2004	3,69	US\$	111	-	-	111
Citibank N.A. II	Amortização anual até 2004	Libor + 5,50	US\$	33	1	-	34
Citibank N.A. III	Amortização única em 2004	10,00	US\$	32	1	-	33
Citibank N.A. IV	Amortização anual até 2005	Libor + 4,25	US\$	15	-	8	23
Títulos de juros fixos	Amortização única em 2004	9,13	US\$	78	1	-	79
Kreditanstalt für Wiederaufbau – KFW	Amortização semestral até 2016	4,50	EURO	2	-	29	31
Lloyds Tsb Bank Plc	Amortização semestral até 2004	Libor + 6,00	US\$	7	-	-	7
Siemens LTDA – I	Amortização semestral até 2004	Libor +4,25	US\$	91	-	-	91
Siemens LTDA – II	Amortização semestral até 2005	9,97	US\$	23	1	23	47

MBK Furukawa Sistemas S.A. – UNIBANCO	Amortização semestral até 2008	Libor + 5,45	US\$	18	1	62	81
Toshiba do Brasil S.A.	Amortização trimestral até 2009	Libor + 6,00	US\$	-	2	16	18
Outros	Diversas	Diversas	Diversas	17	4	57	78
Total da Dívida em Moeda Estrangeira				1.020	25	667	1.712
EM MOEDA NACIONAL							
Banco Itaú – BBA IV	Amortização única em 2004	CDI + 3,90	R\$	300	2	-	302
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS I	Amortização mensal até 2013	FINEL (6) +6,50	R\$	16	-	123	139
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS II	Amortização mensal até 2005	IGP-M + 10,00	R\$	42	-	46	88
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRAS III	Amortização mensal até 2023	UFIR (7) + 5,00 to 8,00	R\$	20	1	89	110
Debêntures I (2)	Amortização em 2009/2011 com opção de resgate antecipado em 2005/2006	IGP-M (5) + 12,70	R\$	-	17	862	879
Debêntures II Governo Estado Minas Gerais (3)	Annually from 2027 to 2028	IGP-M	R\$	-	-	50	50
Grandes Consumidores –TELEMIG / C.V.R.D.	Amortização trimestral até 2011	Various	R\$	2	2	4	8
UHESC S.A. (4)	Amortização única em 2005	IGP-M (5) + 14,66	R\$	-	8	48	56
BNDES (6)	Amortização mensal até 2008	SELIC+ 1,00	R\$	84	4	387	475
União de Bancos Brasileiros S.A. - UNIBANCO	Amortização única em 2004	CDI + 1,50	R\$	100	3	-	103
Outros	Diversas	Diversas	R\$	13	1	55	69
Total da Dívida em Moeda Nacional				577	38	1.664	2.279
<i>Total</i>				1.597	63	2.331	3.991

Financiadores	Vencimento Principal	Encargos Financeiros anuais (%)	Moeda	2002			
				Curto Prazo		Longo Prazo	
				Princ ipal	Enca rgos	Principa l	Total
EM MOEDA ESTRANGEIRA							
ABN AMRO Bank – N.V.	Amortização anual até 2005	Libor + 4,25.	US\$	24	-	35	59
Banco BNL do Brasil S.A.	Diversas	Libor + 0,50	US\$	-	-	20	20
Banco do Brasil S.A. II	Amortização semestral até 2004	Libor + 3,13	US\$	97	3	48	148
Banco do Brasil S.A. III	Amortização única em 2004	10,38	US\$	-	2	141	143
Banco do Brasil S.A. IV	Amortização única em 2003	16,00	US\$	125	1	-	126

Banco do Brasil S.A. – Bônus diversos (1)	Amortização semestral até 2024	Diversas	US\$	9	5	317	331
			Cesta de moed				
Banco Interamericano Desenvolvimento – BID	Amortização semestral até 2006	4,00 a 7,67	as	16	1	34	51
Banco Itaú S.A. I	Amortização anual até 2007	Libor + 3,25	US\$	-	4	177	181
Banco Itaú S.A. II	Amortização anual até 2004	Libor + 2,45	US\$	23	1	59	83
Citibank N.A. I	Amortização semestral até 2003	Libor + 2,84	US\$	54	1	-	55
Citibank N.A. II	Amortização anual até 2004	Libor + 5,50	US\$	82	4	40	126
Citibank N.A. III	Amortização única em 2004	10,00	US\$	-	-	38	38
Citibank N.A. IV	Amortização anual até 2005	Libor + 4,25	US\$	18	-	28	46
Títulos de Juros Fixos Fixed Rate Notes	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	EUR O	2	3	32	37
Lloyds Tsb Bank Plc	Amortização semestral até 2004	Libor + 6,00	US\$	18	-	9	27
MBK Furukawa Sistemas S.A. / Unibanco	Amortização anual até 2008	Libor + 5,45	US\$	22	1	100	123
Siemens S.A. I	Amortização semestral até 2004	Libor + 4,25	US\$	28	2	56	86
Siemens S.A. II	Amortização semestral até 2005	9,97	US\$	110	1	111	222
Outros	Diversas	Diversas	Diver	14	1	63	78
			sas				
<u>Total da Dívida em Moeda Estrangeira</u>				684	31	1.404	2.119
<u>EM MOEDA NACIONAL</u>							
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRÁS I	Amortização mensal até 2013	FINEL (6) + 6,50	R\$	17	-	137	154
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRÁS II	Amortização mensal até 2005	IGP-M + 10,00	R\$	35	-	81	116
Centrais Elétricas Brasileiras S.A.– ELETROBRÁS III	Amortização mensal até 2023	UFIR (7) + 5,00 a 8,00	R\$	22	1	129	152
Grandes consumidores –TELEMIG / C.V.R.D.	Amortização semestral até 2011	Diversas	R\$	5	1	4	10
Debentures I (2)	Amortização em 2009/2011 com opção de resgate antecipado em 2005/2006	IGP-M (5) + 12,70	R\$	-	16	793	809
Debentures II – Governo do Estado de Minas Gerais (3)	Amortização única em 2027	IGP-M	R\$	-	-	26	26
UHESC S.A. (4)	Amortização única em 2005	IGP-M (5) + 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	1.420
<i>Total</i>				880	66	2.593	3.539

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.

Em novembro de 2001, a CEMIG, emitiu R\$625 em debêntures, em duas séries de R\$312,5 cada. As debêntures, com remuneração anual de 12,70% mais IGP-M, não são conversíveis em ações da CEMIG, e não possuem preferências ou garantias. 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.

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, a CEMIG se comprometeu em ceder os direitos creditórios da subsidiária Sá Carvalho S.A. decorrentes do contrato de fornecimento de energia elétrica firmado entre a Sá Carvalho S.A. e a ACESITA S.A..

A Assembléia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2002 autorizou a emissão de debêntures, no montante total de R\$ 90, a serem adquiridas pelo Governo do Estado de Minas Gerais. Essas debêntures são emitidas em séries, não são conversíveis em ações da CEMIG e desprovidas de preferência ou garantia, com vencimento em 25 anos da data de emissão e atualização pelo IGP-M, sem incidência de juros. Os recursos decorrentes desta emissão serão utilizados na construção da Usina de Irapé. Em 30 de setembro de 2002, foi realizada a primeira emissão, no montante de R\$ 22,5 e em 22 de dezembro de 2003 a segunda emissão no mesmo montante. Estas debêntures serão adquiridas pelo Estado de Minas Gerais com recursos oriundos da distribuição de dividendos da CEMIG.

IGP-M Índice Geral de Preços de Mercado

FINEL - Índice Interno da Eletrobrás

UFIR - Unidade Fiscal de Referência

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

Adicionalmente aos financiamentos mencionados acima, a Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2003, linhas de créditos com instituições financeiras no montante de R\$120.

Os financiamentos da Companhia, em sua grande maioria, são garantidos pelos Governos Federal e Estadual, sendo os recursos geralmente 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\$1.334 referentes a contas a receber de consumidores pelo fornecimento de energia elétrica.

(b) Composição dos financiamentos externos por moedas e financiamentos internos por indexadores:

	31 de dezembro de	
	2003	2002
Moedas -		
Dólar Norte-Americano	1.424	1.995
Yen Japones	182	-
Euro	69	73
Unidade de Conta (cesta de moedas)	33	51
Outros	4	-
	-----	-----
	1.712	2.119
	-----	-----
Índices -		
Índice Geral de Preços de Mercado – “IGP-M”	1.085	1.076
Sistema Especial de Liquidação e Custódia – “SELIC”	475	-
Certificado de Depósito Interbancário – CDI	405	-
Índice Interno da Eletrobrás – “FINEL”	139	154
Unidade Fiscal de Referência – “UFIR”	110	152
Outros	65	38
	-----	-----
	2.279	1.420
	-----	-----
	3.991	3.539
	=====	=====
		=

(c) A tabela abaixo indica as variações, 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 de		
	2003	2002	2001
Moedas -			
Cesta de Moedas	3,63	60,3	14,3
Euro	(7,78)	79,3	12,0
Yen Japones	(9,30)	68,1	3,36
Dólar Norte-Americano	(18,23)	52,2	18,6
		7	7

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

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Indexadores -			
SELIC	23,41	19,3	17,49
CDI	23,33	9	17,45
IGP-M	8,71	25,3	10,39

FINEL

1,70

¹
4,67

2,00

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

	31 de dezembro
	de
2005	942
2006	720
2007	259
2008	93
2009	41
2010 em diante	276

	2.331
	=====

A CEMIG necessita de recursos para pagar e refinar seus empréstimos e financiamentos com vencimentos no curto prazo. A CEMIG está planejando a captação de R\$ 1,5 bilhão para ampliar o vencimento de sua dívida. Esta reestruturação é baseada, principalmente, na captação de recursos através da emissão de debêntures no mercado doméstico e, possivelmente, outros papéis no mercado internacional.

O contrato de financiamento da Infovias com o MBK Furukawa Sistemas S.A./Unibanco, no montante de R\$ 81 em 31 de dezembro de 2003, dos quais R\$ 62 estão classificados no Passivo Exigível a Longo Prazo, contém cláusulas restritivas que não foram cumpridas, e portanto poderiam causar o vencimento imediato dos valores devidos. Estas 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 até 31 de dezembro de 2004. Este financiamento está classificado como Passivo Exigível a Curto e Longo Prazo de acordo com os termos originais do contrato, tendo em vista a obtenção do referido consentimento. Este contrato de financiamento conta também com garantia da CEMIG que, se exercida, implicará na conversão do valor pago em ações preferenciais da Infovias.

ENCARGOS REGULATÓRIOS

A tabela a seguir descreve os encargos regulatórios da Companhia a pagar:

	31 de dezembro	
	de	
	2003	200
		2
Reserva global de reversão	60	52
Conta de consumo de combustível	7	26
Encargo de capacidade emergencial	51	14
Conta desenvolvimento energético	13	-
Outros	3	2
	-----	-----
	134	94
	===	==
		=

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.

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.

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).

Conta de Desenvolvimento Energético:

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE - foi criada pela Lei nº 10.438/02, com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólicas, PCH's, biomassa, gás natural e carvão mineral. Os valores a serem pagos pela CEMIG foram definidos pela Resolução nº 42, da ANEEL, de 31 de janeiro de 2003.

OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO

A CEMIG patrocina um plano de pensão, administrado 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 aplicável 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 2003 e 2002 era R\$865 e R\$679, respectivamente, e as despesas com a contribuição para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001 foram de R\$31, R\$22 e R\$22, respectivamente.

A CEMIG também patrocina planos de saúde e paga prêmio de seguro de vida para os aposentados. A contabilização destes benefícios está de acordo com o 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 oferece a seus empregados 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 pela aposentadoria antecipada. Desta forma, os custos com este incentivo são contabilizados pelo princípio da competência. A CEMIG pode deixar de conceder tal incentivo a qualquer momento.

Amortização das Obrigações Atuariais

Parte da obrigação atuarial com benefícios pós-emprego, no montante de R\$1.539 em 31 de dezembro de 2003 (R\$1.495 em 31 de dezembro de 2002) foi reconhecida como obrigação a pagar pela CEMIG e será amortizada até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Parte dos valores é reajustada anualmente com base no indexador atuarial do Plano de Benefício Definido (índice de reajuste salarial dos empregados da CEMIG, excluindo produtividade), e parte é reajustada pelo IPCA do IPEAD, acrescido de 6% ao ano.

Os superávits técnicos que a FORLUZ venha a apresentar pelo período de três anos consecutivos poderão ser utilizados para a redução das obrigações a pagar pela CEMIG, mencionadas no parágrafo anterior, conforme previsto contratualmente.

Alterações nos critérios de aposentadoria e outras negociações

Em setembro de 2003, CEMIG, o SINDIELETRO e as entidades representantes dos empregados e dos ex-empregados negociaram as alterações nos critérios de aposentadoria e outros assuntos envolvendo a FORLUZ, sendo que as principais modificações acordadas estão descritas a seguir:

A FORLUZ retirou, para os empregados e assistidos admitidos entre 24 de janeiro de 1978 e 2 de abril de 1979, a exigência de idade mínima de 55 anos para aposentadoria normal e de 53 anos para aposentadoria especial, sem pagamento de retroatividade para os assistidos que atenderam a tais limites.

A FORLUZ alterou o Regulamento do Plano A – Plano Saldado de Benefícios Previdenciários, permitindo o pagamento de complementação de aposentadoria proporcional para empregados, a partir de determinado tempo de contribuição (homens, a partir de 30 anos de contribuição e mulheres, a partir de 25 anos de contribuição) ainda não aposentados pelo INSS e que façam opção pelo seu desligamento da CEMIG.

A CEMIG concordou com a aplicação de um percentual de reajuste adicional de 3,67% para correção dos benefícios Plano A, retroativo a 1º de junho de 2000. Esta mudança se deve ao fato de que alguns participantes da FORLUZ estavam contestando a substituição, em 1º de junho de 2000, do indexador atuarial do fundo de pensão, do IGP-DI para o IPCA do IPEAD, reivindicando a aplicação de um reajuste adicional nos benefícios em função da variação apresentada entre os dois indexadores.

As alterações acima mencionadas implicaram em um aumento de R\$81 nas obrigações com benefícios pós-emprego, a serem reconhecidos no resultado em aproximadamente 14 anos, a partir de 1º de janeiro de 2004.

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 por cada plano. A implementação das mudanças foi efetuada 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 de benefícios do período para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002.

A CEMIG utiliza 31 de dezembro como data de avaliação para os benefícios pós-emprego de seus empregados.

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2003	2002	2003	2002
Obrigação com o benefício – início do exercício	2.752	3.109	438	502
Custo do serviço	6	6	14	25
Juros sobre a obrigação atuarial	353	340	57	56
Perda (ganho) Atuarial	579	(481)	4	(121)
Mudança no plano	46	-	35	-
Benefícios pagos aos participantes	(251)	(222)	(36)	(24)
	-----	-----	-----	-----
Obrigação com o benefício - final do exercício	3.485	2.752	512	438
	=====	=====	=====	=====

As movimentações nos ativos do plano para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003 e 2002 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	
	2003	2002	2003	2002
Valor de mercado dos ativos do plano - início do exercício	2.112	1.768	9	13
Contribuições do empregador	207	151	23	11
Contribuições dos empregados	-	-	18	7
Rendimento efetivo dos ativos do plano	516	415	2	2
Benefícios pagos aos participantes	(251)	(222)	(36)	(24)
	-----	-----	-----	-----
Valor de mercado dos ativos do plano – final do exercício	2.584	2.112	16	9
	=====	=====	=====	=====

Os valores reconhecidos no Balanço Patrimonial referentes aos planos de benefício definido e planos de saúde e seguro de aposentados são como segue:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro para aposentados	
	31 de dezembro de		31 de dezembro de	
	2003	2002	2003	2002
Obrigações projetadas excedentes aos ativos do plano	901	640	496	429
Obrigações de transição líquida, não reconhecida, em reconhecimento desde 1 de janeiro de 1995	-	-	(33)	(38)
Custo do serviço passado não reconhecidos	(46)	-	(35)	-
Ganho (perda) atuarial líquido não reconhecido	(116)	293	(46)	(52)
	-----	-----	-----	-----
Obrigações pós-emprego provisionadas	739	933	382	339
Obrigações mínimas adicionais – Outros ganhos abrangentes	87	-	-	-
	-----	-----	-----	-----
Total das obrigações pós-emprego provisionadas	826	933	382	339
	=====	=====	=====	=====

Os componentes do “*net periodic benefit costs*” (custo líquido do período), para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2003, 2002 e 2001, são os seguintes:

	Plano de benefício definido			Plano de saúde e seguro para aposentados		
	Exercícios findos em 31 de dezembro de			Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001
Custo do serviço	6	6	7	14	25	12
Custo de juros	3					
	5					
	3	340	325	57	56	47
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(3)	(197)	(155)	(2)	(1)	(1)
	46))	(2)	(1)	(1)
)					
Amortização da obrigação de transição	-	-	-	5	6	6
Amortização de perdas (ganhos)	(1)	6	26	2	3	4
Contribuição esperada dos empregados	-	-	-	(10)	(11)	-
Ganho em função de redução dos benefícios	-	-	-	-	(48)	-

	---	----	----	----	----	----
	-	--	--	----	----	----
Custo líquido do período	1					
	2	155	203	66	30	68
	=					
	=	==	==	==	==	==
	=	==	==	=	=	=

Os componentes do “*projected net periodic cost*” (custo projetado líquido do período) para o exercício de 2004 são os seguintes:

	Plano de benefício definido	Plano de saúde e seguro para aposentados
Custo do serviço	6	24
Custo de juros	449	66

Contribuições dos empregados esperadas	-	(18)
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(422)	(3)
Amortização dos custos de serviço passado	3	2
Amortização da obrigação de transição	-	5
Amortização de perdas (ganhos)	-	3
	-----	-----
	36	79
	====	====

A distribuição média ponderada dos ativos por categoria é a seguinte:

Tipo de investimento	Plano de benefício definido e Plano de saúde para aposentados		
	Distribuição dos ativos em 31 de dezembro de		Distribuição ou faixa percentual almejada
	2003	2002	
Títulos representativos de dívida	85,07%	85,87%	De 70% a 100%
Ações	8,67%	6,52%	Até 15%
Bens Imóveis	4,02%	5,04%	Até 8%
Empréstimos a participantes	2,24%	2,57%	Até 10%
	-----	-----	
Total	100,00%	100,00%	
	====	=====	
	==		

Estratégias de investimento:

O Comitê de Investimentos da FORLUZ determina as diretrizes de investimento;

Objetivos de investimento: atingir o rendimento atuarial mínimo (IPCA/IPEAD mais 6% ao ano), em curto e longo prazos;

Tipos de investimentos permitidos: Renda fixa com baixo risco de crédito, ações, bens imóveis e empréstimos a participantes;

Tipos de empréstimos não permitidos: ativos, moedas estrangeiras e outros de acordo com a legislação brasileira, de médio e alto risco de crédito;

Uso de derivativos: com o propósito de proteção contra exposição a riscos.

Rendimentos esperados para os investimentos nos ativos do plano:

Renda fixa: CDI, IGP-M, INPC (1), IPCA/IBGE (2),

Ações: média IBOVESPA (3)

Bens Imóveis: IPCA/IPEAD + 6% ao ano

Empréstimos a participantes: IPCA/IPEAD + 10,03% ao ano

Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC

Índice de Preços ao Consumidor Amplo- IPCA

Índice da Bolsa de Valores de São Paulo – IBOVESPA

Em 31 de dezembro de 2003 e 2002, os ativos do plano de pensão incluíram títulos emitidos pela CEMIG como se segue:

	Plano de benefício definido	
	31 de dezembro de 2003	31 de dezembro de 2002
Debêntures	202	185
Ações	40	38
	-----	-----
	242	223
	====	=====

O valor estimado da contribuição a ser paga pela CEMIG em 2004 para os planos de benefício definido e planos de saúde e seguros para aposentados é R\$205 e R\$38, respectivamente.

As premissas utilizadas pela Companhia são como segue (percentual incluindo inflação projetada de 5% ao ano):

	Plano de benefício definido	
	2003	2002
	%	%
Método atuarial		
Taxa de desconto anual	Unidade de crédito projetada 13,40	Unidade de crédito projetada 13,40
Expectativa de rendimento anual sobre os ativos do plano	16,55	16,55
Aumento salarial anual	9,20	9,20
Aumento anual nos benefícios	5,00	5,00

	Plano de saúde e seguro para aposentados	
	2003	2002
	%	%
Taxa de desconto anual	13,40	13,40
Expectativa de rendimento anual sobre os ativos do plano	16,55	16,55
Aumento salarial anual	9,20	9,20
Aumento anual nos benefícios	5,00	5,00

O raciocínio utilizado para determinação da taxa de rendimento a longo prazo sobre os ativos descrita acima é baseada na expectativa dos gerenciadores dos ativos e as taxas dos títulos do Governo brasileiro. Adicionalmente, a Companhia considera razoável uma expectativa de retorno dos ativos igual a taxa de desconto adicionada de 2% ou 3%.

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 2003, como segue:

	Um ponto percentual	
	Aumento	Redução
Efeito de total nos componentes de custo do serviço e de juros	3	3
Efeito nas obrigações com benefício pós-emprego	44	37

As obrigações da CEMIG relacionadas ao plano de saúde e seguro para aposentados são calculadas considerando o limite anual de contribuição sem considerar o aumento ou diminuição no custo dos serviços médicos. Se as contribuições da CEMIG não forem suficientes no futuro para garantir o pagamento dos benefícios correntes, será definida nova contribuição por parte dos empregados ou diminuição dos benefícios, conforme acordo específico estabelecido entre CEMIG e SINDIELETRO.

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, cíveis e outros assuntos.

A Companhia acredita que eventuais perdas em excesso aos montantes provisionados para tais contingências, 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 de	
	2003	2002
Trabalhistas	91	70
Cíveis – Consumidores	97	86
Contribuição social	52	93
Finsocial	20	19
Procedimentos administrativos - ANEEL	15	-
Cíveis – Outras	44	26
Outras	35	21
	-----	-----
	354	315
	===	===

A CEMIG acredita que perdas a curto prazo não são prováveis para os litígios pendentes em 2003. Desta forma, as provisões para contingências estão classificadas no longo prazo.

Certos detalhes relacionados a estas provisões são como segue:

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\$113 em 31 de dezembro de 2003 (R\$87 em 31 de dezembro de 2002). A CEMIG adicionou à provisão, no exercício de 2003, o montante de R\$21 (R\$16 no exercício de 2002). A CEMIG estima os valores provisionados com base na natureza dos grupos de questionamento e em decisões judiciais recentes.

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 de estabilização econômica do Governo Federal denominado “Plano Cruzado”, em 1986, alegando que tal aumento violou o controle de preços instituído por aquele plano. A CEMIG estima os valores a serem provisionados com base nos valores faturados passíveis de questionamento e com base em decisões judiciais recentes.

O valor total da exposição da CEMIG nessa matéria está integralmente provisionado.

Contribuição social:

Em 28 de junho de 1991, o Governo Federal promulgou a Lei nº 8.200, regulando a correção monetária a ser aplicada na elaboração das demonstrações financeiras preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e nas obrigações fiscais. 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 CEMIG vem deduzindo as quotas de depreciação, amortização e baixas da correção monetária complementar do imobilizado para fins de cálculo da contribuição social. O montante total estimado da exposição da Companhia está integralmente provisionado.

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 incidente sobre o faturamento extinta em 1992. O montante estimado da exposição da Companhia está integralmente provisionado.

A CEMIG possui uma disputa envolvendo contribuições para o FINSOCIAL no montante de R\$115, para os quais a Companhia mantém registrados um depósito judicial e uma provisão para perdas, ambos equivalentes e em valores históricos. No caso da CEMIG não ser bem sucedida nesta disputa, haverá uma perda equivalente à diferença entre a provisão para perdas registrada e àquela incorrida atualizada. Ao mesmo tempo, a CEMIG reconhecerá uma receita financeira equivalente à diferença entre o saldo atualizado do depósito judicial e o valor registrado originalmente, diminuindo substancialmente o efeito do incremento da provisão para perdas.

Processos administrativos da ANEEL

A CEMIG foi multada pela ANEEL em alguns processos administrativos devido a uma alegada falha do atendimento a certos indicadores de qualidade relacionados aos seus consumidores, não atendimento ao prazo de conclusão do processo de desverticalização (conforme descrito na nota 28) e outras matérias. A CEMIG está também se defendendo contra estas multas e registrou uma provisão em 31 de dezembro de 2003, no valor de R\$15, que representa a perda potencial nestas questões.

Ações cíveis e outras:

A Companhia Vale do Rio Doce – CVRD entrou com ação contra a CEMIG em 17 de outubro de 2002, para impedir a CEMIG de cobrar as perdas de energia ocorridas durante o transporte de energia da usina hidrelétrica de Igarapava. O montante envolvido nesta reclamação é de aproximadamente R\$17, o qual está integralmente provisionado.

Outros passivos contingentes provisionados referem-se a questionamentos envolvendo o Governo Federal, sobre a discussão da constitucionalidade de certos tributos federais e outras reclamações, consideradas normais ao curso das operações.

Contingências com avaliação de êxito provável:

A CEMIG discute em juízo outras ações para as quais considera ser provável seu êxito no desfecho das causas. A Companhia não espera incorrer em qualquer perda com respeito a estas contingências e portanto, não contabilizou a respectiva provisão para contingência, sendo os detalhes os seguintes:

Processos Envolvendo a FORLUZ com Possível Repercussão Financeira para a CEMIG:

A CEMIG está defendendo, em conjunto com a FORLUZ, uma reclamação do sindicato dos seus empregados (“Sindieletro”) contestando o valor das contribuições amortizantes pagas pela CEMIG à FORLUZ referente a atualização monetária do custo de vida obrigatório. O valor total envolvido nessa reclamação é de R\$672. 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.

O Sindieletro está contestando a FORLUZ em função da substituição do indexador atuarial do fundo de pensão, do IGP-DI para o IPCA do IPEAD. O valor total dessa reclamação é de R\$ 294. Por considerar que a FORLUZ tem argumentos de mérito para defesa judicial, nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa reclamação.

Em 25 de março de 2004, a CEMIG ratificou acordo com a FORLUZ e o sindicato de seus empregados para resolver as ações acima mencionadas. A FORLUZ concordou de aumentar as pensões em 3,67% retroativamente a junho de 2000. Como parte do acordo, o Sindieletro consentiu em desistir de seus direitos pelos processos, os quais foram terminados em março de 2004. Vide nota 19.

(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 atualizado de R\$ 249, em função da utilização de créditos fiscais 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. O passivo adicional das obrigações pós-emprego que resultaram das alterações na forma de contabilização foi reconhecido nos exercícios fiscais retificados, resultando em prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação, tendo em vista que a CEMIG considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados para a recuperação dos referidos créditos fiscais.

Os créditos fiscais constituídos, mencionados no parágrafo anterior, foram utilizados pela CEMIG na compensação de impostos federais pagos nos exercícios de 2001 e 2002. Devido a esta compensação, a CEMIG está exposta a uma penalidade adicional de R\$ 193. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação, tendo em vista que a CEMIG considera ter sólido embasamento jurídico que fundamenta os procedimentos adotados.

Em 2003, a Secretaria da Receita Federal, em função de inspeção efetuada na Declaração de Débitos/Créditos Tributários Federais - DCTF ("DCTF") de 1997 a 2001 da CEMIG, emitiu autos de infração, no montante de R\$ 1.246, alegando falta de recolhimento de tributos, referentes aqueles exercícios fiscais. A CEMIG apresentou pedido de impugnação administrativa do auto de infração em função da não consideração pela Receita Federal, das DCTF's retificadoras e complementares, protocoladas pela CEMIG, que comprovam a quitação dos tributos e contribuições correspondentes as autuações mencionadas. Não foi constituída provisão para contingências para fazer face a eventuais perdas com essa autuação, tendo em vista que a CEMIG considera ter argumentos de mérito para defesa na esfera administrativa e caso necessário, na esfera judicial.

(iii) COFINS:

A CEMIG iniciou questionamentos com relação ao pagamento da COFINS em 1992. Devido à sentença judicial desfavorável, a CEMIG pagou, em 30 de julho de 1999, o montante de R\$ 239. O Governo Federal está alegando que a CEMIG deve R\$ 156 adicionais referentes a multas e juros pelo não pagamento da COFINS. A CEMIG 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) Taxa de ocupação do solo

Alguns Municípios do Estado de Minas Gerais estão processando a Companhia pelo pagamento da Taxa de ocupação do solo (taxa cobrada por Municípios devido ao uso de terreno para construção de redes de distribuição). Existem vários processos administrativos relacionados a essa questão com um valor total aproximado de R\$10. Não foi contabilizada provisão relacionada a essa demanda, uma vez que a Companhia acredita que possui argumentos de mérito para a defesa contra essas demandas.

(v) ITCMD – Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação:

O Estado de Minas Gerais processou a Companhia pelo não pagamento do Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação – ITCMD no montante de R\$71. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda.

(vi) ICMS:

Em 2004, o Governo do Estado impetrou três procedimentos administrativos contra a Companhia, no montante de R\$58. CEMIG apresentou suas defesas em maio de 2004. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essas disputas, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa contra estas demandas.

(vii) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve ao Governo Federal R\$509 devido a erro de cálculo da Conta de Resultados a Compensar – CRC aplicados na redução de débitos com o Governo Federal. Em 31 de Outubro de 2002, a ANEEL emitiu decisão administrativa final contra a Companhia. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional emitiu ofício de cobrança no montante de R\$516 para pagamento em 30 de janeiro de 2004. A Companhia não efetuou tal pagamento por acreditar que possui argumentos de mérito contra tal demanda e, dessa forma, não contabilizou nenhuma provisão a esse respeito. Adicionalmente, a Secretaria do Tesouro Nacional incluiu a CEMIG no CADIN. A CEMIG obteve um mandato de segurança para suspensão temporária na sua inclusão no CADIN até a resolução final desta questão.

O Tribunal de Contas da União, que é responsável pela verificação da legalidade dos atos do Governo Federal e de outras entidades federais, incluindo a ANEEL, decidiu recentemente que a metodologia adotada pela ANEEL para revisões tarifárias periódicas não considerou alguns benefícios fiscais obtidos pelas companhias distribuidoras, incluindo a CEMIG, causando, assim, um maior aumento na taxa de reajuste tarifário e prejudicando os consumidores. O resultado dessa decisão pode causar reconsideração pela ANEEL do reajuste tarifário concedido a CEMIG na última revisão tarifária em 8 de abril de 2003. Não foram contabilizadas provisões para essa demanda uma vez que a CEMIG acredita possuir argumentos de mérito para sua defesa e, dessa forma, não espera incorrer em perdas relacionadas a esse assunto.

(viii) Ações cíveis:

Diversos consumidores e o promotor público do Estado de Minas Gerais 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 o índice inflacionário utilizado para aumentar a tarifa de energia elétrica em abril de 2003 e dobrar o reembolso pelos montantes considerados cobrados erroneamente pela Companhia. 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 alguns processos contestando o Encargo de Capacidade Emergencial. A Companhia coleta o Encargo de Capacidade Emergencial dos seus consumidores em nome da Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (“CBEE”), agência do Governo Federal responsável pelo suprimento de energia no caso de deficiências futuras. Não é possível, no momento, estimar o montante envolvido nestas reclamações. Nenhuma provisão foi registrada para estas reclamações, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa.

A Companhia está sendo questionada, em conjunto com a Companhia Vale do Rio Doce (“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. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial.

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. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial.

Adicionalmente às questões descritas acima, a CEMIG e suas controladas estão envolvidas em outros litígios relacionados ao curso normal de suas operações. A Administração acredita que quaisquer efeitos adversos das mesmas não causarão efeitos relevantes na posição financeira consolidada e no resultado de suas operações.

PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Capital Social:

	Exercícios findos em 31 de dezembro (milhares de ações)		
	2003	2002	2001
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo no início do exercício	91.279.6	89.504.0	89.504.0
	51	20	20
Emissão de novas ações	-	1.775.63	-
		1	
	-----	-----	-----
	---	---	---
Saldo no final do exercício	91.279.6	91.279.6	89.504.0
	51	51	20
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo no início do exercício	70.874.1	69.495.4	69.495.4
	68	78	78
Emissão de novas ações	-	1.378.69	-
		0	
	-----	-----	-----
	---	---	---
Saldo no final do exercício	70.874.1	70.874.1	69.495.4
	68	68	78
AÇÕES EM TESOURIA (Ações preferenciais):			
Saldo no início do exercício	(69.128)	(67.783)	(67.783)
Emissão de novas ações	-	(1.345)	-
	-----	-----	-----
	--	--	--
Saldo no final do exercício	(69.128)	(69.128)	(67.783)
	-----	-----	-----
	--	--	--
Total	162.084.	162.084.	158.931.
	691	691	715
	=====	=====	=====
	==	==	==

A Assembléia Geral dos Acionistas aprovou, em 30 de abril de 2002, um aumento de capital 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 à emissão. Como resultado, a participação dos acionistas e o valor nominal por ações não mudaram.

Em 31 de dezembro de 2003, 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 assembléias 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 (em reais).

Capital adicional integralizado:

O saldo refere-se a ágio recebido pela Companhia quando da emissão de ações.

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 a renda tributável é auferida. 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 posteriormente transferido da reserva de lucros acumulados não apropriados para esta reserva.

Reserva de contas de resultado a compensar - esta reserva representa o montante acumulado da Reserva de contas de resultados a compensar registrado de acordo com a sistemática de determinação tarifária em vigor até março de 1993. Nas demonstrações 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 o valor correspondente foi 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, que foi o caso do ano de 2003.

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 líquido 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.

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 a título de dividendos.

(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 do 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 anual que corresponda 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 mínimos obrigatórios, caso exista, é alocado primeiramente para pagamento do dividendo anual para os proprietários das ações ordinárias em um montante limitado ao dividendo anual garantido para as

ações preferenciais. Se ainda existe um saldo remanescente de dividendos obrigatórios após o pagamento dos dividendos ordinários, os recursos remanescentes serão distribuídos proporcionalmente entre todas 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, sob certas condições, o não pagamento de dividendos para qualquer exercício.

O Governo do Estado garante que o montante de dividendos a ser recebido por certos acionistas das ações preferenciais e ordinárias, para qualquer exercício fiscal, 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, alguns acionistas da CEMIG receberão um dividendo de 6%. Esta garantia aplica-se 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 preferenciais 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 exercício em que os juros sobre capital próprio são calculados.

Em 2003, 2002 e 2001, os dividendos mínimos requeridos têm sido pagos e a distribuição de dividendos tem sido feita em bases eqüitativas para todas as ações ordinárias e preferenciais.

A Companhia declarou dividendos e juros sobre o capital próprio a título de dividendos como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Dividendos	-	111	-
Juros sobre capital próprio	250	220	103
	----	----	----
Total	250	331	103
	====	====	====

Os juros sobre o capital próprio de 2003, no montante de R\$250, serão pagos em 2004.

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.

O montante de dividendos não reclamados não é relevante.

RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

A composição do fornecimento de energia elétrica por classe de consumidor é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de					
	GWh (não auditado)			R\$		
	2003	2002	2001	2003	2002	2001
Residencial	6.529	6.360	6.475	2.330	1.79	1.594

	21.71	21.90	21.35		2.19	
Industrial	5	6	1	2.874	2	1.841
Comercial	3.402	3.283	3.269	1.041	791	674
Rural	1.783	1.705	1.572	333	252	206
Poder Público	1.506	1.373	1.290	329	240	196
Serviço Público	972	957	939	171	130	111
Consumo próprio	55	50	52	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	101	62	(35)
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	-	-	-		-	
	35.96	35.63	34.94	7.179	5.45	4.587
	2	4	8		8	
Suprimento	621	313	632	32	21	65
Transações com energia no MAE	-	-	-	24	140	452
	-----	-----	-----	-----	-----	-----
	-	-	-		-	
Total	36.58	35.94	35.58	7.235	5.61	5.104
	3	7	0		9	
	=====	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=	=

Número de consumidores (não auditado)

	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Residencial	4.729.67	4.615.17	4.429.00
	4	8	5
Industrial	68.159	68.211	68.105
Comercial	523.055	515.771	540.442
Rural	368.057	338.396	322.493
Poder Público	46.877	45.785	44.126
Serviço Público	7.069	6.808	6.508
Outros	1.308	1.339	1.391
	-----	-----	-----
	--	--	--
	5.744.19	5.591.48	5.412.07
	9	8	0
Suprimento	7	4	5
	-----	-----	-----
	--	--	--
Total	5.744.20	5.591.49	5.412.07
	6	2	5
	=====	=====	=====
	=	=	=

A composição de outras receitas operacionais é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro		
	<u>2003</u>	<u>2002</u>	<u>2001</u>
Fornecimento de gás	367	200	116
Serviço de telecomunicação e TV a cabo	44	16	-
Serviços prestados	23	15	15
Aluguel e arrendamento	22	20	9
Outras	12	9	10
	-----	-----	-----
	468	260	150
	=====	=====	=====

Segue abaixo a composição dos impostos incidentes sobre as receitas:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
ICMS	1.523	1.151	964
Encargo de capacidade emergencial	265	80	-
COFINS	272	186	187
PIS-PASEP	127	56	40
Outros	3	-	-
	-----	-----	-----
	2.190	1.473	1.191
	=====	=====	====

A CEMIG efetuou, no 1º semestre de 2003, a cobrança retroativa de parcela do Encargo de Capacidade Emergencial referente ao período de 2 de julho de 2002 a 8 de outubro de 2002, no montante de R\$46. O referido encargo não foi cobrado no exercício anterior em função de liminar de Ação Cível Pública que impediu a cobrança. Esta cobrança retroativa não produz efeito no resultado da Companhia, uma vez que ela atua como mera arrecadadora e repassadora deste encargo à CBEE.

CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Alguns custos e despesas operacionais são como segue:

Energia comprada para revenda:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Itaipu Binacional	1.175	979	823
Contratos iniciais	151	148	126
Fornecedores através do MAE	40	149	952
Outros	30	57	13
	-----	-----	-----
	1.396	1.333	1.914
	====	====	====

A energia comprada de Itaipu Binacional possui tarifa determinada em dólares norte-americanos, sendo definida através de Resolução pela ANEEL. A tarifa de compra de energia de Itaipu foi reajustada em 1,64% a partir de 1º de janeiro de 2004, passando de US\$17,5553 para US\$17,8474 por quilowatt.

Encargos regulatórios:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Quota para a conta de consumo de combustível (*)	282	345	249
Quota para a reserva global de reversão (*)	156	144	130
Conta desenvolvimento energético (*)	118	-	-
Taxa de inspeção da ANEEL	15	12	12
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	14	47	29
	-----	-----	-----
	585	548	420
	====	====	====

(*) Ver Nota 18.

Pessoal:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Salários e encargos sociais	657	572	530
Benefícios assistenciais	71	59	59
	-----	-----	-----
	728	631	589
Custos com pessoal transferido para obras em andamento	(96)	(101)	(91)
	-----	-----	-----
	632	530	498
Programa de desligamento incentivado - PDI	78	2	33
	-----	-----	-----
	710	532	531
	====	====	====

Programa de desligamento incentivado

O Programa de Desligamento Incentivado - PDI, implementado pela CEMIG no período entre 1º e 23 de dezembro de 2003, contou com a adesão de 842 empregados.

O incentivo financeiro para os empregados que aderiram ao PDI corresponde a uma indenização que varia de 0 a 17 vezes o valor da remuneração mensal do empregado, conforme critérios específicos, entre os quais o principal é o tempo de contribuição ao INSS. Com base nos critérios estabelecidos, o maior incentivo financeiro, correspondente a 17 vezes a remuneração, foi concedido aos empregados do sexo masculino e feminino com 30 e 25 anos de contribuição ao INSS, respectivamente, decrescendo gradativamente para os empregados com tempo inferior ou superior ao mencionado. Adicionalmente, a CEMIG garante o pagamento integral dos custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período de seis meses, a partir da data do desligamento do empregado.

Os custos com o PDI, no montante estimado de R\$78, foram consignados no resultado do exercício de 2003, sendo que o desligamento dos empregados, iniciado em 15 de janeiro de 2004, estará concluído até 4 de janeiro de 2005. Em 31 de dezembro de 2003, a provisão descrita acima estava contabilizada no Passivo Circulante - Salários e Contribuições Sociais.

Os empregados que aderiram ao PDI poderão desistir da adesão, até o dia 10 de dezembro de 2004, caso haja algum indeferimento por parte do INSS relativo ao pedido de aposentadoria.

Outros:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Participação nos resultados empregados -	93	38	47
Provisão para devedores duvidosos	57	13	13
Alienação de ativos fixos, líquida	53	42	90
Provisões para contingências -			
Reclamações trabalhistas	21	16	-
Ações cíveis – Consumidores	11	12	6
Procedimentos administrativos - ANEEL	15	-	-
Ações cíveis – Outros	18	4	12
Aluguéis	25	15	12
Doações e subvenções	17	14	12
Consumo próprio de energia	17	12	9
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico	16	12	10
Propaganda e publicidade	11	19	23
Contribuição MAE	3	6	11
Indenizações trabalhistas	-	4	6
Despesas gerais	47	27	20
Outros impostos (IPTU, IPVA, etc.)	18	4	3
	====	====	====
	422	238	274
	===	===	===

RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS LÍQUIDAS

As receitas (despesas) financeiras são como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2003	2002	2001
Receitas financeiras -			
Juros e variação monetária incidentes sobre as contas a receber do Governo do Estado	164	303	253
Renda de aplicação financeira	78	236	84
Acréscimo moratório em conta de energia elétrica em atraso, registrado pelo regime de caixa	56	43	42
Atualização monetária de impostos a recuperar	-	-	17
Renegociação de contas a receber	-	-	12
Variação cambial ativa	352	31	58
Ganhos com títulos e valores mobiliários	76	-	-
Atualização monetária nos ativos regulatórios diferidos	450	120	26
Ganhos com instrumentos financeiros	11	-	-
Impostos incidentes sobre a receita financeira	(78)	(45)	(19)
Outras	48	51	37
	1.157	739	510
	=====	=====	=====
Despesas financeiras -			
Encargos sobre financiamentos	(221)	(300)	(164)
Atualização monetária dos passivos regulatórios diferidos	(77)	-	-
CPMF	(39)	(28)	(27)
Variação cambial passiva	(16)	(816)	(267)
Variação monetária passiva	(53)	(101)	(33)
Perdas com instrumentos financeiros	(54)	-	-
Outras despesas	(23)	(19)	(67)
	(483)	(1.264)	(558)
	=====	=====	=====
Despesas financeiras líquidas	674	(525)	(48)
	=====	=====	=====

As receitas e despesas com variação cambial são relacionadas à variação do real em relação ao dólar norte-americano.

TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, e as principais são como segue:

Governo do Estado de Minas Gerais -
Contas a receber e respectivas receitas financeiras relacionadas
Contas a receber, líquido
ICMS a recuperar
ICMS a recolher
ICMS - resultado

FORLUZ -
Plano de aposentadoria e saldos relacionados

As outras transações com partes relacionadas não são relevantes.

Nota 3

INSTRUMENTOS FINANCEIROS

A Companhia gerencia seus instrumentos financeiros através do monitoramento periódico de saldos, diversificação e estabelecimento de limites de crédito.

Os instrumentos financeiros, aos quais a CEMIG está sujeita a concentração de risco de crédito, são as disponibilidades e as aplicações financeiras de uso restrito. A CEMIG limita seu risco de crédito associado com disponibilidades e aplicações financeiras de uso restrito através da aplicação de seus recursos em instituições financeiras de primeira linha e geralmente em aplicações de curto prazo.

Disponibilidades e aplicações financeiras de uso restrito:

Em 31 de dezembro de 2003 e 2002, as disponibilidades e aplicações financeiras de uso restrito estão registradas pelo custo acrescidos de rendimentos auferidos e se aproximam ao valor justo, considerando a realização de curto prazo desses itens.

Em 31 de dezembro de 2003 e 2002, a CEMIG possui aplicações financeiras restritas, no montante de R\$132 e R\$194, respectivamente, que incluem aplicações financeiras de curto prazo nos montantes de R\$41 e R\$137, respectivamente, com juros calculados com base na variação do dólar norte-americano.

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 2003 e 2002 são R\$2.281 e R\$2.527, respectivamente.

Instrumentos financeiros derivativos:

A CEMIG utiliza instrumentos financeiros derivativos com o propósito de proteger as operações da empresa contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos. As empresas controladas pela CEMIG não possuem operações com instrumentos derivativos.

Em 31 de dezembro de 2003, a CEMIG mantém instrumentos financeiros derivativos "swap" junto a instituições financeiras, para fazer face a potencial perda resultante da desvalorização do real frente ao dólar Norte-Americano no montante equivalente a US\$139 milhões e iene no montante equivalente a ¥6.739 milhões, respectivamente.

As perdas líquidas realizadas e não realizadas destas operações em 2003 nos montantes de R\$ 30 e R\$ 14, respectivamente, foram registradas nas despesas financeiras.

O quadro abaixo resume os instrumentos financeiros derivativos contratados pela CEMIG e as perdas não realizadas registradas desses instrumentos em 31 de dezembro de 2003:

Direito da CEMIG	Obrigações da CEMIG	Período de Vencimento	Valor nocional contratado do milhão	Valor nocional contratado Reais	31 de dezembro de 2003 Perdas não realizadas Valor justo estimado
Índice japonês Acrescido de cupom cambial (1,31% a. a. a 1,40% a. a.)	R\$ Atrelado a variação do CDI (106,90% a 107,90% CDI)	De 12/2004 até 04/2005	¥6.739 ¥6.739	182 182	(2) (2)
U.S.\$ Acrescido de cupom cambial (2,23% a. a. a 5,24% a. a.)	R\$ Atrelado a variação do CDI (100% a 109% CDI)	De 03/2004 até 12/2004	US\$56	160	(2)
US\$	R\$ Atrelado a variação do CDI (95% CDI)	De 01/2004 até 12/2004	US\$71	206	(10)
US\$	R\$ Atrelado a taxa de Juros pré-fixada (15,98% a. a.)	03/2004	US\$12 US\$13 9	35 401	- (12)
				583	(14)

Em 31 de dezembro de 2003, a Companhia contabilizou o montante de R\$14 como outros passivos circulantes, representando o valor justo desses instrumentos financeiros na respectiva data do balanço.

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 repactuação em 31 de dezembro de 2003 e 2002, destes instrumentos.

EXPOSIÇÃO E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Como concessionária do setor elétrico brasileiro, a CEMIG opera em um ambiente onde fatores como reestruturação societária, novas regulamentações emanadas dos órgãos governamentais e variações do mercado consumidor são considerados fatores de risco.

A CEMIG iniciou, em janeiro de 2003, trabalhos de implantação de projeto de Gerenciamento de Riscos, buscando promover o entendimento de quais eventos que podem gerar perda para os acionistas e estruturar a empresa para agir de forma pró-ativa em relação ao seu ambiente de riscos.

Os principais riscos de mercado que afetam os negócios da CEMIG estão descritos a seguir:

Risco de taxas de câmbio

A CEMIG está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, principalmente o dólar Norte-Americano em relação ao real, com impacto significativo na posição financeira, resultado das

operações e fluxo de caixa. Com a finalidade de se proteger contra aumento das taxas de câmbio, a Companhia possui instrumentos derivativos (“swaps”) com instituições financeiras no montante de R\$401, equivalente ao montante nocional de US\$ 139 milhões; e R\$182 equivalente ao montante nocional de ¥6.739 milhões. Esses instrumentos financeiros compensam a variação cambial do real com o dólar norte americano e o iene japonês pelos juros baseados no CDI (vide nota 26c). A exposição líquida às taxas de câmbio são como se segue:

	31 de Dezembro de	
	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Dólar Norte-Americano		
Empréstimos e Financiamentos	1.424	1.995
(-) Instrumentos derivativos contratados	(401)	-
(-) Aplicações vinculadas	(41)	(137)
	-----	-----
	-	-
	982	1.858
Iene		
Financiamentos	182	-
(-) Operações contratadas de derivativos	(182)	-
	-----	-----
	-	-
	-	-
Outras moedas		
Financiamentos	106	124
	-----	-----
	-	-
Passivo líquido exposto ao risco de taxa de câmbio	1.088	1.982
	=====	=====
	=	=

A partir de 2001, a variação na taxa de câmbio referente à compra de energia elétrica da Itaipu Binacional está sendo compensada com reajustes tarifários subsequentes com a criação do mecanismo de compensação da Parcela A. Desta forma, essas compras não representam mais um risco de taxa de câmbio.

Risco de taxa internacional de juros

A CEMIG e algumas controladas estão expostas ao risco de aumento das taxas de juros internacionais, impactando seus empréstimos e financiamentos em moeda estrangeiras com taxas de juros variáveis, principalmente a LIBOR, no montante de R\$702 (R\$951 em 31 de dezembro de 2002).

Risco de crédito

O risco decorrente de perdas com créditos de liquidações duvidosa da CEMIG é considerado baixo. Parcela substancial do fornecimento de energia está pulverizada em um grande número de consumidores. Os procedimentos da CEMIG para redução da inadimplência compreendem a emissão de aviso de vencimento dos débitos, contatos telefônicos e negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso. Após esses esforços serem esgotadas, a CEMIG procede à suspensão do fornecimento.

Risco de racionamento de energia

Parcela substancial da energia vendida pela CEMIG é gerada em suas próprias usinas hidrelétricas. A parcela restante é adquirida de Itaipu, através de contratos iniciais firmados com a ELETROBRAS e, em menor escala, de outros geradores e através do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Um período prolongado de escassez de chuvas, que tivesse como consequência a redução no volume dos reservatórios das usinas hidrelétricas, poderia implicar em perdas para a CEMIG, em função de um eventual aumento no custo da energia comprada e a adoção de um novo Programa de Racionamento. Em função do nível atual dos reservatórios das

hidrelétricas do sistema elétrico brasileiro, não está prevista, na opinião do Governo Federal, a implementação de um novo Programa de Racionamento para os próximos anos.

Risco de Aceleração de Dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (“covenants”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros indicadores. Os credores têm o direito de reclamar o vencimento antecipado das obrigações da Companhia e requerer o imediato pagamento de todos os empréstimos cujas cláusulas restritivas foram violadas. Essas cláusulas restritivas foram atendidas, exceto às do empréstimo da Infovias junto ao MBK Furukawa Sistemas S.A. / UNIBANCO, para a qual foi obtido o consentimento formal (“waiver”) dos credores (vide Nota Explicativa nº17), e não limitam a capacidade de condução do curso normal das operações.

DESVERTICALIZAÇÃO

Os contratos de concessão para distribuição de energia elétrica da CEMIG, assinados em 1997, determinavam que a Companhia deveria reestruturar suas operações através do desmembramento de suas atividades de geração, transmissão e distribuição em subsidiárias integrais da CEMIG. De acordo com os contratos de concessão, a CEMIG deveria ter completado este processo de reorganização até 31 de dezembro de 2000, sendo o prazo posteriormente prorrogado para 21 de setembro de 2002.

Em 11 de novembro de 2002, a ANEEL multou a Companhia no montante de R\$6 em função da não conclusão da desverticalização. A exposição total da CEMIG referente a esta questão está totalmente provisionada. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial contra quaisquer outras penalidades que possam ser impostas com relação a esse assunto.

Entretanto, conforme recomendação do Conselho de Administração da Companhia, em reunião realizada no dia 18 de dezembro de 2003, a CEMIG está desenvolvendo estudos para implementar a desverticalização das suas operações, adequando-se a exigência constante na Medida Provisória nº 144 de 11 de dezembro de 2003, convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que regulamentou a reestruturação do modelo do setor elétrico brasileiro. Conforme consta da Lei aprovada, as empresas do setor elétrico terão um prazo de 18 meses para desverticalizarem as suas operações.

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, o 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. Esse acordo garantiu a Southern poder de veto sobre questões corporativas.

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 a 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 7 de agosto de 2001, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais confirmou a sentença de março de 2000, sentenciado o referido Acordo de Acionistas como nulo e sem efeito.

A decisão sofreu apelação ao Superior Tribunal de Justiça. A decisão final confirmando a decisão do o Tribunal de Justiça do Estado Minas Gerais ocorreu em dezembro de 2003. A decisão do Superior Tribunal de Justiça é passível de ser reformada e, dessa forma, o acordo de acionistas e o controle da CEMIG ainda são passíveis de questionamentos.

CONCENTRAÇÕES

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 2003 incluiu um reajuste salarial médio de 16,2%.

Usinas hidrelétricas:

Sete de nossas usinas hidrelétricas são responsáveis por aproximadamente 87% de nossa capacidade de geração instalada em 31 de dezembro de 2003, como segue:

<u>Hidrelétricas</u>	Capacidade instalada (MW) (não auditado)	Data de término da concessão
		Janeiro 2015
São Simão	1.710	
Emborcação	1.192	Julho 2005
Nova Ponte	511	Julho 2005
Jaguara.....	42	Agosto 2013 Dezembro
Miranda.....	40	2016
Três Marias	39	Julho 2015 Fevereiro
Volta Grande	38	2017
Outras	75	Agosto 2004 a Dezembro 2035

Total da capacidade instalada	5.771	
	=====	

SEGUROS

A CEMIG mantém apólices de seguro visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, como segue:

<u>Ativos</u>	<u>Cobertura</u>	<u>Data de Vigência</u>	<u>Importância Segurada</u>	<u>Prêmio Anual</u>
Aeronáutico – Aeronaves	Total	28/02/2003 a 28/02/2004	21	1
Aeronáutico – Aeronaves	Total	28/02/2004 a 28/02/2005	20	1
Almoxarifados e instalações prediais	Incêndio	10/07/2003 a 10/07/2004	357	-

Equipamentos de telecomunicações	Incêndio	01/01/2004 a 10/07/2004	33	-
Operacional – Geradores, Turbina e Equipamentos de Potência	Total	04/02/2004 a 04/02/2005	1.145	3

A CEMIG não possui apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. A CEMIG não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios. Adicionalmente, a Companhia não possui seguro para perdas relacionadas à interrupção do negócio causada por greves ou outro tipo de ação trabalhista.

A CEMIG não tem experimentado perdas significativas em função dos riscos acima mencionados.

COMPROMISSOS

A CEMIG possui obrigações contratuais e compromissos vigentes que incluem pagamento de dívidas registradas, obrigação de adquirir energia de Itaipu para revenda, obrigação de transferir e transportar energia de Itaipu além de compromissos de construção. A tabela abaixo contém informações sobre as nossas obrigações contratuais e compromissos em 31 de dezembro de 2003:

	<u>Total</u>	<u>Menos de 1 ano</u>	<u>Entre 1 e 3 anos</u>	<u>Entre 3 e 5 anos</u>	<u>Mais do que 5 anos</u>
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	3.99	1.66	1.66	352	317
Obrigações de compra					
Energia comprada de Itaipu para revenda (1)	10.2	1.08	2.17	2.17	4.80
Transferência e transporte de energia elétrica de Itaipu (1)	36	7	4	4	1
Usina hidrelétrica de Aimorés (2)	546	58	116	116	256
Usina hidrelétrica de Irapé (2)	120	109	11	-	-
Usina hidrelétrica de Irapé (2)	500	256	239	5	-
Usina hidrelétrica de Funil (2)	4	4	-	-	-
Usina hidrelétrica de Queimado (2)	7	7	-	-	-
Usina hidrelétrica de Pai Joaquim (2)	3	3	-	-	-
Subestação de transmissão Bom Despacho 3 (2)	30	30	-	-	-
Investimentos na Cemig Capim Branco Energia (2)	40	7	28	5	-
Outras obrigações de longo prazo					
Contribuições para plano de pensão	2.33				1.44
	0	185	370	326	9
	-----	-----	-----	-----	-----
	--	--	--	-	-
	17.8	3.40	4.60	2.97	6.82
Total	07	6	0	8	3
	====	====	====	====	====
	==	==	=	==	=

Contrato com Furnas, determinado em dólares norte-americanos, para suprimento de energia comprada de Itaipu até Maio de 2013.
Obrigações contratuais com contratados.

INFORMAÇÃO DOS SEGMENTOS

A CEMIG possui três segmentos a relatar: o segmento de energia elétrica, o segmento de gás e o segmento de telecomunicações.

O segmento de energia elétrica está relacionado principalmente a 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 utilizando cabos de fibra ótica, cabos coaxiais, equipamentos eletrônicos e outros, bem como provendo serviço de Internet e TV a cabo.

As operações de todos os segmentos da CEMIG são conduzidas substancialmente no estado de Minas Gerais, Brasil. Os segmentos informados são unidades estratégicas de negócios que oferecem diferentes produtos e serviços. Cada um dos segmentos informados possui um administrador responsável. Todas as atividades entre segmentos, receitas e margem bruta, foram eliminadas. As informações financeiras de cada um dos segmentos informados da CEMIG são como segue:

	<u>2003</u>	<u>2002</u>
Ativos identificáveis -		
Eletricidade	16.652	14.697
Gás	145	130
Telecomunicações	355	367
Eliminações	(33)	(28)

	-	-----
Total dos ativos consolidados	17.119	15.166
	=====	
	=	=====

	2003				
	<u>Eletricidade</u>	<u>Gás</u>	<u>Telecomunicações</u>	<u>Eliminações</u>	<u>Consolidado</u>
Receita líquida de clientes externos	5.621	367	44	-	6.032
Vendas intersegmentos	-	-	8	(8)	-
	-----	-----	-----	-----	-----
Receitas líquidas	5.621	367	52	(8)	6.032
	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	1.318	45	(34)	-	1.329
	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=
Receitas (despesas) financeiras líquidas	657	9	8	-	674
Despesas com impostos de renda	(589)	(14)	(4)	-	(607)
Lucro (prejuízo) líquido	1.386	37	(27)	-	1.396
	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=
Despesas com depreciação e amortização	652	4	30	-	686
Adições ao ativo imobilizado	740	20	22	-	782
	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=
	2002				
	<u>Eletricidade</u>	<u>Gás</u>	<u>Telecomunicações</u>	<u>Eliminações</u>	<u>Consolidado</u>
Receita líquida de clientes externos	4.665	194	13	-	4.872
Vendas intersegmentos	-	-	4	(4)	-
	-----	-----	-----	-----	-----
Receitas líquidas	4.665	194	17	(4)	4.872
	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	536	31	(40)	-	527
	=====	=====	=====	=====	=====
	=	=	=	=	=
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(480)	5	(50)	-	(525)
Benefícios (despesas) com impostos de renda	(32)	(10)	16	-	(26)
Lucro (prejuízo) líquido	37	25	(74)	-	(12)

	2002				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
	=====	===== ==	=====	=====	=====
Despesas com depreciação e amortização	646	3	17	-	666
Adições ao ativo imobilizado	528	19	89	-	636
	2001				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
Receita líquida de clientes externos	4.894	112	-	-	5.006
Vendas intersegmentos	-	-	-	-	-
	-----	-----	-----	-----	-----
Receitas líquidas	4.894	112	-	-	5.006
	=====	===== ==	=====	=====	=====
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	(610)	18	-	-	(592)
	=====	===== =	=====	=====	=====
Receitas (despesas) financeiras líquidas	(52)	4	-	-	(48)
Despesas com impostos de renda	(72)	(6)	-	-	(78)
Lucro (prejuízo) líquido	(734)	15	-	-	(719)
	=====	===== ==	=====	=====	=====
Despesas com depreciação e amortização	638	3	-	-	641
Adições ao ativo imobilizado	313	10	-	-	323

EVENTOS SUBSEQUENTES

Alterações no modelo do setor elétrico

Em 16 de março de 2004, foram publicadas as Leis nº 10.847 e 10.848, autorizando a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE, e estabelecendo as bases do novo modelo do setor elétrico respectivamente.

Dentro do novo modelo, três novas estruturas estão sendo criadas: a Empresa de Pesquisa Energética - EPE, encarregada de fazer estudos do planejamento da expansão e transmissão de energia; a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, que substituirá o MAE, e será encarregada da viabilização da comercialização de energia elétrica de que trata a Lei; e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico - CMSE, encarregado do monitoramento permanente da segurança de suprimento.

Com a criação da nova estrutura, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE passa a suceder o Mercado Atacadista de Energia - MAE, ficando o processo de transição sob a responsabilidade da ANEEL.

O novo modelo, além da criação das novas instituições citadas, também estabeleceu novas funções para os agentes institucionais existentes, como o monitoramento permanente do Setor

pelo Ministério das Minas e Energia - MME, através do CMSE; designando para a ANEEL a responsabilidade pela compra de energia para as Distribuidoras; alterando, ainda, a administração do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS que passa a ter 3 de seus 5 diretores determinados pelo Governo Federal.

As alterações estabelecidas pelo novo modelo do setor elétrico deverão impactar os negócios da CEMIG, sendo que seus efeitos somente poderão ser mensurados após a regulamentação completa da Lei 10.848, prevista para ocorrer em 2004.

As principais alterações já homologadas são as seguintes:

Definição de dois ambientes de contratação de energia: um regulado, em que todas as compras de energia se fazem por meio de licitação, pelo critério de menor tarifa, através da Câmara de Comercialização de Energia – CCEE; e o livre, em que se inscrevem todos os consumidores livres e os comercializadores com capacidade de negociar seus contratos de suprimento;

Os geradores poderão vender energia nos dois ambientes, regulado e livre, sendo a geração considerada uma atividade competitiva;

As distribuidoras somente poderão atuar no ambiente regulado, sendo que a contratação do suprimento de energia será efetuada em conjunto com ANEEL, via licitação, conduzida pela CCEE;

Exigência da desverticalização da distribuição, que significa que, uma concessionária de distribuição não poderá desenvolver atividades de geração e transmissão. Será necessária a constituição de empresas distintas, com prazo de 18 meses para adaptação, contados a partir da publicação da Lei (prorrogável por igual período, a critério da ANEEL);

As Distribuidoras não poderão vender energia a consumidores livres a partir de 11 de dezembro de 2004;

As distribuidoras também não poderão deter participação em outras sociedades, bem como exercer atividades não relacionadas ao objeto da concessão, devendo se adaptar no prazo de 18 meses citado anteriormente;

Limitação do self-dealing entre geradores e distribuidores do mesmo grupo econômico, a não ser através de contratos regulados via processo de licitação conduzido pela ANEEL;

As licitações dos novos empreendimentos de geração de energia, visando a expansão da oferta para atendimento ao crescimento de demanda, serão efetuadas com antecedência de três e cinco anos, pelo critério de menor tarifa;

Obtenção, pelos vencedores das licitações, de contratos de suprimento de longo prazo (15 a 35 anos);

Concessão de licença prévia ambiental como pré-requisito para as licitações das novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão;

Exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres); e,

Exigência da quitação das obrigações intra-setoriais como pré-requisito para os processos de reajuste e revisão tarifária.

Revisão Tarifária Periódica:

Através da Resolução ANEEL 83, de 7 de abril de 2004, as tarifas de energia elétrica da CEMIG tiveram um reajuste médio de 19,13% a partir de 8 de abril de 2004, composto pelos seguintes itens:

7,22% referentes a aplicação de fórmula paramétrica que considera 5,08% de efeito da inflação medida pelo IGP-M para os custos controláveis no período de 12 meses anteriores ao reajuste tarifário, subtraído pelo fator "x" de 1,1634% adicionado da variação dos custos controláveis;

3,58% referentes aos custos não controláveis para o período de 10 de março de 2002 a 9 de março de 2003 que não haviam sido repassados à tarifa anteriormente, conforme descrito na nota 4;

5,30% referentes aos custos não controláveis para o período de 10 de março de 2003 a 9 de março de 2004, conforme descrito na nota 4;

0,12% referentes a custos da CEMIG relacionados ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica; e,

2,91% referentes a parte do reajuste tarifário diferido, conforme descrito na nota 4.

Em 24 de maio de 2004, a ANEEL republicou a Resolução 83, publicada originalmente em 7 de abril de 2004, modificando as tarifas a serem cobradas dos nossos consumidores. A Companhia acredita que, baseada no reajuste tarifário médio fornecido pela republicação da Resolução 83, estimado em 14%, a CEMIG será incapaz de auferir a receita autorizada pelo contrato de concessão. A CEMIG impetrou um procedimento administrativo contra a ANEEL com o objetivo de forçar esta agência a reconsiderar o reajuste médio originalmente publicado pela Resolução 83 nas tarifas a serem cobradas de abril de 2004 a abril de 2005.

Programa de Distribuição de Títulos Mobiliários:

A CEMIG tem a intenção de estender o perfil do seu endividamento. Desta forma, em 16 de abril de 2004, a CEMIG divulgou fato relevante manifestando a sua intenção de implementar um programa de distribuição de títulos mobiliários com vencimento máximo em 2 anos. O programa vai permitir a emissão de debêntures não conversíveis, sem qualquer garantia ou preferência, no montante máximo de R\$1.500, no mercado local e, possivelmente, outros títulos no mercado internacional.

A CEMIG vai iniciar o programa com a emissão de debêntures não conversíveis sem garantia ou preferência, no valor máximo de R\$400, com prazo de vencimento de 120 meses da data da respectiva emissão,

O programa e a mencionada emissão estão sujeitas a aprovações corporativas e aprovação pelas autoridades competentes.

Dividendos declarados em 2004

A Assembléia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2004, aprovou o pagamento de dividendos adicionais referentes ao exercício de 2003 no valor de R\$70. O pagamento destes dividendos será efetuado até 31 de dezembro de 2004.

Em 31 de maio de 2005, o Conselho de Administração decidiu pagar juros sobre capital próprio referente ao exercício de 2004 no montante de R\$200. A forma e data de pagamento serão oportunamente decididos pela administração.

Contrato de suprimento de energia assinado com o Grupo Usiminas:

Em maio de 2004, a CEMIG assinou um contrato de fornecimento de energia elétrica com o Grupo Usiminas, um grande consumidor industrial brasileiro, nos Estados de São Paulo e Minas Gerais pelos próximos 5 anos. Conforme o contrato, a CEMIG irá fornecer aproximadamente 14,4 milhões de MWh e receber aproximadamente R\$1 bilhão.

Programa de desligamento voluntário – Reabertura em maio de 2004

O programa de desligamento voluntário foi reaberto de 24 de maio de 2004 a 25 de maio de 2004 e contou com a adesão de 259 empregados.

O incentivo financeiro, benefícios adicionais e outros critérios são aos mesmos descritos na nota 23 c.

Os custos adicionais do programa, no montante de R\$24, foram registrados como despesas no resultado do exercício de 2004.

PRONUNCIAMENTOS RECENTES DE U.S. GAAP

Em abril de 2003, o FASB emitiu o SFAS 149 – “*Amendment of Statement 133 on Derivative Instruments and Hedging Activities*” (Retificação do Pronunciamento 133 sobre Instrumentos Derivativos e Atividades de Hedge), o qual retifica e esclarece a forma de contabilização de instrumentos derivativos, incluindo certos instrumentos derivativos embutidos em outros

contratos, e atividades de hedge de acordo com o SFAS 133, “*Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities*” (Contabilização de Instrumentos Derivativos e Atividades de Hedge). O SFAS 149 esclarece as circunstâncias nas quais um contrato com investimento líquido inicial possui a característica de um derivativo de acordo com o SFAS 133. Adicionalmente, o SFAS 149 esclarece quando um derivativo contém componentes financeiros que requeiram informações especiais nas demonstrações de fluxo de caixa. O SFAS 149 retifica alguns outros pronunciamentos existentes, resultando em informações mais consistentes acerca de contratos que são derivativos na sua totalidade ou que contém derivativos embutidos que garantam contabilizações distintas. 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 prospectivamente. A adoção do SFAS 149 em, 1 de janeiro de 2003, não teve nenhum impacto 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 Patrimonial). O SFAS 150 modifica a forma de contabilização para certos instrumentos financeiros que, de acordo com pronunciamentos anteriores, poderiam ser contabilizados como Patrimônio Líquido. O pronunciamento requer que estes instrumentos sejam classificados como passivos nas demonstrações financeiras. O SFAS 150 afeta a forma de contabilização pelo emissor de três tipos de instrumentos financeiros, a saber:

Ações obrigatoriamente resgatáveis, cuja emissora seja obrigada a recomprar, em troca de dinheiro ou outros ativos.

Instrumentos outros que não sejam ações em circulação, os quais podem ou devem requerer a recompra pelo emissor, em troca de dinheiro ou outros ativos. Estes instrumentos incluem operações a termo e contratos de compras futuras.

Obrigações que podem ser liquidadas com ações, cujo valor monetário é fixado, exclusivamente ou predominantemente, à variáveis tais como índices de mercado, ou inversamente, ao valor das ações do emissor.

O SFAS 150 não se aplica à itens embutidos nos instrumentos financeiros que não sejam derivativos em sua totalidade. Adicionalmente aos requerimentos para a classificação e mensuração de instrumentos financeiros destes, o SFAS 150 também requer divulgações sobre formas alternativas para liquidação destes instrumentos e a estrutura de capital destas entidades, cujas ações sejam obrigatoriamente resgatáveis. O SFAS 150 é aplicável para instrumentos financeiros firmados ou modificados depois de 31 de maio de 2003, e caso contrário, entra em vigor no começo do primeiro período intermediário iniciado depois de 15 de junho de 2003. Está para ser implementado a divulgação do efeito cumulativo da mudança nos princípios contábeis aplicáveis aos instrumentos financeiros criados antes da data de emissão do pronunciamento e ainda existentes no início do período intermediário de adoção. Reapresentações não são permitidas. A adoção do SFAS 150 em 2003 não teve nenhum impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

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* “FIN 45” (Interpretação 45, Contabilização pelo garantidor e divulgação incluindo garantias indiretas de obrigações e outros). O FIN 45 requer que certas divulgações sejam feitas pelo garantidor, em suas demonstrações financeiras intermediárias e anuais, sobre suas obrigações para com certas garantias por ele emitidas. Requer também que o garantidor reconheça, no princípio da garantia, o passivo pelo valor justo da obrigação assumida ao conceder 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 e mensuração inicial requeridas pelo FIN 45 serão efetivas futuramente para garantias emitidas ou modificadas depois de 31 de dezembro de 2002. A adoção do FIN 45 em 1 de janeiro de 2003 não teve nenhum impacto nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia.

Em Janeiro de 2003, o FASB publicou a *Interpretation No. 46, “Consolidation of Variable Interest Entities”* (Interpretação 46, Consolidação de Entidades de Participação Acionária Variável - “FIN 46”), sendo uma interpretação ao APB No. 51. O FIN 46 requer que certas entidades de

participação acionária variável sejam consolidadas pela principal beneficiária da entidade, caso os acionistas da entidade não tenham as características de participação financeira majoritária ou não tenham capital suficiente para financiar suas atividades sem suporte financeiro secundário de terceiros. A FIN 46 entrou em vigor para todas as novas entidades de participação acionária variável criadas ou adquiridas depois de 31 de janeiro de 2003. Entretanto, em outubro de 2003, o FASB postergou a data de vigência da FIN 46 até o fim do primeiro período interino ou anual ocorrido depois de 15 de dezembro de 2003. Este adiamento não afetou a data de implementação para muitos emissores privados estrangeiros, que continuou sendo o início do primeiro período anual findo depois de 15 de dezembro de 2003.

Em dezembro de 2003, a FIN 46 foi substancialmente revisado e uma nova interpretação FIN 46 (revisada) foi publicada. O FASB adiou a data de vigência da FIN 46 (para a maioria das companhias públicas) até no máximo o final do primeiro período de publicação findo após 15 de março de 2004. Apesar do adiamento, companhias públicas podem aplicar tanto a FIN 46 quanto a FIN 46R para entidades com fins especiais (special-purpose entities – SPEs) até no máximo o final do primeiro período de publicação findo depois de 15 de dezembro de 2003. A FIN 46 não teve nenhum impacto nas operações da Companhia em 2003, e espera-se que o mesmo acontecerá em 2004.

Em 23 de dezembro de 2003, o FASB emitiu o SFAS 132 "*Employers' Disclosures about Pensions and Other Postretirement Benefits-an amendment of FASB Statements No. 87, 88 and 106*" (Divulgação pelos Empregadores sobre Pensões e Outros Benefícios Pós-Emprego, retificando os pronunciamentos SFAS 87, 88 e 106 (SFAS 132 (revisado em 2003))). O SFAS 132 (revisado em 2003) entra em vigor para exercícios fiscais findos após 15 de dezembro de 2003. O SFAS 132 (revisado em 2003) substitui os requerimentos de divulgação presentes nos SFAS 87, 88 e 106. O SFAS 132 (revisado em 2003) apenas endereça requerimentos de divulgação não alterando a forma de cálculo nem o reconhecimento contábil de benefícios de pensão e pós-emprego. O SFAS 132 (revisado em 2003) requer divulgações adicionais relacionadas a descrição dos ativos do plano incluindo investimentos estratégicos, obrigações do plano, fluxo de caixa e despesa com pensões de benefício definido e de outros planos de benefícios pós-emprego. A Companhia incluiu as divulgações requeridas pelo SFAS 132 (revisado em 2003) nessas demonstrações financeiras.

Em 2003, o Emerging Issues Task Force emitiu o EITF N° 03-1, "*The Meaning of Other-Than-Temporary Impairment and Its Application to Certain Investments*" (O Conceito de Provisões para Perda não temporais na realização de ativos e sua aplicação em certos investimentos). Foi alcançado consenso sobre divulgação de perdas não realizadas em títulos e valores mobiliários disponíveis para negociação e títulos sujeitos às determinações do SFAS 115 e SFAS 124, "*Accounting for Certain Investments Held by Not-for-Profit Organizations*" (Contabilização de Certos Investimentos Possuídos por Organizações Sem Fins Lucrativos). As orientações para avaliar se um investimento está sujeito a uma perda não temporária são aplicáveis para períodos iniciados após 15 de junho de 2004. As divulgações são efetivas para demonstrações financeiras anuais para anos fiscais terminados após 15 de dezembro de 2003 para investimentos contabilizados pelos SFAS 115 e 124. Para todos os outros investimentos no escopo desse EITF, as divulgações são efetivas para demonstrações financeiras anuais para anos fiscais findos após 15 de junho de 2004. As divulgações adicionais para investimentos avaliados pelo método de custo são efetivas para anos fiscais findos após 15 de junho de 2004. A Companhia não espera que a adoção desse EITF tenha efeitos relevantes em suas demonstrações financeiras.
