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 2004

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	Nome de Cada Bolsa em que Registrada
American Depositary Shares (evidenciadas por American Depositary Receipts), cada qual representativo de 1.000 Ações Preferenciais	**Bolsa de Valores de Nova York**
Ações Preferenciais, valor nominal de R$0,01*	**Bolsa de Valores de Nova York***

_____

* Não para fins de negociação, 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	4
Item 2. Estatísticas da Oferta e Cronograma Previsto	4
Item 3. Informações Chave	4
Item 4. Informações sobre a Companhia	20
Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras	55
Item 6. Conselheiros, Diretores e Empregados	78
Item 7. Principais Acionistas e Transações com Partes Ligadas	87
Item 8. Informações Financeiras	89
Item 9. A Oferta e a Listagem	96
Item 10.Informações Adicionais	99
Item 11.Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado	124
Item 12.Descrição de Valores Mobiliários que não Ações	127
PARTE II	127
Item 13.Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora	128
Item 14.Modificações Relevantes dos Direitos de Detentores de Valores Mobiliários e Utilização de Recursos	128
Item 15.Controles e Procedimentos	128
Item 16A.Perito Financeiro do Conselho Fiscal	128
Item 16B.Código de Ética	128
Item 16C.Honorários e Serviços dos Auditores Principais	129
Item 16D.Não se Aplica	129
Item 16E. Compras de Títulos pela Emissora e Compradores Afiliados	129
PARTE III	
Item 17.Demonstrações Financeiras	129
Item 18.Demonstrações Financeiras	129
Item 19.Anexos	130
ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS	132
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 2004 e 2003 e as correspondentes demonstrações do resultado, fluxos de caixa e mutações do patrimônio líquido relativos aos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002, em reais, tudo em conformidade com os GAAP Norte-Americanos. Nossas demonstrações financeiras consolidadas de 31 de dezembro de 2004 e 2003 e referentes a cada um dos três anos findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002 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$2,6550 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 2004. 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 2004 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” integrante deste relatório anual 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."

As informações financeiras selecionados de 31 de dezembro de 2004 e 2003 e referentes a cada um dos três anos encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002 derivam de nossas demonstrações financeiras consolidadas auditadas e das suas respectivas notas explicativas contidas em outras seções do presente relatório anual. Os dados consolidados selecionadas de 31 de dezembro de 2002, 2001 e 2000 e de cada um dos dois exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2001 e 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$ 2,6550 por US$ 1,00, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2004. 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 maio de 2005, a taxa de compra ao meio-dia do real era de R$ 2.4625 por US$1,00. Vide "-Taxas de Câmbio".

Dados Financeiros Consolidados Selecionados

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2004	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**2000**
	(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	3.224	8.561	7.179	5.458	4.587	4.478
Reajuste extraordinário regulatório[3]	34	89	63	281	789	-
Reajuste diferido [3]	241	640	199			
Vendas de eletricidade ao sistema interligado	14	36	56	161	517	145
Uso da rede de transmissão básica	92	245	257	185	154	139
Outras receitas operacionais	202	536	468	260	150	124
Imposto sobre receitas	(924)	(2.453)	(2.190)	(1.473)	(1.191)	(1.130)
Total das receitas operacionais líquidas	2.883	7.654	6.032	4.872	5.006	3.756
Custos e despesas operacionais						
Eletricidade comprada para revenda.	(556)	(1.477)	(1.396)	(1.333)	(1.914)	(819)
Gás comprado para revenda	(101)	(268)	(246)	(152)	(84)	(60)
Uso da rede de transmissão básica	(221)	(586)	(310)	(298)	(251)	(243)
Depreciação e amortização	(255)	(677)	(686)	(666)	(641)	(583)
Pessoal	(297)	(788)	(710)	(532)	(531)	(466)
Encargos regulatórios	(324)	(861)	(585)	(548)	(420)	(433)
Serviços prestados por terceiros	(124)	(329)	(325)	(265)	(216)	(195)
Benefícios empregatícios pós-aposentadoria	(58)	(153)	(109)	(207)	(293)	(238)
Materiais e suprimentos	(31)	(83)	(88)	(78)	(70)	(71)
Ganho com a venda da Gasmig	38	102	-	-	-	-
Outros	(153)	(407)	(422)	(238)	(274)	(208)
Reversão (Provisão) para perdas com ativos regulatórios diferidos [3]	(3)	(9)	174	(28)	(150)	-
Provisão para perdas com contas a receber do Governo Estadual			-	-	(754)	-
Total das despesas e custos operacionais	(2.085)	(5.536)	(4.703)	(4.345)	(5.598)	(3.316)
Lucro (prejuízo) operacional	798	2.118	1.329	527	(592)	440
Receitas (despesas) financeiras, líquidas	132	350	674	(525)	(48)	(42)
Lucro (prejuízo) antes de imposto de renda e participações minoritárias	930	2.468	2.003	2	(640)	398
Benefício (despesa) de imposto de renda	(275)	(731)	(607)	(26)	(78)	(32)
Participações minoritárias	1	2	-	12	(1)	-
Lucro (prejuízo) líquido	656	1.739	1.396	(12)	(719)	366
Outro lucro (prejuízo) consolidado	(179)	(474)	(64)	242	203	19
Lucro (prejuízo) consolidado	477	1.265	1.332	230	(516)	385
Lucro (prejuízo) básico e diluído:						
Por mil ações ordinárias	4,04	10,73	8,61	(0,07)	(4,52)	2,30
Por mil ações preferenciais	4,04	10,73	8,61	(0,07)	(4,52)	2,30
Por ADS	4,04	10,73	8,61	(0,07)	(4,52)	2,30
Dados do Balanço:						
Ativo						
Ativo circulante	1.268	3.366	2.630	1.845	1.752	1.064
Ativo imobilizado líquido (em serviço)	3.498	9.288	9.361	9.322	9.325	9.705
Construção em andamento	717	1.903	1.556	777	516	592
Ativos regulatórios diferidos - de longo prazo	1.103	2.929	2.069	1.670	1.245	-
Contas a receber do Governo Estadual	413	1.097	891	755	451	953
Outros ativos	252	669	612	1.139	773	484
Total do ativo	7.251	19.252	17.119	15.508	14.062	12.798
Passivo						
Parcela corrente da dívida de longo prazo	534	1.417	1.660	946	451	502
Outros passivos circulantes	895	2.376	1.869	2.097	1.713	1.042
Dívida de longo prazo	1.036	2.750	2.331	2.593	2.029	1.088

Benefícios empregatícios pós-aposentadoria – longo prazo	605	1.606	1.023	1.091	1.475	1.803
Patrimônio líquido	3.469	9.209	8.524	7.442	7.543	8.162
Capital social	538	1.428	1.428	1.428	1.396	1.396

	Exercício findo em 31 de dezembro de					
	2004	**2004**	**2003**	**2002**	**2001**	**2000**
	(US$)[1][2]	(Em R$ ou US$ conforme indicação, exceto dados sobre ações em circulação)				
Outros Dados:						
Ações em circulação, básicas e diluídas, (em milhares)						
Ordinárias	-	70.874.168	70.874.168	70.874.168	69.495.478	69.495.478
Preferenciais	-	91.210.523	91.210.523	91.210.523	89.436.237	89.436.237
Dividendos por mil ações						
Ordinárias	1,35	R$ 3,58	R$ 1,54	R$ 2,04	R$ 0,65	R$ 1,18
Preferenciais	1,35	R$ 3,58	R$ 1,54	R$ 2,04	R$ 0,65	R$ 1,18
Dividendos por ADS						
Preferenciais	1,35	R$ 3,58	R$ 1,54	R$ 2,04	R$ 0,65	R$ 1,18
Dividendos por mil ações [4]						
Ordinárias	-	US$ 1,35	US$ 0,53	US$ 0,58	US$ 0,28	US$ 0,60
Preferenciais	-	US$ 1,35	US$ 0,53	US$ 0,58	US$ 0,28	US$ 0,60
Dividendos por ADS[4]						
Preferenciais	-	US$ 1,35	US$ 0,53	US$ 0,58	US$ 0,28	US$ 0,60

---

(1) Convertido à taxa de câmbio de US$1,00/R$2,6550, a taxa de compra ao meio-dia em 31 de dezembro de 2004. Vide "-Taxas de Câmbio".

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

(3) Vide Nota Explicativa 5 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(4) Esta informação é apresentada em dólares dos Estados Unidos à taxa de compra ao meio-dia em vigor no encerramento de cada exercício.

Taxas de Câmbio

Anteriormente a 14 de março de 2005, existiam dois mercados de câmbio principais no Brasil - o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio de taxa flutuante. A maior parte das operações cambiais comerciais e financeiras eram realizadas no mercado de câmbio comercial. O mercado de câmbio aplicava-se em geral a transações para as quais não se aplicava a taxa do mercado de câmbio comercial. Anteriormente a fevereiro de 1999, a taxa de câmbio de cada mercado era estabelecida de maneira independente, resultando em taxas diferentes em alguns períodos. A partir de 1º de fevereiro de 1999, o Banco Central do Brasil, ou Banco Central, passou a submeter o mercado de câmbio comercial e o mercado de câmbio de taxa flutuante a limites operacionais idênticos, o que levou à convergência dos preços e liquidez de ambos os mercados.

Em 6 de março de 2005, o Conselho Monetário Nacional expediu a Resolução Nº 3.265 que, com vigência a partir de 14 de março de 2005, consolidou os dois mercados de câmbio em um único mercado de câmbio com a finalidade genérica de tornar mais simples e eficientes as operações de câmbio. Todas as operações de câmbio são atualmente realizadas neste mercado de câmbio único por instituições financeiras autorizadas a operar no mercado. A regulamentação adicional que rege o novo mercado de câmbio encontra-se pendente de aprovação e promulgação pelo governo brasileiro. Não podemos prever o efetivo impacto da promulgação da nova regulamentação sobre o novo mercado de câmbio.

As taxas de câmbio continuam a ser livremente negociadas, podendo, contudo, ser influenciadas pela intervenção do Banco Central. De março de 1995 a janeiro de 1999, o Banco Central permitiu a desvalorização gradual do real frente ao dólar dos Estados Unidos. Em janeiro de 1999, o Banco Central permitiu que a taxa de câmbio real/dólar dos Estados Unidos flutuasse livremente. Desde então, a taxa de câmbio real/dólar dos Estados Unidos tem sido estabelecida principalmente pelo mercado interbancário brasileiro, tendo flutuado consideravelmente.

Em 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. Em 2004 e nos primeiros quatro meses de 2005, o real continuou se valorizando frente ao dólar dos Estados Unidos, em razão, principalmente, da desvalorização mundial do dólar dos Estados Unidos e do aperto da política monetária doméstica. No passado, o Banco Central interveio ocasionalmente visando controlar movimentos instáveis das taxas de câmbio. Não podemos prever se o Banco Central ou o governo brasileiro continuarão a permitir que o real flutue livremente ou se intervirá no mercado de taxa de câmbio por meio de sistema de bandas cambiais ou por outra forma, ou que o mercado de câmbio não apresentará volatilidade em conseqüência de instabilidade política ou outros fatores. No futuro, o real poderá sofrer desvalorização significativa ou apresentar valorização significativa em relação ao dólar dos Estados Unidos e outras moedas. Quaisquer flutuações das taxas de câmbio também podem afetar nossa situação financeira.

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.

	Reais por US$1,00			
Mês	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento de Período**
Novembro de 2004	2,7277	2,8630	2,7877	2,7310
Dezembro de 2004	2,6510	2,7800	2,7150	2,6550
Janeiro de 2005	2,6115	2,7227	2,6895	2,6115
Fevereiro de 2005	2,5640	2,6310	2,5971	2,5846
Março de 2005	2,6103	2,7755	2,7061	2,6660
Abril de 2005	2,5135	2,6572	2,5760	2,5330
Maio de 2005 (até 18 de maio de 2005)	2,4528	2,5147	2,4752	2,4625

	Reais por US$1,00			
Exercício findo em 31 de dezembro de	**Mínima**	**Máxima**	**Média**	**Encerramento de Período**
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
2004	2,6510	3,2085	2,9262	2,6550

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 nossos resultados operacionais e situação financeira."

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 empresa.

Riscos Atinentes à CEMIG

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

Na qualidade de nosso acionista controlador, o governo do Estado de Minas Gerais exercer 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 assembléias 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.

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.

P*odemos ficar incapacitados de cobrar recebíveis do Governo Estadual*

Temos recebíveis significativos do Governo Estadual nos termos do Contrato da Conta CRC montando a R$1.097 milhões em 31 de dezembro de 2004. Historicamente, temos enfrentado dificuldades para cobrar esses recebíveis. Atualmente, estamos compensando valores devidos pelo Estado nos termos do Contrato da Conta CRC com pagamentos de dividendos e juros sobre capital que estamos obrigados a efetuar ao Governo Estadual na qualidade de nosso acionista, conforme facultado nos termos da terceira alteração do Contrato da Conta CRC. Em 19 de novembro de 2004, nosso Conselho de Administração aprovou por unanimidade os principais termos da quarta alteração do Contrato da Conta CRC que incluem aumento de 25% a 50% do valor dos dividendos e juros sobre capital devidos ao Estado, que temos direito de compensar com valores devidos nos termos do Contrato da Conta CRC. Esta alteração ainda está sujeita à aprovação do Governo Estadual, dependendo a celebração da referida alteração da aprovação da ANEEL, de nossos acionistas e da Câmara dos Deputados do Estado de Minas Gerais. Não pode ser dada nenhuma garantia de que todas essas aprovações serão obtidas ou, caso sejam obtidas, que quaisquer dos pagamentos de prestação nos termos desta alteração serão efetuados no vencimento ou em alguma outra data. Além disso, não pode ser dada nenhuma garantia de que provisões adicionais para perda no que respeita a este recebível não serão registradas em momentos futuros. Vide "Item 10. Informações Adicionais - Contratos Relevantes – Contrato da Conta CRC."

Estamos sujeitos a uma extensa legislação e regulamentação governamental.

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" ou "Lei do Novo Modelo do Setor") introduziu uma nova estrutura regulatória para o setor elétrico brasileiro.

A Lei nº 10.848/04 permanece sujeita à implementação de resoluções por parte da ANEEL. Além disso, a constitucionalidade da Lei nº 10.848/04 está sendo atualmente contestada no Supremo Tribunal Federal. O Supremo Tribunal ainda não proferiu decisão definitiva, encontrando-se, por conseguinte, a Lei nº 10.848/04 atualmente em vigor. Caso a Lei nº 10.848/04 seja considerada, no todo ou em parte, inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal, o arcabouço regulatório introduzido pela Lei nº 10.848/04, no todo ou em parte, não poderá entrar em vigor, fato que gerará incerteza sobre como e quando o Governo Federal conseguirá introduzir alterações no setor de eletricidade. Por conseguinte, não podemos avaliar no momento o impacto da nova regulamentação a ser emitida pela ANEEL ou o impacto prejudicial que uma decisão acerca da constitucionalidade da Lei nº 10.848/04 teria sobre nossas atividades, resultados operacionais e situação financeira futuros.

As empresas que detêm concessões para distribuição de eletricidade estão obrigadas a comprar toda a sua demanda de eletricidade por meio de leilões públicos. Talvez não consigamos repassar, por meio de nossas tarifas de distribuição, parcela dos custos de nossas compras de eletricidade.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor, o distribuidor de eletricidade deve contratar com antecedência, por meio de leilões públicos conduzidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), em conformidade com a legislação estabelecida pelo Ministério de Minas e Energia ou MME, pelo menos 100% de suas necessidades de eletricidade previstas para o qüinqüênio seguinte. A Lei do Novo Modelo do Setor estabelece as condições para repasse de volumes e preços de compra de energia. Caso o volume de energia por nós comprado nos leilões públicos seja inferior a 100% de nosso consumo cativo total (que exclui os Consumidores Livres, conforme definição contida no presente relatório anual), poderemos ficar sujeitos a multas que ainda não foram determinadas pela ANEEL e poderemos não ser capazes de repassar integralmente a nossos clientes nossos custos de aquisição de energia adicional,. que poderá ter preços mais elevados. Caso o volume de energia por nós comprado no leilão público seja superior a 103% de nosso consumo cativo total, teremos de assumir o risco de preço envolvido na compra em leilões públicos e na venda no mercado à vista.

A Lei do Novo Modelo do Setor limita nossa capacidade de repasse do custo de compras de eletricidade a nossos clientes se nossos custos excederem do Valor Anual de Referência estabelecido pela ANEEL, que se baseia no preço médio ponderado pago por todas as empresas de distribuição nos leilões públicos pela eletricidade de novos empreendimentos de geração a ser entregue em três e cinco anos a contar da data de qualquer tal leilão.

Considerando os vários fatores que afetam nossas previsões de demanda de eletricidade, inclusive fatores econômicos e de crescimento populacional, bem como a compra obrigatória, por nossa empresa, de energia de Itaipu em volume determinado pelo Governo Federal, não podemos garantir a exatidão da previsão de nossa demanda de eletricidade, o que poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

As novas regras para a venda de energia elétrica e as condições de mercado poderão afetar nossos preços de venda de geração.

Os contratos nos termos dos quais inicialmente contratamos a totalidade de nossa capacidade de geração por preços regulados ("Contratos Iniciais") começaram a expirar no final de 2002 à taxa de 25% ao ano e, segundo prevemos, expirarão totalmente em 2005. Mesmo que consigamos contratar toda a capacidade de geração liberada de tais contratos, não podemos prever o preço pelo qual poderemos contratar essa energia.

Ademais, ainda temos capacidade decorrente de empreendimentos que ainda entrarão em operação que planejamos vender nos leilões de novos empreendimentos a serem realizados nos termos do Ambiente de Contratação Regulada (conforme definição contida no presente relatório anual). A legislação permite que distribuidoras que firmem contrato com nossa empresa de geração nos termos do Ambiente de Contratação Regulada reduzam o volume contratado segundo estes contratos até certo limite, expondo a empresa de geração ao risco de não conseguir contratar o volume reduzido de energia por preços convenientes.

Os contratos firmados com consumidores que possam comprar energia diretamente de empresas de geração ou de comercializadores de energia (em geral, consumidores com demanda igual ou superior a 3 MW, e designados "Consumidores Livres") também proporcionarão a tais consumidores flexibilidade, permitindo que comprem volume menor de energia de nossa empresa do que o originalmente contratado por tais consumidores, o que poderá acarretar impacto prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

Caso não consigamos contratar nossa capacidade remanescente de energia liberada de contratos existentes e energia de novos empreendimentos por preços convenientes, nossas receitas e nossos resultados operacionais poderão ser prejudicados.

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.

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 dos efeitos da inflação sobre as tarifas e repassar aos consumidores certas alterações em nossa estrutura de custos que estejam fora de nossa 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 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. A revisão periódica e a revisão extraordinária estão sujeitas, em certo grau, à discricionariedade da ANEEL.

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, nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira poderão ser prejudicados.

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 responsababilidade 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 Operador Nacional do Sistema ou 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 empresa 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 refinanciar 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.

Há restrições contratuais à nossa capacidade de endividamento.

Estamos sujeitos a certas restrições sobre nossa capacidade de endividamento em função de compromissos previstos em nossos contratos de empréstimo. Na hipótese de descumprimento por parte da

nossa empresa de quaisquer tais compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, a totalidade do valor principal, futuros juros e quaisquer multas devidas nos termos dos referidos contratos poderá tornar-se 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 nosso endividamento poderá nos impedir de tomar empréstimos para financiamento de nossas operações ou para refinanciamento de nossas obrigações existentes, o que poderá prejudicar o negócio, resultados operacionais e situação financeira.

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, transmissão e distribuição nos termos de contratos de concessão celebrados com o governo brasileiro por meio da 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.

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 rescisão de nossos contratos de concessão ou a imposição de penalidades poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

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, conforme modificada pela Lei do Novo Modelo do Setor, 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 — Concessões" contidos no Anexo A. Ademais, é possível que nossos clientes industriais de grande porte fiquem 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 não-renovação de nossas concessões poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

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. Fatores naturais poderiam afetar nossa capacidade de geração, em razão do aumento ou redução do nível dos reservatórios. O controle do nível dos reservatórios pelo ONS procura otimizar o nível de água disponível para a geração hidroelétrica em cada uma das usinas de eletricidade associadas aos respectivos reservatórios. 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. Da mesma maneira, o ONS poderá decidir aumentar a geração térmica e reduzir a geração hidrelétrica com o fim de preservar a água dos reservatórios.

Períodos de estiagem poderiam acarretar a redução da capacidade de geração hidrelétrica, obrigando-nos, dessa maneira, a comprar energia no atacado para atender os contratos de venda firmados por nossa empresa. A escassez e/ou racionamento em razão de más condições hidrológicas poderiam resultar na redução de receitas e diminuição do fluxo de caixa. Qualquer limitação da nossa capacidade de geração de eletricidade poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

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 queixas da população 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.

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 criminais tais como restrição de direitos e mesmo prisão podem ser aplicadas 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 governamentais bem como proibir a empresa de celebrar contratos com órgãos, empresas e autoridades governamentais. Quaisquer desses eventos poderiam prejudicar nosso negócio ou resultados operacionais.

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

Em 31 de dezembro de 2004, a totalidade dos recebíveis da nossa empresa devidos por consumidores finais era de aproximadamente R$ 596 milhões, correspondentes a 7,7% da nossa receita líquida em 2004. Aproximadamente 13,4% 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 sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

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

Planejamos despender aproximadamente R$ 6,4 bilhões durante o período de 2005 a 2009 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 diversos fatores, inclusive, nossa capacidade de cobrar tarifas adequadas por nossos serviços, nosso acesso a mercados de capital domésticos e internacionais e uma gama de fatores 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.

Nossa capacidade de distribuir dividendos está sujeita a limitações.

O fato de V.Sa. receber ou não dividendo depende do valor da distribuição obrigatória exigida nos termos de nosso estatuto social, de nossa situação financeira permitir-nos ou não distribuir dividendos nos termos da legislação brasileira e da determinação, por parte de nossos acionistas, seguindo a recomendação de nosso Conselho de Administração, atuando a seu critério, segundo a qual nossa situação financeira justifica a suspensão da distribuição de dividendos.

Pelo fato de sermos companhia holding sem operações geradoras de receita que não as de nossas subsidiárias, poderemos distribuir dividendos a acionistas apenas se recebermos dividendos ou outras distribuições em numerário de nossas subsidiárias.

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

A Empresa de Infovias S.A., nossa subsidiária de telecomunicações, iniciou suas operações em janeiro de 2001 e sua subsidiária, WAY TV Belo Horizonte S.A., ou WAY TV, 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 Empresa de Infovias S.A. 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. Embora as projeções atualmente disponíveis não indiquem a necessidade de reserva de deterioração, não podemos garantir que tal reserva de deterioração não venha a ser necessária ou que nosso investimento no setor de telecomunicações não acarretará impacto adverso sobre nossa situação financeira.

Operamos sem apólices de seguro contra sinistros e responsabilidade civil

Não possuímos seguro de responsabilidade civil que cubra sinistros 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 sinistros de grande monta 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, resultados operacionais ou situação financeira. Vide "Item 10. Informações Adicionais - Seguro".

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

Em 31 de dezembro de 2004, nossa dívida total era de R$ 4.167 milhões, dos quais R$ 1.417 milhões vencem em 2005.

Necessitaremos de recursos a curto prazo para pagar e refinanciar essas obrigações. Por esta razão, pretendemos reestruturar o perfil de nossas dívidas em 2005 para alongar seus vencimentos. Planejamos captar aproximadamente R$ 1,5 bilhão em 2005.

Não podemos garantir a V.Sa. que seremos capazes de captar esses recursos anteriormente aos vencimentos de nossas correntes obrigações de dívida, 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, o que poderia prejudicar nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira.

Estamos expostos a risco de taxas de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2004, aproximadamente 26,9% de nosso endividamento total eram denominados em moedas que não o real (76,6% em dólares dos Estados Unidos). Caso haja valorização da taxa de câmbio dólar dos Estados Unidos/real, nossas despesas com financiamento aumentarão e nossos resultados operacionais e situação financeira poderão ser prejudicados. Embora, para o fim de mitigar este risco, 37,0% de nossa dívida denominada em moeda estrangeira estejam sujeitos a *swap* de taxa de câmbio que converte em reais nossas obrigações denominadas em moeda estrangeira, não podemos garantir que estes acordos de *hedge* serão suficientes para neutralizar um efeito prejudicial sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira em caso de flutuações desfavoráveis das taxas de câmbio.

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$ 303 milhões em 31 de dezembro de 2004 (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 legais se revelarem insuficientes, o pagamento dos processos em valor que exceda os valores reservados poderia prejudicar nosso negócio, resultados operacionais ou situação financeira.

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. Celebramos dissídio coletivo com sindicatos que representam a maioria de nossos empregados.

Estamos defendendo atualmente uma quantidade de reclamações trabalhistas instauradas por nossos empregados que se referem, de forma geral, a remuneração de hora extra e de adicional de periculosidade. Em 31 de dezembro de 2004, esses empregados pleiteavam, no total, aproximadamente R$ 138,5 milhões a título de indenização e nessa data, possuíamos uma responsabilidade de aproximadamente R$ 110,8 milhões relacionada ao resultado desfavorável que prevemos em 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 quatro 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, resultados operacionais ou situação financeira 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 contras 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 Civis em Face de Pessoas não Norte-Americanas".

O controle efetivo da CEMIG está sujeito a contestação judicial.

Em função da compra, em 1997, de aproximadamente 33% de nossas ações ordinárias pela Southern Electric Brasil Participações Ltda., ou Southern, o Governo Estadual firmou acordo de acionistas com a Southern, outorgando à Southern controle sobre certas decisões societárias significativas. Em 1999, o Governo Estadual instaurou processo buscando anular o acordo de acionistas com base em questões de constitucionalidade. Em agosto de 2001, após várias decisões e recursos, o Tribunal de Justiça de Minas Gerais declarou nulo o acordo de acionistas. Em dezembro de 2003, esta decisão foi objeto de recurso para o Superior Tribunal de Justiça que manteve a decisão do Tribunal de Justiça de Minas Gerais. A decisão do Superior Tribunal de Justiça está sujeita a pedido de reforma, estando o controle efetivo da CEMIG, dessa forma, sujeito a contestação judicial ulterior perante o Supremo Tribunal Federal. Em conseqüência, a Southern poderá contestar retroativamente a legitimidade de certas decisões tomadas por nosso Conselho de Administração enquanto estes procedimentos judiciais estiverem pendentes. Vide "Item 8. "Informações Financeiras - Acordo de Acionistas - Processos Judiciais" e "Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes - Acordo de Acionistas, datado de 18 de junho de 1997, celebrado entre o Governo Estadual e Southern."

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 freqüência na economia do país, bem como na política monetária, fiscal e regulatória. Nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira 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, resultados operacionais ou situação financeira. Caso as situações política e econômica se deteriorem, poderemos enfrentar aumento de custos.

A inflação e certas medidas governamentais destinadas a controlá-la poderão contribuir significativamente para a incerteza econômica no Brasil, podendo prejudicar nosso negócio e o valor de mercado das ADSs e de nossas ações preferenciais.

No passado, o Brasil experimentou altíssimas taxas de inflação. A inflação e algumas das medidas governamentais tomadas na tentativa de combatê-la afetaram de forma negativa e significativa a economia brasileira. Desde a introdução do real, em 1994, a taxa de inflação no Brasil tem permanecido bem abaixo das verificadas em períodos anteriores. No entanto, persistem as pressões inflacionárias, e as medidas tomadas no esforço para controlá-la, em conjunto com a especulação acerca das possíveis ações governamentais futuras, contribuíram para a incerteza econômica no Brasil e aumentaram a volatilidade no mercado de valores brasileiro. De acordo com o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo, ou IPCA, as taxas de inflação anuais brasileiras foram de 12,5%, 9,3% e 7,6% em 2002, 2003 e 2004, respectivamente. Não pode ser dada nenhuma garantia de que a inflação permanecerá nestes níveis.

Medidas futuras tomadas pelo governo brasileiro, inclusive aumentos da taxa de juros, intervenção no mercado de câmbio e ações visando ajustar ou fixar o valor do real poderão acarretar aumentos da inflação e, por conseguinte, ter impactos econômicos adversos sobre nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira. Caso o Brasil experimente inflação alta no futuro, talvez não consigamos ajustar as tarifas que cobramos de nossos clientes visando compensar os efeitos da inflação sobre nossa estrutura de custo.

Substancialmente a totalidade de nossas despesas operacionais de caixa é denominada em reais e tendem a aumentar com a taxa de inflação vigente no Brasil. As pressões inflacionárias também poderão restringir nossa capacidade de acesso a mercados financeiros estrangeiros ou poderão levar ao aumento da intervenção do governo na economia, inclusive com a introdução de políticas governamentais que poderiam prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira ou afetar de maneira adversa o valor de mercado de nossas ações preferenciais e em conseqüência, de nossas ADSs.

A instabilidade da taxa de câmbio poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira bem como o preço de mercado das ADSs e de nossas ações preferenciais.

A moeda brasileira desvalorizou-se periodicamente nas últimas quatro décadas. Ao longo deste período, o governo brasileiro implementou vários planos econômicos e utilizou várias políticas de taxa de câmbio, inclusive desvalorizações súbitas, minidesvalorizações periódicas, durante as quais a freqüência de ajustes variou de diária a mensal, sistemas de taxa de câmbio flutuante, controles de câmbio e dois mercados distintos de taxa de câmbio. Embora os períodos prolongados de desvalorização da moeda brasileira em geral

tenham correspondido à taxa de inflação no Brasil, a desvalorização ao longo de períodos mais curtos resultou em flutuações significativas da taxa de câmbio entre a moeda brasileira e o dólar dos Estados Unidos e moedas de outros países.

O real desvalorizou em relação à taxa de compra ao meio-dia do dólar dos Estados Unidos 9,3% em 2000 e 18,7% em 2001. Em 2002, o real desvalorizou 52,3% frente ao dólar dos Estados Unidos, em parte devido à incerteza política acerca das eleições presidenciais e da desaceleração econômica global. Embora o real tenha valorizado 18,25% frente ao dólar dos Estados Unidos em 2003 e outros 8,1% em 2004, não pode ser dada nenhuma garantia de que o real não desvalorizará novamente em relação ao dólar dos Estados Unidos. Em 18 de maio de 2005, a taxa de câmbio de compra ao meio-dia dólar dos Estados Unidos/real era de R$2,4625 para US$1,00. Vide "- Taxas de Câmbio."

Não há garantias de que a taxa de câmbio real/dólar dos Estados Unidos se estabilizará nos níveis atuais. Embora administremos nossas obrigações de dívida existentes em dólares dos Estados Unidos com o fim de nos proteger contra flutuações da taxa de câmbio dólar/real, poderemos no futuro experimentar perdas monetárias em função destas flutuações. Vide "Item 11. - Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado - Risco Cambial" para obter informações sobre nossa política de *hedge* de risco de taxa de câmbio.

As desvalorizações do real com relação ao dólar dos Estados Unidos também criam pressões inflacionárias adicionais no Brasil, podendo nos afetar de forma negativa. As desvalorizações de moeda em geral reduzem o acesso a mercados financeiros estrangeiros, podendo suscitar intervenção governamental, inclusive políticas governamentais recessivas. As desvalorizações de moeda também reduzem o valor de distribuições e dividendos em dólares dos Estados Unidos relativos às ADSs e o contravalor em dólares dos Estados Unidos do preço de mercado de ações preferenciais e, por conseguinte, das ADSs. Por outro lado, a valorização do real frente ao dólar dos Estados Unidos pode conduzir à deterioração da conta corrente e da balança de pagamentos do país, bem como à diminuição do crescimento gerado pelas exportações.

Alterações nas condições econômicas e de mercado em outros países, em especial nos países da América Latina e nos países de mercado emergente, poderão prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira, bem como o preço de mercado de nossas ações preferenciais e ADSs.

O valor de mercado de valores mobiliários de empresas brasileiras é afetado, em graus variáveis, por condições econômicas e de mercado existentes em outros países, inclusive outros países latino-americanos e países de mercado emergente. Embora as condições econômicas de tais países possam diferir significativamente das condições econômicas do Brasil, as reações dos investidores a acontecimentos nestes países poderão ter efeito adverso sobre o valor de mercado de valores mobiliários de emissores brasileiros. Crises em outros países de mercado emergente poderão diminuir o interesse de investidores em valores mobiliários de emissores brasileiros, inclusive de nossa empresa. Uma conjuntura desse tipo também poderia tornar mais difícil o acesso no futuro, por nossa empresa, aos mercados de capitais e financiamento de nossas operações segundo termos aceitáveis ou segundo outros termos. 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 refinanciar nossas obrigações, o que poderá prejudicar nosso negócio, resultados operacionais e situação financeira.

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 Nº 2.689 de 26 de janeiro de 2000 do Conselho Monetário Nacional, a qual permite a investidores estrangeiros realizar operações de compra e venda nas bolsas de valores brasileiras. Caso V.Sa. não obtenha aludido certificado, ficará sujeito a tratamento fiscal menos favorável sobre ganhos no que respeita às ações preferenciais. 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$ 241,8 bilhões em 31 de dezembro de 2004 e média mensal de volume de negociações de aproximadamente US$9,5 bilhões em 2004. Em termos comparativos, a Bolsa de Valores de Nova York, ou NYSE, teve capitalização bursátil de US$19,8 trilhões em 31 de dezembro de 2004 e média mensal de volume de negociações de aproximadamente US$968,2 bilhões em 2004.

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 66,9% da capitalização bursátil total da Bolsa de Valores de São Paulo em 31 de dezembro de 2004. As dez primeiras ações, em termos de volume de negociações, responderam por aproximadamente 49,5% da totalidade das ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo em 2004. 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, 50% 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. Alem 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 não apresentemos lucro líquido ou nosso lucro líquido seja 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 emitidas até 5 de agosto de 2004 (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 conseqüência da emissão de novas ações ou venda por parte dos acionistas existentes, o preço de mercado das ações preferenciais e, por extensão, das ADSs, poderá diminuir de maneira significativa.

V.Sa. poderá não ser capaz de exercer direitos de preferência no que toca às ações preferenciais.

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

Item 4. Informações sobre a Companhia

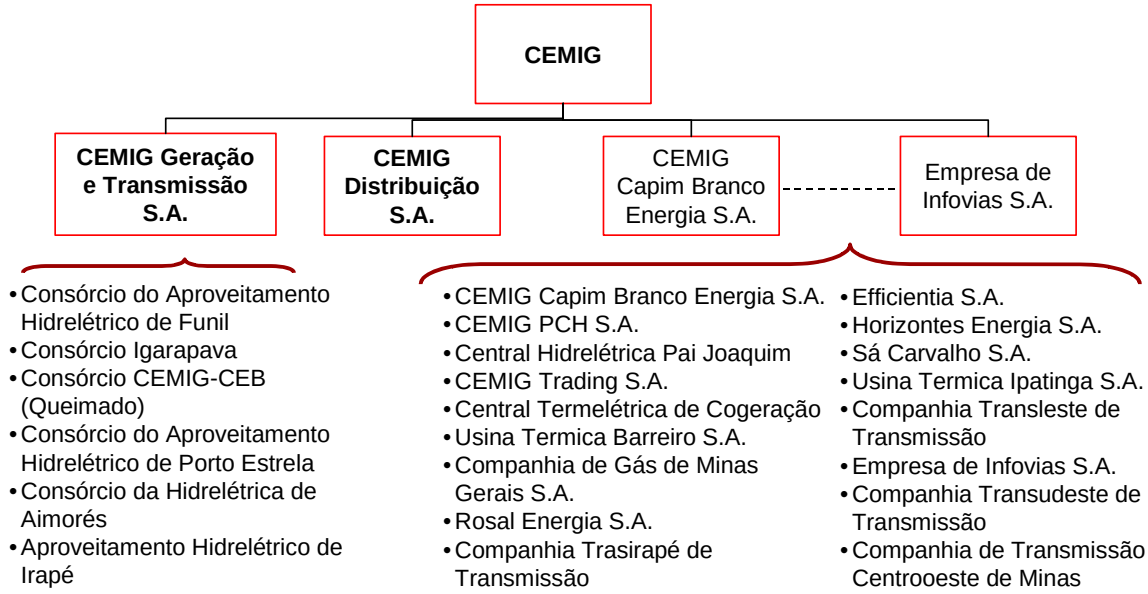
Constituição e Histórico

Fomos constituídos em 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 sede social está estabelecida na Avenida Barbacena, 1.200, Belo Horizonte, Minas Gerais, Brasil. Nosso principal número de telefone é (55-31) 3299-3711.

Com o fim de atender disposições legais e regulatórias de acordo com as quais somos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios verticalmente integrados, constituímos duas subsidiárias integrais da CEMIG - Cemig Geração e Transmissão S.A., designada Cemig Geração e Transmissão, e Cemig Distribuição S.A., designada Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição foram criadas para realizar as atividades de geração e transmissão, e distribuição, respectivamente.

Em 4 de agosto de 2004, o Estado de Minas Gerais promulgou a Lei 15.290 que rege a reestruturação societária da CEMIG. Subseqüentemente, a ANEEL, mediante a Resolução 407/2004 datada de 23 de dezembro de 2004, aprovou nossa proposta de transferência das concessões, ativos e passivos às duas novas empresas criadas, sendo a CEMIG mantida como companhia holding. Em 30 de dezembro de 2004, a assembléia geral extraordinária da CEMIG autorizou a transferência de ativos e passivos da CEMIG às duas subsidiárias integrais - Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição. Na mesma data, foram realizadas assembléias gerais extraordinárias da Cemig Geração e Transmissão e da Cemig Distribuição, tendo sido aprovados aumentos do capital das referidas subsidiárias. Seguindo a deliberação das assembléias gerais, a CEMIG subscreveu novas ações emitidas de cada uma das referidas subsidiárias, ações essas que foram totalmente integralizadas com ativos da CEMIG. Em conseqüência deste processo, os ativos e passivos de geração e os ativos de transmissão foram transferidos à Cemig Geração e Transmissão, e os ativos de distribuição foram transferidos à Cemig Distribuição. A Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição iniciaram operações em 1º de janeiro de 2005.

O quadro a seguir apresenta nossa estrutura societária em 18 de maio de 2005:



Por intermédio de nossas subsidiárias, somos a maior concessionária integrada de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica do Brasil. 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 função da desverticalização, nossas concessões serão transferidas à Cemig Geração e Transmissão e à Cemig Distribuição, embora não possamos garantir a V.Sa. a data da transferência, visto que será determinada pela ANEEL.

Em 31 de dezembro de 2004, gerávamos eletricidade em 47 usinas hidrelétricas, quatro usinas termelétricas e uma usina eólica, tendo capacidade instalada total de 5.949 MW. Na mesma data, detínhamos e operávamos 3.017 milhas de linhas de transmissão e 238.309 milhas de linhas de distribuição. Detemos concessões para distribuição de eletricidade em 96,7% do território de Minas Gerais.

O setor elétrico brasileiro passou por extensa reestruturação regulatória, em conseqüência da qual nossos negócios de geração, transmissão e distribuição de eletricidade estão e continuarão a estar sujeitos a aumento de concorrência. Para uma descrição mais pormenorizada sobre alterações regulatórias que afetam 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. Em dezembro de 2004, vendemos participação de 40% na Gasmig à Petrobras Gás S.A - Gaspetro, ou Gaspetro, e à TSS Participações S.A, ou TSS, ambas subsidiárias integrais da Petrobras S.A, por aproximadamente R$154 milhões. Vide "Item 10. Informações Adicionais – Contratos Relevantes - Acordo de Acionistas e Acordo de Empreendimento Conjunto da Gasmig."

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, constituímos a Empresa de Infovias S.A., 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 Empresa de Infovias S.A. 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

Tradicionalmente, no setor elétrico brasileiro, as atividades de geração, transmissão e distribuição são separadas, mas conduzidas por um pequeno número de empresas que sempre foram 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 suas cargas e ficarão responsáveis pela realização de projeções realistas da necessidade de 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 pelas distribuidoras deverão ser feitas por meio de leilão pelo critério da tarifa mais baixa; (b) a contratação será realizada por meio do sistema de "Pool", conforme descrito abaixo; e (c) a contratação de carga será separada em dois tipos de operações, devendo ambos os tipos de transações sempre se dar por meio de leilão: (i) a contratação de eletricidade das novas usinas, que terá por meta expansões; e (ii) a contratação da eletricidade das usinas existentes, que terá por meta a demanda de eletricidade.

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.

A expansão do setor será executada pelo poder concedente. Dois novos agentes institucionais foram 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 é a sucessora do Mercado Atacadista de Energia, sendo 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 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 dos 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.

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, que são custos sob controle das distribuidoras, são corrigidos monetariamente em conformidade com o Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M.

Como parte de nosso reajuste de tarifa anual, a ANEEL, mediante a Resolução nº 83, datada de 7 de abril de 2004, estabeleceu aumento médio das tarifas que podemos cobrar dos usuários finais de abril de 2004 a abril de 2005. Em maio de 2004, a ANEEL reeditou a Resolução nº 83 e revisou a base de tal aumento médio, o que resultou em tarifas menores. Em 6 de abril de 2005, mediante a Resolução nº 87, a ANEEL estabeleceu reajuste médio de tarifa de 23,88%. Este reajuste inclui componente de 1,67% representando aumento destinado à recuperação da receita que não auferimos em 2004 devido às tarifas mais baixas cobradas nos termos da reedição da Resolução nº 83.

As concessionárias de distribuição de eletricidade também tem o direito de proceder a revisão periódica com intervalo de alguns 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 é calculado tomando por base: ganhos esperados de produtividade decorrente de aumentos de escala, avaliações por consumidores (verificadas pela ANEEL) e custos trabalhistas.

Em 8 de abril de 2003, passamos por nossa primeira revisão periódica de tarifas, tendo a ANEEL estabelecido aumento médio temporário de 31,53% a ser aplicado a nossas tarifas. Em 4 de abril de 2005, mediante a Resolução nº 71, a ANEEL reconsiderou tal decisão e estabeleceu aumento médio de 44,41% a ser aplicado a nossas tarifas. Com o fim de garantir baixas tarifas a nossos consumidores finais, a ANEEL permitiu-nos apenas reajustar nossas tarifas em até 31,53%, retroativamente a 8 de abril de 2003. A ANEEL também indicou que os reajustes tarifários esperados para os anos compreendidos entre 2004 e 2007 serão efetuados de maneira a recuperar a diferença entre o aumento médio de tarifas de 44,41% ao qual tínhamos direito e o reajuste tarifário de 31,53% que foi autorizado. Em 8 de abril de 2005, nosso aumento referente a reajuste tarifário incluiu parcela da diferença relacionada à diferença entre o aumento médio de tarifas ao qual tínhamos direito em 2004 e o reajuste tarifário autorizado no referido ano.

Ademais, as concessionárias de distribuição de eletricidade tem 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 de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão" 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 do Governo Federal que, via de regra, é concedida mediante licitação conduzida pela ANEEL. 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 Setor Energético Brasileiro – 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 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 (i) 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. 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.

Com o fim de atender disposições regulatórias de acordo com as quais estávamos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios verticalmente integrados, constituímos duas subsidiárias integrais da CEMIG - Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, criadas para realizar as atividades de geração e transmissão, e distribuição, respectivamente. Para obter informações mais pormenorizadas acerca dessas empresas e da reestruturação societária da CEMIG, vide "-Constituição e Histórico."

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, 21 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$ 5,5 milhões em 11 de novembro de 2002. Em 3 de abril de 2003, recorremos desta multa, pleiteando sua

suspensão. Em 23 de fevereiro de 2005, a ANEEL proferiu decisão reduzindo a multa para R$2,7 milhões. Continuamos a contestar esta multa. Não foi registrada reserva para esta pretensão em potencial, pois acreditamos que temos defesa exitosa contra esta e 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.

Gastos de Capital

Os gastos de capital nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002, em milhões de reais, são os seguintes:

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Aquisição de participação na Empresa de Infovias S.A.	-	-	87
Outros	10	4	16
Total dos gastos de capital - afiliadas	10	4	103
Projetos de geração de energia – Ativo Imobilizado	679	594	413
Expansão da rede de transmissão	59	97	59
Expansão da rede de distribuição	245	263	278
Outros	78	75	119
Total dos gastos de capital - Ativo Imobilizado	1.061	1.029	869
Total dos gastos de capital	1.071	1.033	972

Atualmente projetamos gastos de capital totais da ordem de aproximadamente R$ 2.068 milhões em 2005. Segundo esperamos, os principais usos desses gastos serão a expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumentos de nossa capacidade de geração.

Visão Geral do Negócio

Introdução

Em 2004, geramos em nossas usinas aproximadamente 64,5% do total da energia que vendemos a usuários finais e ou que foi perdida em função de razões técnicas e não técnicas e compramos o restante de terceiros. Somos obrigados, como outras concessionárias de energia elétrica brasileiras, a comprar eletricidade de Itaipu em volumes determinados pelo Governo Federal com base em nossas vendas de eletricidade. Vide "- Geração e Compra de Energia Elétrica - 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 auto-produtores de energia ou 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		
	2004	2003	2002
FONTES[1]	45.117	51.927	49.372
Eletricidade gerada pela CEMIG [2]	26.922	27.025	21.608
Eletricidade gerada por auto-produtores	1.581	1.650	1.234
Eletricidade gerada pela Ipatinga	237	351	348
Eletricidade gerada pela Barreiro	72	-	-

Eletricidade gerada pela Sá Carvalho [3]	468	305	425
Eletricidade gerada pela Horizontes [3]	[4] 105	59	-
Eletricidade comprada da Itaipu	11.936	12.220	12.735
Eletricidade comprada da rede nacional e outras empresas [5]	-	10.317	13.022
Eletricidade comprada da CCEE e outras empresas [6]	3.796	-	-
EXIGÊNCIAS	45.117	51.927	49.372
Eletricidade entregue a consumidores finais[7]	36.669	35.248	34.862
Eletricidade entregue a auto-produtores	1.472	1.323	1.323
Eletricidade entregue pela Ipatinga	237	351	348
Eletricidade entregue pela Barreiro	72	-	-
Eletricidade entregue pela Sá Carvalho [3]	474	305	425
Eletricidade entregue pela Horizontes [3]	80	59	-
Eletricidade entregue à rede nacional e outras empresas [5]	-	9.720	7.863
Eletricidade entregue à CCEE e outras empresas [6] [8]	1.798	-	-
Perdas	4.315	4.921	4.551

(1) Em 2004 houve uma alteração no método de cálculo e registro de operações realizadas no mercado por atacado e com outras empresas, conforme especificado nas Notas 5 e 6. Essa alteração é responsável pela variação observada nas cifras relativas a fontes e exigências de 2003 a 2004.
(2) Descontando as perdas atribuídas a geração (637 GWh) e ao consumo interno das usinas de geração (22GWh).
(3) Até 2003, essas parcelas diziam respeito aos totais de energia disponível e demanda. Com início em 2004, as operações de curto prazo na CCEE e com outras empresas encontram-se incluídas nas rubricas "Eletricidade comprada da CCEE e outras empresas" e "Eletricidade entregue à CCEE e outras empresas."
(4) Inclui a geração pela Pequena Central Hidrelétrica Pai Joaquim.
(5) Em anos anteriores, essa parcela representou contratos e os intercâmbios físicos entre a rede da CEMIG e a rede nacional, bem como fornecimento com "otimização."
(6) Com início em 2004, essa cifra diz respeito a contratos, compras e vendas de eletricidade sob a CCEE, inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia.
(7) Inclui eletricidade entregue a consumidores fora da área de concessão.
(8) Inclui 270 GWh nos termos de Contratos Iniciais e contratos bilaterais com outros agentes da CCEE.

Geração

De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2004, fomos a sétima maior concessionária de geração de energia elétrica no Brasil tendo em vista o total de capacidade instalada. Em 31 de dezembro de 2004, geramos eletricidade em 47 usinas hidrelétricas, quatro usinas termelétricas e uma usina eólica, dispondo de capacidade instalada total de geração de 5.949 MW, dos quais as usinas hidrelétricas responderam por 5.764 MW, as usinas termelétricas responderam por 184 MW e nossa usina eólica respondeu por 1 MW. Sete de nossas usinas hidrelétricas responderam por aproximadamente 84% de nossa capacidade de geração elétrica instalada em 2004. Fornecemos aproximadamente 93% da eletricidade consumida em Minas Gerais durante 2004. Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004, geramos aproximadamente 64,5% 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 Setor Elétrico Brasileiro" contido no Anexo A. Em 31 de dezembro de 2004, nossa rede de transmissão de Minas Gerais consistia de 1.344 milhas de linhas de 500 kV, 1.206 milhas de linhas de 345 kV e 467 milhas de linhas de 230kV, bem como de 32 subestações com total de 94 transformadores e capacidade de transformação total de 15.393 MVA.

Distribuição

Detemos concessão de distribuição em Minas Gerais que nos outorga direitos 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 219.103 milhas quadradas, ou 96,7% do território do Estado. Em 31 de dezembro de 2004, detínhamos e operávamos 238.309 milhas de linhas de distribuição, por meio das quais fornecíamos energia elétrica a aproximadamente 5,9 milhões de consumidores. Em 31 de dezembro de 2004, 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 2004, fornecemos 61,5% a consumidores industriais, 17,4% a consumidores residenciais, 9,4% a consumidores comerciais e 11,7% a consumidores rurais e outros. Essas cifras incluem a energia vendida pela Barreiro e Pai Joaquim em volume de 73 GWh e 29 GWh, respectivamente, que não foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras.

Outros Negócios

Embora nosso principal negócio consista na geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, dedicamo-nos também ao negócio de distribuição de gás natural em Minas Gerais por intermédio da Gasmig, nossa subsidiária integral. Ademais, atuamos no setor de telecomunicações por meio de nossa subsidiária consolidada Empresa de Infovias S.A., 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 nacional e internacional por intermédio de nossa subsidiária Efficientia S.A.

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		
	2004	**2003**	**2002**
Vendas de eletricidade a consumidores finais	8.561	7.179	5.458
Reajuste extraordinário regulatório de tarifa	89	63	281
Reajuste diferido de tarifa	640	199	-
Vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado	36	56	161
Uso de rede básica de transmissão	245	257	185
Vendas de gás natural	420	367	200
Serviços prestados	29	31	23
Telecomunicação e outros	87	70	37
Total	10.107	8.222	6.345

Geração

Geração

A tabela a seguir apresenta certas informações operacionais referentes a nossas usinas de geração de energia elétrica em 31 de dezembro de 2004:

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	28,7	janeiro de 2015
Emborcação	1.192	497,00	1982	20,0	julho de 2005
Nova Ponte	510	276,00	1994	8,6	julho de 2005
Jaguara	424	336,00	1971	7,1	agosto de 2013
Miranda	408	202,00	1998	6,9	dezembro de 2016
Três Marias	396	239,00	1962	6,7	julho de 2015
Volta Grande	380	229,00	1974	6,4	fevereiro de 2017
Salto Grande	102	75,00	1956	1,7	julho de 2015
Sá Carvalho	78	58,00	2000[2]	1,3	dezembro de 2024
Rosal	55	30,00	2004[2]	0,9	maio de 2032
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
Queimado	86,6[6]	47,85[6]	2004	1,5	janeiro de 2033
Pai Joaquim	23	13,91	2004	0,4	abril de 2032
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	–	1,9	-
Usinas Termelétricas					
Igarapé	131	93,00	1978	2,2	agosto de 2004
Ipatinga	40	–	2000[2]	0,7	dezembro de 2014
Barreiro	12,90	11,45	2004	0,2	abril de 2023
Formoso	0,4	0,22	1992	0,0	Indefinido
Usina eólica	1	0,30	1994	0,0	Indefinido
Total	5.949,4	3.597,22	–	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 prevêem 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) Representa nossa participação na usina Queimado (82,50%).
(7) Pedido de renovação para 20 anos adicionais foi efetuado à ANEEL em setembro de 2004. Vide " – Concessões – Concorrência."

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

	Extensão da Rede de Geração em Milhas (de nossas usinas até subestações de geração)		
	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Ligação	**2004**	**2003**	**2002**
500 kV	4	6	6
345 a 230 kV	7	10	10
161 a 138 kV	42	6	6
69 a 13,8 kV	102[(1)]	53	53
Total	155	75	75

	Capacidade de Transformação Abaixadora[(2)] de Subestações de Geração		
	Em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Número de subestações abaixadoras	52	48	48
MVA	6.433	6.240	6.240

(1) Aumentamos a extensão de nossa rede de ligação de 69 kV em 2004, em decorrência da compra, por nossa empresa, da Hidrelétrica de Rosal e do início de operações da Hidrelétrica de Queimado.
(2) Capacidade de transformação abaixadora refere-se à capacidade de um transformador de receber uma certa voltagem e liberá-la a uma voltagem reduzida para posterior distribuição.

Ativos de Geração

Constituímos em Minas Gerais e outros estados do Brasil, 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.

Rosal Energia S.A. Em novembro de 2004, compramos da Caiuá Serviços de Eletricidade S.A., ou Caiuá, a hidrelétrica de Rosal, com capacidade instalada de 55 MW, por R$134 milhões. A hidrelétrica de Rosal, o único ativo da Rosal Energia S.A., fica situada no Rio Itabapoana, que corre ao longo da fronteira entre os estados do Espírito Santo (Município de Guaçuí) e do Rio de Janeiro (Município de Bom Jesus de Itabapoana). Opera em ligação integrada com os sistemas de eletricidade Alegre e Mimoso do Sul, de propriedade da companhia de eletricidade do Estado do Espírito Santo, Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.). O primeiro e o segundo rotores da hidrelétrica iniciaram operações em dezembro de 1999 e janeiro de 2000, respectivamente. Possui contrato de concessão com prazo de duração de 35 anos, com vencimento em 2032. A ANEEL aprovou a transferência de controle em 20 de dezembro de 2004.

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. Essas usinas serão construídas no Rio Araguari na parte oeste de Minas Gerais. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$ 24,2 milhões neste projeto. A construção da Capim Branco I iniciou-se em setembro de 2003 e da Capim Branco II, em março de 2004. Espera-se que a geração comercial em Capim Branco I tenha início em janeiro de 2006. Espera-se que a geração comercial da Capim Branco II tenha início em dezembro de 2006. As concessões relativas a essas usinas expiram em 29 de agosto de 2036. 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, tendo sido aprovado pela ANEEL em dezembro de 2004. Vide "Item 8. Informações Financeiras - Processos Judiciais - Processos Judiciais relacionados a Matérias Ambientais".

Horizontes Energia S.A.. Constituímos a Horizontes Energia S.A., ou Horizontes Energia, 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. A Horizontes Energia S.A. atualmente tem contrato com clientes para fornecimento de eletricidade de 2004 a 2005. Celebramos contrato com a Horizontes Energia S.A. nos termos do qual ela está obrigada a adquirir a energia gerada pelas usinas de energia detidas pela Horizontes Energia S.A. de janeiro de 2007 a dezembro de 2016, contudo este contrato ainda não foi aprovado. Solicitamos ao MME aprovação do volume de Energia Assegurada de Salto Voltão que, segundo esperamos, será em média 7,36 MW. Esta aprovação também ainda se encontra 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, da 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. Vide “Usina Termelétrica de Barreiro”, em “Expansão da Capacidade de Geração” abaixo. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$24,4 milhões neste projeto. A ANEEL solicitou que transferíssemos nossa participação na Usina Termelétrica Barreiro S.A. a uma empresa da qual não detivéssemos o controle. 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 autorizou a Central Termelétrica de Cogeração S.A a comercializar energia. A Usina Termelétrica Barreiro S.A. ainda detém os ativos da termelétrica 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 da qual não detivéssemos o controle. Para atender a esta exigência, uma nova empresa denominada Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. foi constituída em 2003 em parceria com a COPASA, conforme descrito abaixo. A ANEEL já autorizou a Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. a ser PIE. A CEMIG PCH S.A. ainda detém os ativos da Pequena Central Hidrelétrica de Pai Joaquim, os quais totalizavam R$ 49 milhões em 31 de dezembro 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 solicitando a transferência da concessão da Pai Joaquim a empresa da qual não detivéssemos o controle. A principal atividade da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. é 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. Nossa empresa e a COPASA estão atualmente negociando um aumento de nossa participação nesta companhia, o qual terá de ser aprovado pela ANEEL. Pretendemos vender esta energia a alguns Consumidores Livres que, segundo se espera, pagarão preços mais altos que as empresas de distribuição.

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 solicitando a transferência de nossa participação na Usina Termelétrica Barreiro S.A. a empresa da qual não detivéssemos o controle. A principal atividade 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. Nossa empresa e a COPASA estão atualmente negociando um aumento de nossa participação nesta companhia, o qual terá de ser aprovado pela ANEEL.

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 617 MW durante os próximos três 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 "- Ativos 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, com capacidade instalada de 105 MW, está localizada no Rio Preto, abrangendo áreas nos Estados de Minas Gerais e Goiás e no Distrito Federal do Brasil. A construção desse projeto teve início em 10 de agosto de 2000. A usina iniciou sua geração comercial em 9 de abril de 2004, com a entrada em operação de sua primeira unidade. A operação comercial da segunda e da terceira unidades teve início em 16 de junho de 2004 e 8 de julho de 2004, respectivamente. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$207,3 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, foi 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 dezembro de 2004, investimos R$ 155,5 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, que está sendo 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 junho de 2005. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$ 495,8 milhões nesse projeto. A concessão relativa a essa usina expira em 20 de dezembro de 2035. Nossa empresa e a CVRD são rés 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 dezembro de 2004, investimos R$ 802,0 milhões neste projeto, inclusive debêntures no valor de R$ 67,5 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 construção teve início em abril de 2002 e a geração comercial em 31 de março de 2004. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$ 49,1 milhões neste projeto. A concessão relativa a esta usina expira em 4 de abril de 2032.

Hidrelétrica Capim Branco. Este projeto consiste das usinas hidrelétricas Capim Branco I e Capim Branco II, com capacidade instalada de 240 MW e 210 MW, respectivamente. Essas usinas serão construídas no Rio Araguari na parte oeste de Minas Gerais. A construção da Capim Branco I iniciou-se em setembro de 2003 e da Capim Branco II, em março de 2004. Espera-se que a geração comercial em Capim Branco I tenha início em janeiro de 2006. Espera-se que a geração comercial da Capim Branco II tenha início em dezembro de 2006. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$ 24,2 milhões neste projeto. As concessões relativas a essas usinas expiram em 29 de agosto de 2036.

Usina Termelétrica Barreiro S.A. Este projeto consiste da construção e operação da usina termelétrica de Barreiro de 12,9 MW, que utiliza gás de alto-forno e carvão como combustível. A construção da usina, localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann em Barreiro na cidade de Belo Horizonte em Minas Gerais, teve início em abril de 2004. Nossa empresa foi a gerente do contrato de engenharia, compra de materiais e construção deste projeto, sendo que somos responsáveis também pela operação e manutenção da usina. A Vallourec & Mannesmann fornece as instalações, o combustível e assinou um contrato de compra de energia para assegurar a garantia do retorno sobre nosso investimento. A geração comercial teve início em 21 de fevereiro de 2004. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$ 9,3 milhões neste projeto.

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.

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. A principal função do ONS é 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 estava sujeita a 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 2004, registramos uma receita total de R$245 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 2004, registramos despesas no total R$586 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 Setor Elétrico Brasileiro" 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 2004, possuíamos, também, 9 consumidores industriais aos quais fornecíamos diretamente eletricidade de alta voltagem (igual ou superior a 230V por consumidor industrial) por meio de suas ligações com nossas redes de transmissão. Esses consumidores industriais responderam por aproximadamente 11,5% do volume total de eletricidade por nós vendida no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004. 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:

	Extensão da Rede de Transmissão em Milhas (de subestações de geração para subestações de distribuição)		
	Em 31 de dezembro de		
Tensão das Linhas de Transmissão	**2004**	**2003**	**2002**
500 kV	1.344	1.344	1.351
345 kV	1.206	1.193	1.195
230 kV	467	463	466[(1)]
Total	3.017	3.000	3.012

(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		
	2004	2003	2002
Número de subestações abaixadoras	32	31	30
MVA	15.393	15.169[2]	14.563

(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.

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 nossa sistema e na rede básica de transmissão. Em 31 de dezembro de 2004, investimos R$ 83,4 milhões neste projeto.

Montes Claros - Irapé. Em setembro de 2003, consórcio formado pela nossa empresa, pela Companhia Técnica de Engenharia Elétrica - ALUSA, ou ALUSA, por Furnas Centrais Elétricas S.A., ou Furnas, e pela Orteng Equipamentos e Sistemas Ltda., ou Orteng, 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 93,2 milhas. O projeto teve início em maio de 2004 e a construção se iniciou em janeiro de 2005, estando sua conclusão programada para outubro de 2005. A concessão expira em 18 de fevereiro de 2034. Em 31 de dezembro de 2004, havíamos investido R$ 8,3 milhões neste projeto.

Furnas - Pimenta. Em setembro de 2004, um consórcio formado pela nossa empresa e pela Furnas, com participações de 49%, e 51%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Furnas - Pimenta. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia de Transmissão Centroeste de Minas, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 kV, com extensão de aproximadamente 46,6 milhas, ligará a subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas a uma subestação localizada em Pimenta, cidade na Região Centro-Oeste de Minas Gerais. Demos início ao projeto em março de 2005 e esperamos concluí-lo em aproximadamente 18 meses. Em 31 de dezembro de 2004, havíamos investido R$0,3 milhão neste projeto.

Itutinga - Juiz de Fora. Em setembro de 2004, um consórcio formado pela nossa empresa, pela Alusa, pela Furnas e pela Orteng, com participações de 24%, 41%, 25% e 10%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Itutinga - Juiz de Fora. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transudeste de Transmissão, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 345 de kV, com extensão de aproximadamente 87,0 milhas, ligará a subestação da Usina Hidrelétrica de Itutinga e uma subestação localizada em Juiz de Fora, cidade no sudeste de Minas Gerais. Demos início ao projeto em março de 2005 e esperamos concluí-lo em aproximadamente 20 meses. Em 31 de dezembro de 2004, havíamos investido R$0,7 milhão neste projeto.

Irapé - Araçuaí. Em novembro de 2004, um consórcio formado pela nossa empresa, pela Alusa, pela Furnas e pela Orteng, com participações de 24,5%, 41%, 24,5% e 10%, respectivamente, venceu a licitação de concessão da ANEEL para a linha de transmissão Irapé - Araçuaí. Conforme exigido no processo licitatório, os sócios constituíram a Companhia Transirapé de Transmissão, a qual ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão. Esta linha de transmissão de 230 kV, com extensão de aproximadamente 40,4 milhas, ligará a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé e uma subestação a ser construída em Araçuaí, cidade localizada no nordeste de Minas Gerais. Demos início ao projeto em março de 2005 e esperamos concluí-lo em aproximadamente 18 meses. Em 31 de dezembro de 2004, não havíamos começado a investir 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 e Compra de Energia Elétrica

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 2000 a 31 de dezembro de 2004, investimos aproximadamente R$1.755 milhões 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:

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
Tensão da Rede de Distribuição	**2004**	**2003**	**2002**
161 kV	34,2	34,2	34,2
138 kV	6.526,9	6.524,4	6.521,3
69 kV	2.823,5[(1)]	2.887,5	2.886,3
34,5 kV + Outras	610,8	610,8	594,7[(2)]
Total	9.995,4[(4)]	10.056,9	10.036,5

	Extensão da Rede de Distribuição em Milhas (de subestações de distribuição a consumidores finais)		
	Em 31 de dezembro de		
Tipo de Rede de Distribuição	**2004**	**2003**	**2002**
Redes de distribuição urbanas aéreas	51.461,2	51.051,7	34.426,3
Redes de distribuição urbanas subterrâneas	439,9	439,3	195,1
Redes de distribuição rurais aéreas	176.412,8	171.769,3	170.777,6
Total	228.313,9	223.260,3[(3)]	205.399,0

	Capacidade de Transformação Abaixadora[(4)] de Subestações de Distribuição		
	Em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**

Número de subestações.....	350	348	346
MVA	8.050	7.987	7.953

_____

(1) A diminuição da extensão da rede de distribuição dessas linhas em relação a 2003 deve-se ao descomissionamento de certas linhas.

(2) A diminuição da extensão da rede de distribuição dessas linhas em relação a 2001 deve-se ao descomissionamento de certas linhas no leste de Minas Gerais em virtude da conversão de linhas de 34,5 kV para linhas de 69 kV

(3) Em abril de 2003, o PROOBRA foi substituído pelo SIGEM no gerenciamento do programa de gestão logística da companhia de distribuição.

(4) 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.

Os dados físicos referentes ao Programa de Investimento em Controle e Administração, ou PROOBRA, foram calculados por meio de projeção da rede existente. Em 2003, passamos a efetuar este cálculo 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.

O sistema GEMINI 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 das revisões tarifárias.

Em conseqüência, 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 aumento da 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, aumento 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 882.000 novos consumidores urbanos e 182.000 consumidores rurais. Para fazer face a este crescimento, segundo prevemos, temos de acrescentar mais 885.000 postes de rede de distribuição de média tensão, 202,6 milhas de linhas de transmissão e 12 subestações abaixadoras à nossa rede de distribuição, aumentando a capacidade instalada da rede para 510 MVA. Nos próximos cinco anos, esperamos investir aproximadamente R$3,45 bilhões 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 e do Governo Estadual, 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 aproximadamente 176.000 consumidores. Para lograr este objetivo, precisaremos de recursos no montante de aproximadamente R$1.641 milhões. 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 realizou a ligação de 479 escolas estaduais e municipais em 2004, e tem por finalidade ligar 646 escolas estaduais e municipais em 2005, concluindo, dessa forma, a ligação de serviços de eletricidade a todas as escolas do Estado de Minas Gerais.

Compras de Energia Elétrica

Durante o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004, compramos 11.936 GWh de eletricidade da Itaipu, representando aproximadamente 32,6% da eletricidade por nós vendida a consumidores finais. Ademais, durante o mesmo período, compramos 3.796 GWh de eletricidade do sistema elétrico interligado e de outras concessionárias, o que representou aproximadamente 10,4% da eletricidade por nós vendida a consumidores finais.

Itaipu. Itaipu é uma das maiores usinas hidrelétricas em operação do mundo, com capacidade instalada de 12.600 MW. A Centrais Elétricas Brasileiras S.A., ou Eletrobrás, 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 19 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 a tarifas fixas de forma a custear as despesas operacionais de Itaipu e os pagamentos de principal e juros sobre os empréstimos denominados em dólares de Itaipu, bem como o custo em reais de transmissão dessa energia ao sistema 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 afetarão 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.

Perdas de Energia

As normas nos termos do Novo Modelo do Setor relativas ao setor de eletricidade levaram a uma alteração em nosso método de cálculo de perdas resultantes da energia que passa pelo nosso sistema. Nos termos do Novo Modelo do Setor, como incentivo à concorrência, existe atualmente livre acesso às redes de transmissão e distribuição, possibilitando que certos clientes comprem sua eletricidade livremente de outros fornecedores. Os clientes que optarem por esta modalidade de fornecimento por meio de livre negociação atualmente têm dois contratos: um com o proprietário da rede de distribuição ou transmissão para uso das redes, e o outro com o agente vendedor ou geradora referente a eletricidade. Ademais, nos termos da nova regulamentação, (i) nossos ativos de transmissão com tensão superior ou igual a 230 kV se tornaram parte integrante da rede básica nacional, operada pelo ONS, denominada Rede Básica; e (ii) as perdas de energia que ocorrerem nesta Rede Básica serão rateadas igualmente de forma que 50% sejam alocados entre agentes de geração proporcionalmente a cada um de seus níveis de geração de energia e os demais 50% sejam alocados entre agentes de consumo (distribuidoras e Consumidores Livres) proporcionalmente a cada uma de suas respectivas cargas de energia. Em conseqüência, as perdas ocorridas na Rede Básica atribuídas a determinado agente agora não têm nenhuma relação direta com seus ativos da Rede Básica, tampouco poderão os agentes ter controle sobre as perdas. Por conseguinte, estas perdas assumem o caráter de encargo de serviço de transmissão de eletricidade para os agentes do setor, passando a integrar a estrutura de custo coberta pela tarifa de varejo das distribuidoras, reduzindo substancialmente o risco de perdas financeiras.

Em 2004, nosso nível de perdas de energia totais foi 4.315 GWh. Parte dessa perda (915 GWh) se relaciona a operações na Rede Básica, e o restante (3.400 GWh) reflete perdas ocorridas em nossos sistemas de distribuição, representando 8,6% da energia total que passou por nossos sistemas de distribuição (39.375 GWh).

Dividimos nossas perdas de energia em duas categorias básicas: perdas técnicas e perdas não-técnicas. As perdas técnicas respondem por 92% de nossas perdas de energia. Essas perdas são o resultado inevitável do processo de transformação abaixadora e transporte de energia elétrica através de 3.017 milhas de linhas de transmissão e 238.309 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 8% 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 0,8% da eletricidade por nós vendida durante 2004. 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.

Clientes e Faturamento

Base de Clientes

Nossos clientes do negócio de distribuição, que estão todos localizados dentro de nossa área de concessão em Minas Gerais, são classificados em cinco categorias principais: industriais (que incluem atividades de mineração, manufatura e transformação); residenciais; comerciais (que incluem empresas de prestação de serviços, universidades e hospitais); rurais; e outros (que incluem instituições governamentais e públicas). Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2004, vendemos 37.533 GWh de energia. Essas cifras não incluem vendas ao sistema elétrico interligado e outras concessionárias, mas incluem a energia vendida pela Barreiro e Pai Joaquim em volume de 73 GWh e 29 GWh, respectivamente, que não foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras.

Com relação a 2004, em comparação com 2003, o volume de energia elétrica por nós vendido a consumidores industriais, comerciais e rurais aumentou 6,2%, 4,0%, 3,5%, respectivamente. A outra categoria de consumidor aumentou 0,8% (com exclusão de fornecimento no atacado). O consumo residencial permaneceu praticamente inalterado de 2003 a 2004. Em 2004, Sá Carvalho, Ipatinga, Barreiro, Pai Joaquim

e Horizontes Energia S.A. passaram a se enquadrar na categoria industrial. A tabela a seguir apresenta informações relativas ao número de consumidores que tínhamos em 31 de dezembro de 2004, bem como ao consumo por categoria de consumidor, nos exercícios encerrados em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002:

Categoria de Cliente	Número de clientes em 31 de dezembro de	Consumo (GWh) Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	2004	2003	2002
Industrial	68.265	23.071[3]	21.715[2]	21.906[1]
Residencial	4.830.935	6.526	6.529	6.360
Comercial	530.158	3.537	3.402	3.283
Rural	388.445	1.846	1.783	1.705
Consumo próprio	1.324[5]	55	55	50
Outros [4]	55.780	2.498	2.478	2.330
Total	5.874.907	37.533	35.962	35.634

(1) Inclui consumo de Sá Carvalho S.A. e Usina Térmica Ipatinga S.A., que consomem toda a energia que produzem.

(2) A ANEEL inclui consumo pela Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A. e Horizontes Energia S.A.

(3) Em 2004, além dos projetos especificados na nota de rodapé 2, também foi incluído o consumo pela Central Hidrelétrica Pai Joaquim e pela Usina Termelétrica Barreiro S.A.

(4) Não inclui o consumo referente ao fornecimento a outras concessionárias.

(5) Refere-se ao número de usinas, instalações e escritórios de nossa empresa que utilizam nossa energia, sendo cada qual considerado um cliente de acordo com os regulamentos da ANEEL.

Em 2004, adicionamos e faturamos 130.708 novos consumidores finais, representando crescimento de 2,3% em comparação com 2003, 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 2004, nove de nossos clientes industriais eram servidos por energia elétrica de alta tensão por ligações diretas às nossas redes de transmissão. Esses clientes constituíram 11,5% da totalidade de nosso volume de vendas de energia elétrica em 2004, e aproximadamente 6,6% de nossa receita. No mesmo período, nossos dez maiores clientes industriais responderam por praticamente 17,9% da eletricidade consumida. Nenhum de nossos dez maiores clientes é de propriedade do Governo Estadual ou do Governo Federal.

Em de 31 de dezembro de 2004, celebramos contratos de compra e venda de energia padronizados com 3.840 de nossos clientes industriais, dos quais 580 apresentavam demanda superior a 500 kW. Nosso contrato de compra e venda de energia padronizado com clientes industriais tem prazo de duração de três, cinco ou dez 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 2004:

Clientes Industriais	Volume de Vendas de Energia em GWh	Consumo como Porcentagem do Volume Total de Vendas de Energia Industrial
Siderurgia	5.238 (1)	22,70
Indústria de Ferro-ligas	4.575	19,83
Indústria de Metais Não-ferrosos	1.749	7,58
Indústria mineradora	2.355	10,21
Indústria de cimento	780	3,38
Indústria automotiva	618	2,68
Outros	7.756 (2)	33,62
Total	23.071	100,00

(1) Inclui consumo de Sá Carvalho, Barreiro e Ipatinga.
(2) Inclui Pai Joaquim e Horizontes Energia S/A.

A tabela a seguir apresenta os nomes e correspondentes setores de atuação de nossos dez maiores clientes em 2004:

Dez Maiores Clientes (relacionados por ordem de energia total comprada de nós, em GWh, em 2004)	Indústria
Usinas Siderúrgicas de Minas Gerais S.A.– USIMINAS	Siderurgia
White Martins Gases Industriais S.A.	Química
Rima Eletrometalurgia S.A	Ferro-ligas
Companhia Siderúrgica Belgo Mineira	Siderurgia
Companhia Mineira de Metais.	Não-ferrosos
Ligas de Alumínio S.A.	Ferro-ligas
Companhia Brasileira de Carbureto de Cálcio - CBCC	Ferro-ligas
Companhia Ferro Ligas Minas Gerais	Ferro-ligas
Ligas de Alumínio S.A. Italmagnésio Nordeste S.A.	Ferro-ligas
Saint Gobain Materiais Cerâmicos Ltda.	Química

A Cemig firmou contratos com outros Consumidores Livres de grande porte em Minas Gerais e fora de Minas Gerais envolvendo volume de eletricidade de 8.760 GWh em conseqüência de uma estratégia que visa obter maior participação de mercado. Em conseqüência da desverticalização, estes contratos foram cedidos à Cemig Geração e Transmissão em 2005.

Alguns de nossos clientes poderão optar por se tornar Consumidores Livres e comprar eletricidade diretamente de outras empresas geradoras ou comercializadoras de eletricidade em vez de comprá-la de nossa empresa. A maioria de nossos clientes de grande porte já comprou eletricidade da Cemig Geração e Transmissão para os próximos anos, representando quase 47,3% de nossa receita de vendas anual. Os clientes que optam por se tornar Consumidores Livres são principalmente clientes industriais cuja demanda em geral excede de 3MW. Os clientes que consomem entre 500kW e 3MW podem optar por comprar energia de outras fontes, caso tal fonte seja fonte renovável de energia, tais como pequenas instalações hidrelétricas ou biomassa. Ao todo, 762 de nossos clientes que atualmente compram eletricidade a tarifas reguladas ("consumidores cativos"), representando receita de vendas anual de R$683 milhões (ou 7,2% de nossa receita de vendas anual), poderão optar por se tornar Consumidores Livres ou poderão optar por comprar energia de fontes alternativas.

Faturamento

Nosso faturamento mensal e procedimentos de pagamento relativos a 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 um dia (70%) ou dois dias (30%) 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 de 2002 a 2004, em GWh, são apresentadas abaixo:

Ano	Primeiro Trimestre	Segundo Trimestre	Terceiro Trimestre	Quarto Trimestre
2002[(1) (4)]	8.306	9.087	9.127	9.114
2003[(2) (4)]	8.831	8.932	8.964	9.235
2004[(3) (4)]	9.067	9.353	9.496	9.617

(1) Inclui consumo de Sá Carvalho S.A e Usina Térmica Ipatinga S.A.
(2) Inclui consumo de Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A. e Horizontes Energia S.A.
(3) Inclui consumo de Sá Carvalho S.A., Usina Térmica Ipatinga S.A., Usina Térmica Barreiro S.A., Usina Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. e Horizontes Energia S.A.
(4) Não inclui fornecimento a outras concessionárias.

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. Em 2004, o consumo por parte de clientes residenciais permaneceu praticamente no mesmo patamar de 2003.

Concorrência

Impactos do Novo Modelo do Setor Elétrico

A implementação do novo modelo do setor elétrico permitiu que os consumidores com demanda igual ou superior a três MW se tornassem Consumidores Livres. Esse fato poderia prejudicar os resultados operacionais de nossa empresa de distribuição, quando se leva em consideração que 48,9% do volume de vendas anuais de nossa empresa eram efetuados a Consumidores Livres em potencial, que eram o alvo de nossas concorrentes. Tendo em vista a atual situação de capacidade excedente existente no Brasil e a obrigação das distribuidoras de efetuar compras em leilões regulados, nossa subsidiária de geração e transmissão adotou a estratégia de manter e mesmo de buscar aumentar sua participação de mercado, e também de minimizar sua necessidade de vendas nos leilões regulados de capacidade existente.

A gestão de nossa carteira, por meio de grande esforço comercial com relação à nossa base de clientes, propiciou conseguirmos obter assinaturas de 129 contratos com Consumidores Livres até 31 de dezembro de 2004. Onze deles são contratos com empresas localizadas fora da área de concessão de nossa empresa de distribuição. Esses contratos têm prazo de duração médio de três a dez anos, representando volume de 18.000 GWh/ano.

De nossa antiga base de consumidores cativos, apenas quatro não assinaram contrato com nossa empresa, optando, em vez disso, por se tornar Consumidores Livres. Esses quatro ex-consumidores cativos representavam volume anual de 367 GWh. Outros sete consumidores, representando aproximadamente 963

GWh, preferiram optar por se retirar do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), escolhendo como fornecedora sua própria subsidiária de geração.

Além de nosso esforço de vendas no Ambiente de Contratação Livre (ACL), conseguimos obter contratos no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), representando volume de 8.120 GWh/ano. O prazo desses contratos tem início em 2006, com duração de oito anos. Ademais, em abril de 2005 obtivemos novos contratos no ACR, representando volume de 920 GWh/ano com prazos iniciados em 1º de janeiro de 2008, com duração de oito anos. Ainda temos oportunidade de obter contratos relativos aos remanescentes 25% dos Contratos Iniciais, no volume aproximado de 7.600 GWh que, segundo prevemos, expirarão em 2005.

Por meio da implementação dessa estratégia, tivemos sucesso na venda da maior parte da capacidade de geração existente, em grande medida, por meio de contratos cuja renovação somente terá início depois de cinco anos. Àquela altura, espera-se que seja alcançado o equilíbrio entre a oferta e procura de eletricidade no Brasil, o que resultaria em melhores condições de preço.

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. Em 22 de setembro de 2004, solicitamos à ANEEL a renovação por 20 anos das concessões das Usinas Hidrelétricas de Emborcação e Nova Ponte.

Ademais, é possível que vários de nossos clientes industriais de grande porte 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 constitui a compra de óleo combustível, que é consumido por nossas três usinas termelétricas no processo de geração de eletricidade. O consumo de óleo combustível no exercício findo em 31 de dezembro de 2004 representou despesa de R$19,1 milhões, dos quais nos foram reembolsados R$ 18,3 milhões pela Conta de Consumo de Combustível, ou Conta CCC. A Conta CCC foi criada pelo Governo Federal para compensar os custos operacionais marginais mais elevados das usinas termelétricas, estando nossa empresa e outras concessionárias do setor de eletricidade obrigadas a efetuar contribuições para a referida conta. Vide "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras" e "O Setor Elétrico Brasileiro – 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 55% na Gasmig. As ações remanescentes são detidas pela TSS Participações S.A., Gaspetro – Petrobras Gás S.A., 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 liqüefeito de petróleo (GLP) e madeira. Em 2004, a Gasmig forneceu aproximadamente 1,1 milhão de metros cúbicos de gás por dia a 140 consumidores industriais. Em 31 de dezembro de 2004, a Gasmig forneceu, ademais, gás natural a 63 postos de gás natural automotivo e a duas usinas. Em 2004, a Gasmig distribuiu aproximadamente 5% 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, ferro-ligas 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. 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 2004, a Gasmig apresentou receita bruta de R$435 milhões e lucro líquido depois de impostos de R$39 milhões.

Em 2004, a Gasmig investiu aproximadamente R$30 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, sendo necessário investimento adicional por parte do Governo Federal para expansão da capacidade ou na construção de novo duto para atender a crescente demanda de gás natural no Estado de Minas Gerais.

Em 25 de agosto de 2004, a CEMIG, a Gasmig, a Gaspetro e a Petrobras firmaram Acordo de Empreendimento Conjunto, segundo o qual a CEMIG aceitou vender participação societária de 40% na Gasmig à Gaspetro, uma subsidiária da Petrobras. Nos termos do Acordo de Empreendimento Conjunto, a Petrobras comprometeu-se a efetuar investimentos para expansão da capacidade dos atuais dutos conectados à rede de distribuição da Gasmig, bem como investimentos na construção de novos dutos, tendo a CEMIG e a Gaspetro se comprometido a custear o plano de gastos de capital da Gasmig para expansão de sua rede de distribuição.

A operação foi implementada em 15 de dezembro de 2004 quando a Petrobras, por intermédio de suas subsidiárias Gaspetro e TSS, concluiu a aquisição de participação societária de 40% na Gasmig. Como condição para tal investimento, a Petrobras e a CEMIG firmaram Acordo de Acionistas no qual a CEMIG avençou com a Petrobras e suas subsidiárias o compartilhamento da administração da Gasmig. Vide "Item 10 - Informações Adicionais--Contratos Relevantes-- Acordo de Acionistas e Acordo de Empreendimento Conjunto da Gasmig."

Segundo prevemos, a associação com a Petrobras expandirá a capacidade de distribuição da Gasmig, tendo em vista que nossa capacidade de disponibilizar gás natural a nossos clientes aumentará significativamente com a implementação dos investimentos da Petrobras em dutos. Prevemos que o gasto de capital da Gasmig para 2005 será utilizado principalmente para expansão de nossa rede de distribuição em regiões altamente industrializadas de Minas Gerais.

A Gasmig não figura como subsidiária consolidada em nossas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2004, em conformidade com a Força Tarefa para Questões Emergentes ("EITF") nº 96-16, "Contabilidade do Investidor para a Investida Caso o Investidor Detenha a Maioria do Direito de Voto, mas o Acionista ou Acionistas Minoritários Detenham Certos Direitos de Aprovação ou Veto." Consolidamos as receitas e despesas da Gasmig durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2004 e 15 de dezembro de 2004, data da venda, por nossa empresa à Petrobras, de participação societária de 40,00% na Gasmig.

Telecomunicações, Internet e Televisão a Cabo

Em 13 de janeiro de 1999, constituímos a Empresa de Infovias S.A. como um empreendimento conjunto com a AES Força Empreendimentos Ltda., integrante do grupo AES Corporation. Atualmente, detemos 99,94% das ações ordinárias da Empresa de Infovias S.A. A Empresa de Infovias S.A. 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 Empresa de Infovias S.A. 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 Empresa de Infovias S.A. iniciou operações comerciais em janeiro de 2001. Os principais serviços de telecomunicações fornecidos pela Empresa de Infovias S.A. 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 Empresa de Infovias S.A. 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 Empresa de Infovias S.A. 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 Empresa de Infovias S.A. permite a estas empresas utilizar sua infra-estrutura de rede. Em contrapartida, a WAY TV e a Brasil Telecomunicações estão obrigadas a entregar à Empresa de Infovias S.A. porcentagem da receita proveniente de seus assinantes de televisão a cabo e da Internet. Em 31 de dezembro de 2004, essas duas empresas tinham aproximadamente 43.990 assinantes de televisão a cabo e 20.333 assinantes de serviços de Internet.

A Empresa de Infovias S.A. detém participação acionária de 69,25% na WAY TV, inclusive 49,9% de suas ações ordinárias. O controle da WAY TV é exercido pela Empresa de Infovias S.A. 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 Empresa de Infovias S.A. nas assembléias gerais e nas reuniões do conselho de administração da WAY TV. Até a presente data, a Empresa de Infovias S.A. investiu aproximadamente R$62,6 milhões na WAY TV.

A Empresa de Infovias S.A. também nos presta serviços de transmissão de dados intra-empresa de acordo com contrato de cinco anos assinado em 2001. Utilizamos esse serviço para comunicações internas, assim como para certas comunicações com nossos clientes.

Em setembro de 2002, a Empresa de Infovias S.A. assinou com nossa empresa contrato de acordo com o qual devemos fornecer informações baseadas em sistema de geo-informática e serviços correlatos à Empresa de Infovias S.A.

Em 2004, a Empresa de Infovias S.A. apresentou receita operacional de R$71,0 milhões, sendo R$30,9 milhões relacionados à prestação de serviços de telecomunicação e R$40,1 milhões relacionados à prestação de serviços de televisão a cabo e Internet.

Os gastos de capital da Empresa de Infovias S.A. nos últimos quatro anos foram de R$196,3 milhões. Os gastos de capital da Empresa de Infovias S.A. em 2005 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, criamos a Efficientia S.A., designada Efficientia, em Minas Gerais, 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, que iniciou operações em 2003. Em 2004, embora a conjuntura econômica brasileira fosse em geral favorável a atividades produtivas, a Efficientia registrou prejuízo de R$1,4 milhão, em grande parte causado por fatores alheios à administração de seu negócio, conforme descrito abaixo.

Em seu segundo ano de operações, a Efficientia ainda dependia, para grande parte de sua receita de vendas, do Programa de Eficiência Energética da CEMIG. Este programa está sujeito a inúmeras exigências da ANEEL, inclusive cronograma para aprovação dos projetos apresentados, para que possam ser executados no ano imediatamente seguinte. A carteira de projetos apresentada para aprovação em novembro de 2003, para implementação e faturamento com relação a receita de vendas em 2004, não foi convertida em receita em 2004. Esse fato deveu-se ao atraso significativo na análise e aprovação pela ANEEL que, em vez de observar sua exigência de aprovação do projeto dentro do prazo máximo de dois meses, somente aprovou o programa em outubro de 2004.

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, Instituto Mineiro de Gestão das Águas, ou IGAM, Secretaria de Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, ou SEMAD, e o Conselho Estadual de Política Ambiental, ou COPAM. Em nível Federal, as principais autoridades são o Conselho Nacional de Meio Ambiente, ou CONAMA, o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ou IBAMA, e a Agência Nacional de Águas, ou ANA.

Acreditamos que estamos observando, em todos os 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, a DNV também outorgou certificados a alguns de nossos sistemas de distribuição, incluindo seus respectivos escritórios administrativos, cobrindo os municípios de Alfenas, Divinópolis,Varginha, Montes Claros e Pouso Alegre, entre outros. Tais certificados atestam a observância, por tais instalações, do Sistema de Gestão Ambiental - Nível 1, que é o regulamento ambiental interno da CEMIG. Em 2004, pelo quinto 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 2004, investimos aproximadamente R$123 milhões em projetos de *compliance* da legislação ambiental com relação a imobilizado e a frota de veículos, bem como na implementação de novos projetos, e também despendemos R$19 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. Esses valores também incluem R$3 milhões, que correspondem a projetos de pesquisa e desenvolvimento ambientais desenvolvidos em conjunto com universidades e institutos de pesquisa.

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 ou danos ao patrimônio arqueológico. 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.

A distribuição, por parte da Gasmig, de gás natural por meio de dutos em Minas Gerais também está sujeita a controle ambiental. Acreditamos que todas as licenças para a operação regular das atividades da Gasmig foram obtidas.

Licença de Operação Ambiental Corretiva

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

A Lei Federal Nº 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 Nº 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. As instalações de geração localizadas no Estado de Minas Gerais encontram-se sujeitas à competência da FEAM para fins de licença corretiva. Avençamos com a FEAM promover o enquadramento gradual de nossas instalações localizadas em Minas Gerais na legislação aplicável. 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 instalações: (i) usinas hidrelétricas: Miranda, Nova Ponte, Igarapava, Porto Estrela, Sá Carvalho, Funil e Queimado, (ii) pequenas usinas hidrelétricas: Pai Joaquim, Rio de Pedras, Santa Luzia, Salto dos Moraes, Poquim e Piçarrão, (iii) usinas termelétricas: Barreiro e Formoso, e (iv) usina eólica: Morro do Camelinho.

Nossas usinas hidrelétricas de Emborcação, São Simão, Jaguara e Volta Grande precisam obter licença de operação ambiental corretiva, visto terem todas elas iniciado operações anteriormente a fevereiro de 1986. Em 2004, depois de vistoria técnica realizada pelo IBAMA nas instalações e áreas de influência das usinas hidrelétricas de Jaguara e Volta Grande, foi emitido relatório de referência para elaboração de estudos

de impacto ambiental para obtenção de licença ambiental corretiva para as usinas de Emborcação, Jaguara, São Simão e Volta Grande e para os sistemas de transmissão a elas associados. No momento estamos elaborando esses estudos para apresentação ao IBAMA.

As licenças ambientais, sejam emitidas por órgãos estaduais ou por órgãos federais, estão sujeitas a 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 Nº 9.985, de 18 de julho de 2000, e com o correspondente Decreto Nº 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 no nível federal como estadual) com a finalidade de estabelecer critérios que rejam e disciplinem compensações ambientais.

Um grupo de trabalho criado no Governo Federal está desenvolvendo uma resolução no tocante a medidas de compensação ambiental que, caso implementada, poderia ter efeito sobre nossa empresa.

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 Nº 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 2004, tínhamos projetos de escadas para peixes implantados em nossas instalações de Igarapé, Salto de Moraes, Funil 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 PUCMinas (Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais) para dar prosseguimento aos estudos para a SEMAD referentes às instalações hidrelétricas de Gafanhoto, Cajuru e Volta Grande. Também estamos avaliando as opções para construção de escadas para peixes nas usinas hidrelétricas de Miranda e Nova Ponte. Os estudos que estão sendo desenvolvidos ainda não são conclusivos no tocante à necessidade da implantação de escadas para peixes. Ademais, não houve nenhuma decisão por parte das autoridades ambientais com relação à execução de projetos de escadas para peixes nas instalações de geração hidrelétrica da CEMIG. Contudo, existe a possibilidade de que decisões futuras por parte das autoridades ambientais, alterações da legislação ambiental ou até mesmo novas informações obtidas a partir dos estudos em andamento imponham a necessidade da construção de escadas para peixes em nossas instalações de geração hidroelétrica.

Ocupação urbana de vias públicas

Nossas redes de dutos de distribuição de gás natural são subterrâneas, atravessando áreas habitadas, e usando vias públicas em conjunto com tubulações subterrâneas operadas 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 referentes a redes de distribuição de gás, havendo possibilidade de que sejam causados acidentes, acarretando lesões a pessoas, danos materiais e danos ambientais potencialmente significativos. No entanto, todas as nossas redes de gás 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 autoridades públicas e concessionárias de serviços, além das 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 de sua 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, 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. Confrontados com os riscos associados a esta situação, planejamos duas linhas de ação para os próximos anos. A primeira é a elaboração de um documento intitulado "Diagnóstico de áreas invadidas e sob risco de invasão, para fortalecimento de atividades de vistoria, inclusive realização de melhorias em locais classificados como apresentando alto risco de invasão." Em 2004, foram iniciados estudos para contratação de empresa especializada em mapeamento georeferenciado que identificará as áreas com potencial para invasão, tornando possíveis decisões acerca das medidas e procedimentos com relação a controle, monitoramento e vistoria dos trajetos de linha de transmissão nos quais haja alto risco de invasão. A segunda linha de ação envolve a evacuação de áreas já invadidas. A retirada dos moradores destas áreas envolve pagamento de indenizações, regularização de ligações de eletricidade e a abertura de áreas para a construção de praças e ruas. Em conformidade com o gerenciamento de risco da CEMIG, chamamos atenção para o planejamento plurianual de alocação de recursos para lograr a retirada de alguns dos ocupantes e a execução de melhorias locais para assegurar as condições de segurança destas áreas.

Regulamentos ambientais

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 têm poderes para 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.

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. Esta lei prevê que uma pessoa jurídica poderá ser considerada responsável por conduta havida por prejudicial ao ambiente, contanto que a infração tenha sido cometida em seu interesse ou em seu benefício, mediante a decisão de seus representantes legais ou contratuais ou de seu conselho em sessão plenária A administração e os membros do conselho que tenham conhecimento de qualquer conduta criminosa de uma pessoa, sendo, dessa forma, capazes de impedi-la, mas não o fizerem, serão, por sua omissão, também considerados cúmplices do crime.

O Decreto Federal 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.

A Política Nacional de Recursos Hídricos também criou a necessidade de concessão de permissão para uso da água na produção de eletricidade. Na fase de planejamento da usina, a ANEEL deve efetuar solicitação às autoridades de recursos hídricos para reserva de disponibilidade de água, que será transformada em permissão para uso de recursos hídricos, sendo outorgada em conjunto com a concessão para operação comercial de energia hidrelétrica. As usinas que já estiverem em operação, e às quais for outorgada concessão, automaticamente também passarão a deter o direito a recursos hídricos. Contudo, quando for efetuada solicitação para renovação da concessão para uso comercial de energia hidrelétrica, deverá ser solicitada também concessão do direito de uso dos recursos hídricos.

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 ficará sujeita a várias condições ou exigências que deverão ser observadas, caso contrário as licenças poderão ser revogadas.

As instalações havidas por representar impacto ambiental considerável estão obrigadas por lei a alocar no mínimo 0,5% dos custos de investimento totais por elas incorridos à criação de áreas de preservação ambiental.

Nos termos do Código Florestal Brasileiro (Lei Nº 4.771 de 15 de setembro de 1965), 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 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 em função da 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, que, com relação às atividades da CEMIG é igual a valor de aproximadamente R$10 mil ao ano.

Mercado de Carbono

O Protocolo de Kyoto entrou em vigor em 16 de fevereiro de 2005. De acordo com o Protocolo de Kyoto, a redução das emissões de gás estufa por meio de projetos que atendem os termos do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, ou MDL, poderá ser convertida em "Créditos de Carbono", que poderão ser negociados em âmbito mundial. A legislação que rege o mercado de carbono no Brasil e os incentivos fiscais correlatos encontra-se atualmente no Senado. O Brasil tem grande potencial para gerar Créditos de Carbono decorrentes de projetos de energia limpa que observam o MDL.

A CEMIG implementou uma estratégia para estudar oportunidades de desenvolvimento de projeto de MDL no mercado de carbono. Com o fim de executar projetos de MDL, estamos treinando nossos profissionais, inclusive por meio de cursos administrados pela USAID e pelo Banco Mundial. No ano passado, a CEMIG patrocinou um curso promovido pela USAID e pelo Banco Mundial na Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais voltado à discussão de projetos de MDL no Estado de Minas Gerais. Pretendemos criar uma força-tarefa multidisciplinar com o fim de mobilizar nossas subsidiárias integrais e filiais visando identificar projetos que nos permitam obter certificados de redução de gases estufa.

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 39 subestações, 22 usinas de grande porte e 3.017 milhas 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 350 subestações de distribuição, 228.314 milhas de redes de distribuição de média tensão, 9.995 milhas de redes de sub-transmissão e 5,9 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. Estamos utilizando tecnologia móvel no despacho de serviço para manutenção de rede de distribuição e aquisição de dados de linha de média e alta tensão.

Rede de Telecomunicações Interna

Nossa rede de telecomunicações interna é uma das maiores do Brasil, consistindo de links de microondas de alta performance com 130 estações de comunicação e alcance total de 1.380 milhas, um sistema de telefonia com 188 centrais telefônicas e um sistema de comunicação móvel com 700 rádios troncalizados e 1.105 aparelhos de rádio. Desenvolvemos, ademais, vários projetos em associação com a Empresa de Infovias S.A. 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 nossos serviços internos de voz, dados e imagens visando reduzir custos operacionais e aumentar a confiabilidade do sistema elétrico.

Rede Corporativa de Dados

Nossa rede corporativa integra servidores empresariais (um Mainframe de 350 MIPS que processa o Sistema de Faturamento e 10 máquinas Risc para o Sistema ERP), 7.015 microcomputadores Intel, 306 servidores e 877 equipamentos de conectividade, servindo 164 locais em 90 cidades do Estado de Minas Gerais. A infra-estrutura centralizada utiliza modernos servidores e dispositivos cobertos por contratos de nível de serviço para manutenção de hardware e suporte a software. A recepção de dados provenientes da leitura de medidores, o cálculo digital de faturas de eletricidade e a emissão de faturas de eletricidade a consumidores da rede secundária da CEMIG foram indicados para receber o certificado ISO-9001:2000.

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 conseqüência 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, automóveis e motocicletas. Também utilizamos o Sistema Gimbal nas vistorias aéreas. 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. Temos continuamente introduzido novas técnicas de previsão em nosso 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

Em agosto de 2004, implantamos o Plano Corporativo de Segurança da Informação. O principal objetivo desse plano é elaborar um plano de ação para reduzir o risco de perda da confidencialidade, integridade e disponibilidade de informações. O projeto também tem por finalidade adaptar a empresa às novas exigências legais e regulatórias que requerem a implementação de vários controles de segurança. Uma empresa de consultoria especializada foi contratada, por período de 11 meses, e tem prestado assistência à equipe de Gestão de Segurança de Informações no desenvolvimento das ações e projetos.

Em 2004, instalamos um software de gestão de segurança de informações, concluímos a especificação de segurança da Rede Corporativa e iniciamos a avaliação e implementação de segurança de ativos de tecnologia de informação cruciais.

Ferramentas Gerenciais

Planejamento de Recursos Empresariais

No final de 2004, passamos por complexo processo de melhorias em nosso corrente *Enterprise Resource Planning* (sistemas integrados de gestão empresarial), ou pacote ERP (SAP R/3). O processo compreendeu o *upgrade* da versão 4.0 para a versão 4.7 mais recente, com melhorias em processos e controles internos e a implantação de novas funcionalidades. O novo sistema apresenta funcionalidades novas e revisadas cobrindo contabilidade, custos e controle de recursos, orçamento, administração de investimentos, tesouraria, gestão de fluxo de caixa, controle de qualidade, gestão de projetos, gerenciamento de estoques, manutenção, controle de ativos, gestão de recursos humanos (inclusive folha de pagamento, administração de tempo e desenvolvimento de pessoal), gerenciamento de viagens, administração de vendas e uma nova funcionalidade de fluxo de trabalho que cobre as cadeias de finanças e fornecimento.

A nova solução inclui, além de análise de processo, modernização e integração de sistemas legados, com novos e aperfeiçoados hardware, software e processos em sua primeira fase que entrou em operação em

10 de janeiro de 2005 e deu suporte a nosso projeto de desverticalização, aprovado pela ANEEL em 20 de dezembro de 2004.

A próxima fase do projeto (prevista para entrar em operação em julho de 2005) orientará melhorias em nossas funcionalidades de gestão estratégica, inclusive *balanced scorecard*, nova funcionalidade de armazenamento de dados, monitoramento de fluxo de caixa de longo prazo e consolidação financeira.

Sistemas de Gestão de Qualidade

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.

Além da expansão continuada da implantação dos sistemas de Gestão Ambiental e da Qualidade em nossas atividades e processos, estamos também dando andamento à implantação do Sistema de Gestão de Saúde e Segurança, proporcionando controle em conformidade com os padrões desse tipo de sistema.

Com base na experiência adquirida nos últimos anos, elaboramos o Manual do Sistema de Gestão da Cemig que integra os Sistemas de Gestão da Qualidade, Gestão Ambiental e Gestão de Saúde e Segurança. A integração dos sistemas de gestão, a ser levada a cabo nas áreas de interesse da Companhia, assegurará funcionalidade nas atividades executadas e maior eficiência nos resultados.

Recebemos o certificado ISO 9001/2000 para 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 29% de nossa capacidade instalada em 31 de dezembro de 2004.

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.

Em 2004, uma unidade de transmissão e três unidades de distribuição, cobrindo 161 municípios; 54 subestações, mais de 93 milhas de linhas de distribuição e mais de 5 milhas de linhas de transmissão foram certificadas de acordo com os critérios internos, que nós chamamos de EMS (*Emergency Management System*/Sistema de Gerenciamento de Emergência) da CEMIG. Um armazém para estocagem e logística de materiais também recebeu esse certificado. 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

Com a assistência de uma empresa de consultoria líder escolhida por meio de processo de seleção formal, demos início ao estabelecimento de um Sistema de Gerenciamento de Riscos Corporativos em 2003, tendo consolidado o sistema em 2004 em função de nossa reestruturação. Na qualidade de detentores de uma concessão no setor de eletricidade brasileiro, operamos em ambientes nos quais fatores como reestruturações societárias, regulamentação emitida por órgãos governamentais, desenvolvimento tecnológico, globalizações e mudanças no mercado consumidor geram incertezas e ameaças.

A implementação de visão e estratégia coerentes de risco em nível corporativo é uma nova tendência de administração incentivada não somente pelas exigências do Sarbanes-Oxley Act e métodos recomendados pelo Committee of Sponsoring Organizations (COSO II) (Comitê de Organizações Patrocinadoras) como

também pela percepção de que o gerenciamento de risco constitui parte essencial de uma filosofia de desenvolvimento sustentável voltada à criação de valor para os acionistas.

Nosso Programa de Gerenciamento de Riscos Corporativos visa aos seguintes propósitos: operar como auxiliar na consecução dos objetivos fixados pelo plano estratégico; criar consciência entre os acionistas acerca dos prováveis eventos que poderiam constituir risco de perda de valor; estruturar a companhia possibilitando que assuma posições proativas em relação a seu ambiente de risco; proporcionar aos executivos da companhia metodologia e ferramentas para gerenciamento efetivo de risco e fornecer às demais áreas de gerenciamento estratégico conceitos e procedimentos de *input*, bem como fatores que fortaleçam a infra-estrutura de controle organizacional da companhia.

Em 2004, a estrutura de riscos corporativos elaborada em 2003 foi revisada e atualizada, com o fim de adaptá-la às profundas alterações regulatórias pelas quais passava o setor de eletricidade brasileiro como um todo – sendo a mais importante a Lei 10.848, regulamentada pelo Decreto 5.163. Também implantamos a estrutura funcional do sistema de gerenciamento de risco com a criação do Comitê de Gerenciamento de Risco Corporativo da CEMIG, realizando a finalização de uma versão aprovada da Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos, o Manual de Procedimentos de Gerenciamento de Risco Corporativo, e do licenciamento da ferramenta de tecnologia de informação para suporte a esta atividade.

Em 2003, o Comitê de Gerenciamento de Riscos de Energia da CEMIG, ou CGRE, foi criado com a tarefa de propor políticas e procedimentos para aprovação pelos diretores visando minimizar riscos na contratação (compra e venda) de energia. O comitê conta com membros de várias áreas da Companhia, inclusive as áreas de geração, distribuição, vendas, jurídica e financeira.

O CGRE esteve muito ativo em 2004, analisando as recentes mudanças no setor de eletricidade brasileiro e seu impacto sobre a CEMIG. Com base em suas análises de mercado, preço, riscos regulatórios e legais, o comitê propôs diretrizes para a estruturação de contratos para venda de eletricidade a Consumidores Livres, por meio de procedimentos [de leilão] realizados pela Companhia. Proporcionou, ademais, respaldo às decisões dos diretores em relação à participação da Companhia no primeiro Leilão de Energia Existente, realizado em 7 de dezembro de 2004 pela CCEE. Com base em análises de risco, o Comitê propôs os volumes máximos que poderiam ser vendidos e os volumes comprados pela distribuidora no referido leilão.

Gerenciamento de Riscos Financeiros

Em 2004, demos continuidade 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. O atraso na implantação completa do *software* deveu-se à mobilização da força-tarefa para realização do *upgrade* do SAP R/3.

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, incluindo nosso investimento em certos consórcios que operam projetos de geração de eletricidade, foi de R$11.191 milhões em 31 de dezembro de 2004 (incluindo projetos de construção em andamento). As instalações de geração representaram 52,4% desse valor contábil líquido, as instalações de transmissão e distribuição representaram 43,8% e outros ativos imobilizados diversos, inclusive instalações de gás natural e telecomunicações, representaram 3,8%. A média de depreciação anual aplicada a essas instalações era de 2,5% para instalações de geração hidrelétrica, 3,4% para instalações de transmissão, 4,9% para instalações de distribuição, 7,7% para instalações de administração, 6,0% para instalações de gás natural e 7,9% para instalações de telecomunicações. Nossas instalações são, em geral, adequadas às nossas atuais necessidades, sendo convenientes às finalidades a que se destinam.

Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras

V.Sa. deverá ler as informações contidas nesta seção em conjunto com nossas demonstrações financeiras contidas em outras partes do presente 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 dedicada, por intermédio de nossas subsidiárias, sobretudo à geração, transmissão e distribuição de eletricidade em Minas Gerais. De acordo com a ANEEL, em 31 de dezembro de 2004, éramos a sétima maior concessionária de geração de energia elétrica do Brasil segundo medição pela capacidade total instalada e, no exercício findo em 31 de dezembro de 2004, 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 2004. Vide "Item 4. Informações sobre a Companhia - Clientes e Faturamento". Em 31 de dezembro de 2004, geramos eletricidade em 47 usinas hidrelétricas, quatro usinas termelétricas e uma usina eólica, com capacidade instalada total de geração de 5.949 MW, respondendo as usinas hidrelétricas por 5.764 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 em 31 de dezembro de 2004:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. (participação de 100%). A Cemig Geração e Transmissão que, desde 1º de janeiro de 2005, dedica-se à geração e transmissão de energia.

- Cemig Distribuição S.A. (participação de 100%): A Cemig Distribuição que, desde 1º de janeiro de 2005, dedica-se à distribuição de energia.

- 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.

- Rosal S.A. (participação de 100%). A Rosal S.A. dedica-se à produção e venda de energia elétrica e detém a concessão para operação da usina hidrelétrica Rosal. Vide a Nota Explicativa 10 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

- 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.

- Companhia de Gás de Minas Gerais-GASMIG (participação de 55%). A Gasmig dedica-se à aquisição, transporte e distribuição de gás natural. Em dezembro de 2004, a CEMIG vendeu 40% de sua participação na Gasmig. Vide a Nota Explicativa 10 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

- Empresa de Infovias S.A. (participação de 99,94%). As principais atividades da Empresa de Infovias S.A. são a prestação de serviços de telecomunicações e desenvolvimento de atividades correlatas, por meio de redes multiserviços usando cabo de fibra óptica, cabo coaxial e outros equipamentos eletrônicos. A Empresa de Infovias S.A. detém 69,25% do capital social da Way TV Belo Horizonte S.A., prestadora de serviços de televisão a cabo e internet em certas cidades do Estado de Minas Gerais.

- Efficientia S.A. (participação de 100%). A Efficientia 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%). 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.

- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (participação de 51%). A Companhia de Transmissão Centroeste de Minas ficará responsável pela construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 345 kV da subestação da Usina Hidrelétrica de Furnas e de uma subestação localizada em Pimenta.

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 aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003 incluem os resultados financeiros da CEMIG e de todas as nossas subsidiárias (operacionais e em fase pré-operacional) descritas acima. Em 2004, firmamos Acordo de Acionistas com a Petrobras e a Gaspetro com relação à nossa participação societária, da venda de 40% na Gasmig. As receitas e despesas da Gasmig em nossas demonstrações de resultados consolidadas até 15 de dezembro de 2004. Os ativos e passivos da Gasmig estão incluídos em nossas demonstrações de resultados consolidadas de 31 de dezembro de 2004. Vide as Notas Explicativas 2 e 10 de nossas demonstrações financeiras consolidadas. Detemos, ademais, participação minoritária nas seguintes empresas:

- Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. (participação de 48,5%). A Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. dedica-se à produção e venda de Energia Elétrica como produtora independente de energia.

- Central Termelétrica de Cogeração S.A. (participação de 48,5%). A Central Termelétrica de Cogeração S.A. dedica-se à produção e venda de energia termoelétrica, como produtora independente de energia, por intermédio da usina termelétrica Barreiro, localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann no Estado de Minas Gerais.

- Companhia Transleste de Transmissão (participação de 25,0%). A Companhia Transleste de Transmissão ficará responsável pela construção e operação da linha de transmissão de 345 kV ligando uma subestação localizada em Montes Claros e a subestação da Usina Hidrelétrica de Irapé.

- Companhia Transudeste de Transmissão (participação de 24,0%). A Companhia Transudeste de Transmissão ficará responsável pela construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 345 kV que vai de Itutinga a Juiz de Fora.

- Companhia Transirapé de Transmissão (participação de 24,4%). A Companhia Transirapé de Transmissão ficará responsável pela construção, implantação, operação e manutenção da linha de transmissão de 230 kV LT Irapé - Araçuaí.

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.

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 sejam recuperadas durante esse período.

Além disso, estamos sujeitos às disposições da Força Tarefa para Questões Emergentes nº 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.

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 é 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 Nº 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 Nº 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 17 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 ou dos ativos do consórcio do projeto de geração de eletricidade do qual participamos poderia acarretar impacto adverso relevante sobre nossos resultados operacionais no período no qual a estimativa for revisada e em períodos subseqüentes.

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 julho de 2003, a Força-Tarefa para Questões Emergentes afirmou na EITF Nº 03-11, ou EITF 03-11, que a determinação sobre se ganhos e perdas realizados sobre contratos de derivativos não detidos para fins de negociação devem ou não ser informados em bases líquidas ou brutas constitui questão de critério que depende dos fatos e circunstâncias pertinentes e da substância econômica da transação. Quando se analisam os fatos e circunstâncias, a EITF Nº 99-19 e Parecer Nº 29, "Contabilidade de Transações Não-monetárias", deverão ser considerados. A EITF 03-11 aplica-se a transações ou acordos firmados posteriormente a 30 de setembro de 2003. A adoção da EITF 03-11 não teve efeito relevante sobre as demonstrações financeiras da Companhia.

Em dezembro de 2004, o *Financial Accounting Standards Board* ("FASB") editou a Declaração de Padrões de Contabilidade Financeiros Nº 153, "Permutas de Ativos Não-Monetários – alteração do Parecer APB Nº 29" ("SFAS 153") que altera o Parecer Nº 29 do Conselho de Princípios Contábeis, "Contabilidade de Transações Não-Monetárias", eliminando a exceção relativa a permutas de ativos não-monetários produtivos similares e substituindo-a por exceção genérica relativa a permutas de ativos não-monetários que não tenham substrato comercial. A SFAS 153 aplica-se a permutas de ativos não-monetários ocorridas em exercícios sociais iniciados posteriormente a 15 de junho de 2005. A Companhia aplicará a SFAS 153 na hipótese de ocorrerem permutas de ativos não-monetários em exercícios sociais iniciados após 15 de junho de 2005.

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 de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão."

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 ultrapassarem 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 17,3% 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. As cifras apresentadas na tabela incluem a energia vendida pela Barreiro e Pai Joaquim, que não foram consolidadas em nossas demonstrações financeiras.

	Exercício findo em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Vendas de Eletricidade:			
Tarifa média a consumidores finais (R$/MWh)			
Tarifa industrial	154,86	132,35	100,06
Tarifa residencial	406,07	356,87	281,60
Tarifa comercial	355,95	306,00	240,94
Tarifa rural	214,52	186,76	147,80
Tarifa de serviços públicos e outros	236,99	201,78	158,80
Total de vendas a consumidores finais (GWh)			
Consumidores industriais	22.969	21.715	21.906
Consumidores residenciais	6.526	6.529	6.360
Consumidores comerciais	3.537	3.402	3.283
Consumidores rurais	1.846	1.783	1.705
Serviços públicos e outros consumidores	2.498	2.478	2.330
Tarifa média (R$/MWh)	226,19	197,12	151,64
Receita total (milhões de R$)	8.560	7.179	5.458
Vendas a distribuidores:			
Volume (GWh)	364	621	313
Tarifa média (R$/MWh)	68,68	51,53	67,09
Receita total (milhões de R$)[(1)]	25	32	21
Compras de Eletricidade de Itaipu:			
Volume (GWh)	11.936	12.220	12.735
Custo médio (R$/MWh)	95,93	96,15	76,87
Custo total (milhões de R$)	1.145	1.175	979

(1) Não inclui R$12 milhões, R$24 milhões e R$140 milhões relativos a transações de energia na CCEE durante 2004, 2003 e 2002, 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. 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. 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. Vide "O Setor Elétrico Brasileiro – Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão" contido no Anexo A.

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

A ANEEL, por meio da Resolução Nº 71, de 4 de abril de 2005, estabeleceu nossa primeira revisão tarifária periódica, 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 foi de 31,5%. No entanto, de acordo com a Resolução Nº 71, esse reajuste tarifário deveria ser de 44,41%. A ANEEL indicou que os reajustes tarifários previstos para os anos de 2004 a 2007 serão ajustados de forma que sejam recuperadas as diferenças entre o reajuste tarifário de 44,41% ao qual tínhamos direito e o reajuste tarifário de 31,53% autorizado. Para obter mais informações, vide "Item 8. Informações Financeiras – Processos Judiciais - Matérias Regulatórias."

A diferença entre a receita apurada com o reajuste tarifário de 31,53% e a receita que seria auferida com base no reajuste tarifário de 44,41% foi registrada pela CEMIG como ativo regulatório diferido no valor de 1.013 milhões, incluindo variação monetária e juros acumulados à taxa de 11,3%, a ser recuperado por meio dos reajustes anuais até 2007. Vide a Nota Explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 6 de abril de 2005, a ANEEL editou a Resolução Nº 87, que estabeleceu nosso reajuste tarifário anual médio de 23,88%. Os componentes desse aumento são (i) 6,68% devidos ao Índice de Reajuste Tarifário, ou IRT; (ii) 5,72% devidos a ativo regulatório diferido; (iii) 7,35% devidos a variação intra-anual de custos fixos, ou CVA; (iv) 2,46% devidos aos aumentos das alíquotas do Programa de Formação do Patrimônio do Servidor ou PASEP e da Contribuição para Seguridade Social ou COFINS, e (v) 1,67% devido a receita não auferida por nossa empresa em 2004 em conseqüência da reedição, em 24 de maio de 2004, da Resolução Nº 83, que reduziu nossas tarifas.

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. Não há garantias de que ANEEL nos reembolsará, por conseguinte, a exposição total estimada para a Companhia no tocante a essa questão encontra-se totalmente provisionada. 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, 8 de abril de 2004 e 8 de abril de 2005.

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 na CCEE, conforme aplicável, tendo em vista as medidas de racionamento impostas pelo Governo Federal. A compensação é realizada por meio de um aumento extraordinário na tarifa de energia aplicável a futuras vendas de energia e as companhias têm 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 5 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 e 2004, compensamos uma parcela desses valores vencidos 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, assinamos três alterações do Contrato da Conta CRC com o Governo Estadual, que estão, cada uma delas, descritas abaixo.

A Primeira Alteração do Contrato da Conta CRC foi assinada em 24 de janeiro de 2001 e seu propósito foi substituir o índice de correção monetária UFIR (Unidade Fiscal de Referência) pelo IGPD-DI (Índice Geral de Preços – Disponibilidade Interna), tendo em vista 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$1.845 milhões em 31 de dezembro de 2004, 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$1.097 milhões em 31 de dezembro de 2004, 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 e 2004, compensamos uma parcela dos valores vencidos no montante de R$28 milhões e R$49 milhões, respectivamente, 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 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 19 de novembro de 2004, nosso Conselho de Administração aprovou por unanimidade os principais termos da Quarta Alteração do Contrato da Conta CRC. Caso celebremos essa alteração com o Governo Estadual, teremos direito de reter 50% dos pagamentos de dividendos e juros sobre capital devidos ao Governo Estadual, na qualidade de nosso acionista, e de compensar tais valores com valores devidos à nossa empresa pelo Governo Estadual nos termos do Contrato da Conta CRC. Segundo os termos aprovados por nosso Conselho de Administração, o valor pendente incorrerá juros à taxa anual de 10%, reajustado com base no IGP-DI. A celebração da Quarta Alteração depende da prévia aprovação de nossos acionistas, da ANEEL e da assembléia legislativa do Estado de Minas Gerais. Vide "Item 10. Informações Adicionais - Contratos Relevantes – Contrato da Conta CRC."

Taxas de Câmbio

Praticamente a totalidade de nossas receitas e de nossas despesas operacionais é denominada em reais. Embora as compras de eletricidade de Itaipu realizadas por nossa empresa sejam denominadas em dólares dos Estados Unidos, o correspondente risco de taxa de câmbio não é mais refletido em nossas receitas operacionais e despesas operacionais em razão de alterações efetuadas em 2001 na legislação cambial que permitem às prestadoras de serviços públicos de eletricidade como nossa empresa registrar perdas cambiais relacionadas a compras de Itaipu como ativo regulatório diferido. No entanto, temos níveis significativos de dívida e outras responsabilidades em moeda estrangeira. Em conseqüência, 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 2004, 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 2004, firmamos contratos de *swap* no valor nocional de US$88,2 milhões e, com relação ao iene japonês, no valor de ¥6.937 milhões (US$67,8 milhões), 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. Vide as Notas Explicativas 2(d), 14, 21, 23 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Desverticalização

Realizamos uma reorganização de nossa estrutura societária com o fim de atender a Lei 10.848/04 que estabelece que as empresas de distribuição não podem dedicar-se a outras atividades como geração e transmissão de energia elétrica. Foram criadas duas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição que ficarão encarregadas, respectivamente, das atividades de geração e transmissão de eletricidade e de distribuição de eletricidade. Este processo será finalizado com a assinatura de alterações dos contratos de concessão existentes, após convocação da ANEEL.

Apresentação de Informações Financeiras e Considerações Fiscais

Segundo acreditamos, a desverticalização não acarretará 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 acreditamos na alteração de nossa alíquota de imposto marginal, em bases consolidadas, como conseqüência da desverticalização. Entretanto, segundo nossas previsões, nossos resultados operacionais serão prejudicados em conseqüência 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 combinada dessas contribuições é 9,25% 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 2004 em Comparação com o Exercício Findo em 31 de Dezembro de 2003

Receita operacional líquida

A receita operacional líquida aumentou 26,9%, passando de R$6.032 milhões em 2003 para R$7.654 milhões em 2004, em razão, principalmente, do aumento das vendas de eletricidade a consumidores finais.

	2004	% da receita operacional líquida	2003	% da receita operacional líquida	2004 comparado a 2003 - %
Vendas de eletricidade a consumidores finais	8.561	111,8	7.179	119,0	19,3
Reajuste extraordinário regulatório de tarifa	89	1,2	63	1,0	41.3
Reajuste diferido de tarifa	640	8,3	199	3,3	221,6
Vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado	36	0,5	56	0,9	(35,7)
Uso da rede básica de transmissão	245	3,2	257	4,3	(4,7)
Outras receitas operacionais	536	7,0	468	7,8	14,5
Imposto sobre receita	(2.453)	(32,0)	(2.190)	(36,3)	12,0
Total da receita operacional líquida	7.654	100,00	6.032	100,00	26,9

O aumento da receita proveniente de vendas de eletricidade a consumidores finais deve-se, principalmente, a aumentos da tarifa média e do volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Houve um aumento de 14,8% na tarifa média de energia em 2004, que passou a R$226,21 por MWh, em comparação com R$197,12 por MWh em 2003, em conseqüência dos aumentos de 31,5% da tarifa em abril de 2003 (pleno efeito em 2004) e de 14,0% em abril de 2004. Ademais, houve um aumento de 4,1% em nosso volume de vendas de eletricidade a consumidores finais. Em 2004, registramos receita de R$89 milhões relativa à recomposição tarifária extraordinária, aumento de 41,3% em comparação com o valor de

R$63 milhões registrado por nossa empresa em 2003. Registramos receita relativa à recomposição tarifária extraordinária em conformidade com os termos do Acordo Geral do Setor Elétrico que prevê reembolso de perdas de receitas 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 em conformidade com o consenso descrito na EITF Nº 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.

A receita relativa à recomposição tarifária diferida totalizou R$640 milhões e R$199 milhões em 2004 e 2003, respectivamente. A Resolução Nº 71 da ANEEL, datada de 4 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 44,4%, em vez dos 31,5% aplicados. A diferença será incluída pela ANEEL em reajustes tarifários futuros. Vide a Nota Explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

As vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado perfizeram R$36 milhões em 2004, diminuição de 35,7% em comparação com o montante de R$56 milhões registrado em 2003. Essa diminuição deveu-se, principalmente, à diminuição das vendas de energia no mercado à vista em 2004.

Outras receitas operacionais aumentaram 14,5%, passando de R$468 milhões em 2003 para R$536 milhões em 2004. A variação de nossas outras despesas operacionais em 2004 deve-se, principalmente, a aumento de R$53 milhões da receita da Gasmig, nossa subsidiária. Consolidamos as receitas e despesas da Gasmig com relação ao período compreendido entre 1º de janeiro de 2004 e 15 de dezembro de 2004, data da venda, por nossa empresa à Petrobras, de participação societária de 40,00% na Gasmig. Vide as Notas Explicativas 10 e 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Os impostos incidentes sobre receitas aumentaram 12,0%, passando de R$2.190 milhões em 2003 para R$2.453 milhões em 2004, em conseqüência do aumento em nossas vendas de eletricidade a consumidores finais em 2004 em comparação com 2003 e em conseqüência do IVA faturado a clientes com relação à recomposição tarifária extraordinária. Os impostos incidentes sobre receitas consistem: (i) do IVA, cobrado à alíquota média de 21% sobre vendas de eletricidade a consumidores finais, e do IVA faturado a consumidores com relação aos ativos regulatórios diferidos; (ii) da COFINS, cobrada à alíquota de 7,6%; (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 19 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Custos e despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais aumentaram 17,7%, passando de R$4.703 milhões em 2003 para R$5.536 milhões em 2004, em conseqüência, principalmente de um aumento, em 2004, de encargos regulatórios, uso da rede de transmissão básica, eletricidade comprada para revenda e aumento dos custos com pessoal.

	2004	% da receita operacional líquida	2003	% da receita operacional líquida	2004 comparado a 2003 - %
Eletricidade comprada para revenda	(1.477)	(19,3)	(1.396)	(23,1)	5,8
Gás natural comprado para revenda	(268)	(3,5)	(246)	(4,1)	8,9
Uso da rede básica de transmissão	(586)	(7,7)	(310)	(5,1)	89,0
Depreciação e amortização	(677)	(8,8)	(686)	(11,4)	(1,3)
Pessoal	(788)	(10,3)	(710)	(11,8)	11,0
Encargos regulatórios	(861)	(11,2)	(585)	(9,7)	47,2

	2004	% da receita operacional líquida	2003	% da receita operacional líquida	2004 comparado a 2003 - %
Serviços terceirizados	(329)	(4,3)	(325)	(5,4)	1,2
Benefícios pós-aposentadoria aos empregados	(153)	(2,0)	(109)	(1,8)	40,4
Materiais e suprimentos	(83)	(1,1)	(88)	(1,5)	(5,7)
Ganho com a venda da Gasmig	102	1,3	-	-	-
Outros	(407)	(5,3)	(422)	(7,0)	(3,6)
Reversão (Provisão) para perda com ativos regulatórios diferidos	(9)	(0,1)	174	2,9	-
Total de custos e despesas operacionais	(5.536)	(72,3)	(4.703)	(78,0)	17,7

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 da CCEE e de Furnas. A eletricidade comprada para revenda aumentou 5,8%, passando de R$1.396 milhões em 2003 para R$1.477 milhões em 2004, em razão, principalmente, dos encargos referentes a serviços do sistema registrados em 2004, no valor de R$95 milhões, que constituem custos fixos repassados por meio de nossas tarifas. Vide a Nota Explicativa 21 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

O gás natural comprado para revenda aumentou 8,9%, passando de R$246 milhões em 2003 para R$268 milhões em 2004, consistindo de compras efetuadas por nossa subsidiária, a Gasmig.

Os encargos de uso da rede básica de transmissão correspondem principalmente ao custo do transporte da eletricidade na rede básica de transmissão brasileira, rateado entre as empresas de distribuição brasileiras. Os encargos de uso da rede básica de transmissão constituem custos fixos que representaram aumento de 89,0%, para R$586 milhões em 2004, em comparação com R$310 milhões em 2003 em razão, principalmente, de aumentos dos custos operacionais de novas linhas de transmissão do sistema elétrico brasileiro.

A depreciação e amortização não tiveram variação significativa, diminuíram 1,3%, para R$677 milhões em 2004, em comparação com R$686 milhões em 2003.

A despesa com pessoal aumentou para R$788 milhões em 2004 em comparação com R$710 milhões em 2003, em conseqüência, principalmente, de aumentos dos salários de 7,0% e 16,2% em novembro de 2004 e 2003, respectivamente, e da implantação, em 2004, de nosso Plano de Carreiras e Estrutura de Remuneração. Ademais, havia provisões relativas a nosso Programa de Desligamento no valor de R$25 milhões e R$78 milhões em 2004 e 2003, respectivamente.

Os encargos regulatórios aumentaram 47,2%, passando de R$585 milhões em 2003 para R$861 milhões em 2004, em razão, principalmente, dos aumentos de R$120 milhões e R$118 milhões na Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, 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, e de encargos referentes ao uso de recursos hídricos, respectivamente. Essas despesas constituem custos fixos. Vide a Nota Explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

A despesa com serviços terceirizados totalizou R$329 milhões em 2004, em comparação com R$325 milhões em 2003. As despesas com serviços terceirizados consistem principalmente de contratos relativos a leitura de medidores, entrega de contas aos consumidores, serviços de cobrança e manutenção das linhas de distribuição e transmissão.

Os benefícios pós-aposentadoria a empregados aumentaram 40,4%, passando de R$109 milhões em 2003 para R$153 milhões em 2004, em razão do custo líquido periódico projetado mais alto em relação a

2004, em conseqüência da despesa de juros esperada mais alta em comparação com retorno esperado sobre ativos do plano. Vide a Nota Explicativa 16 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Registramos uma provisão para perdas de R$9 milhões em 2004, em comparação com provisão para reversão de perda com ativos regulatórios diferidos de R$174 milhões em 2003 com o fim de refletir nossa estimativa da recuperação de nossos ativos regulatórios diferidos. A 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 Nº 1 da ANEEL, de 12 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$13 milhões, em 31 de dezembro de 2004. Portanto, houve provisão adicional, no valor de R$9 milhões, visto que o valor original registrado, em 31 de dezembro de 2003, foi de R$4 milhões. Vide as Notas Explicativas 2(q) e 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Outras despesas diminuíram 3,6%, passando de R$422 milhões em 2003 para R$407 milhões em 2004. As principais variações do item outras despesas em 2004 em comparação com 2003 foram uma diminuição de R$25 milhões das perdas decorrentes da alienação de ativos fixos e diminuição de R$50 milhões de outras provisões para contingências e contas duvidosas, compensadas por uma provisão de R$24 milhões em 2004, relativa a bônus pagos durante o período de racionamento, que não foram reembolsados pelo Governo Federal, aumento de R$9 milhões das despesas com aluguel e aumento de R$17 milhões na participação nos lucros pelos empregados. Vide Nota Explicativa 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro operacional

Em conseqüência do acima exposto, apresentamos lucro operacional de R$2.118 milhões em 2004 em comparação com lucro operacional de R$1.329 milhões em 2003.

Receita financeira, líquida

A receita financeira líquida consiste de (i) receita financeira, que inclui, principalmente, juros e correção monetária 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 receita financeira líquida de R$350 milhões em 2004, em comparação com receita financeira líquida de R$674 milhões em 2003, em razão, principalmente, de uma diminuição de R$242 milhões das receitas cambiais decorrente da valorização de 8,7% do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2004, em comparação com valorização de 18,2% do real frente ao dólar dos Estados Unidos em 2003. Ademais, houve aumento de R$122 milhões das perdas com instrumentos financeiros em razão das operações de *swap* efetuadas em 2004 visando à redução de nosso risco de taxa de câmbio. Vide as Notas Explicativas 3, 4, 14, 21, 22, 23 e 24 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Impostos de renda

Os impostos de renda constituíram uma despesa de R$731 milhões sobre o lucro antes de imposto de R$2.468 milhões em 2004, em comparação com despesa de R$607 milhões sobre o lucro antes de imposto de R$2.003 milhões em 2003. Deduções de R$173 milhões e R$85 milhões em 2004 e 2003, respectivamente, relativas a juros sobre o patrimônio líquido reduziram o valor provisionado para impostos de renda em 2004 e 2003. Vide a Nota Explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participações minoritárias

Em 2004, apresentamos receita de participações minoritárias de R$2 milhões referente à nossa participação na Gasmig.

Lucro líquido

Em conseqüência do acima exposto, tivemos lucro líquido de R$1.739 milhões em 2004, em comparação com lucro líquido de R$1.396 milhões em 2003.

Outro prejuízo consolidado

Outro prejuízo consolidado consistiu de R$474 milhões em 2004, em comparação com outro prejuízo consolidado de R$64 milhões em 2003, em conseqüência de aumento de nossa responsabilidade mínima adicional registrada em 2004. Em 2004, a CEMIG efetuou alterações em algumas premissas atuariais, na taxa de desconto anual e na taxa de mortalidade. O efeito dessas alterações foi um aumento de nossa obrigação de benefício de aposentadoria, que foi registrada sob a rubrica outro prejuízo consolidado em 2004.

Lucro consolidado

Em conseqüência dos fatores acima expostos, o lucro consolidado perfez R$1.265 milhões em 2004 em comparação com R$1.332 milhões em 2003.

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 conseqüência do Plano de Racionamento de Energia e por diminuição das vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado.

	2003	% da receita operacional líquida	2002	% da receita operacional líquida	2003 comparado a 2002 - %
Vendas de eletricidade a consumidores finais	7.179	119,0	5.458	112,0	31,5
Reajuste extraordinário regulatório de tarifa	63	1,0	281	5,8	(77,6)
Reajuste diferido de tarifa	199	3,3	-	-	-
Vendas de eletricidade ao sistema elétrico interligado	56	0,9	161	3,3	(65,2)
Uso da rede básica de transmissão	257	4,3	185	3,8	38,9
Outras receitas operacionais	468	7,8	260	5,3	80,0
Imposto sobre receita	(2.190)	(36,3)	(1.473)	(30,2)	48,7
Total da receita operacional líquida	6.032	100,00	4.872	100,00	23,8

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 conseqüência 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 Nº 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 4 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 na CCEE 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 Empresa de Infovias S.A. em conseqüência 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 conseqüência do aumento de 31,5% de nossas vendas de eletricidade a consumidores finais em 2003 em comparação com 2002 e em conseqüência do IVA faturado a clientes com relação à recomposição tarifária extraordinária. Os impostos incidentes sobre receitas consistem: (i) do IVA, cobrado à alíquota média de 21% sobre as vendas de eletricidade a consumidores finais, e do IVA 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 19 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 conseqüência, 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 operacional líquida	2002	% da receita operacional líquida	2003 comparado a 2002 - %
Eletricidade comprada para revenda	(1.396)	(23,1)	(1.333)	(27,4)	4,7
Gás natural comprado para revenda	(246)	(4,1)	(152)	(3,1)	61,8
Uso da rede básica 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
Encargos regulatórios	(585)	(9,7)	(548)	(11,2)	6,8
Serviços terceirizados	(325)	(5,4)	(265)	(5,4)	22,6
Benefícios pós-aposentadoria aos empregados	(109)	(1,8)	(207)	(4,3)	(47,3)
Materiais e suprimentos	(88)	(1,5)	(78)	(1,6)	12,8
Outros	(422)	(7,0)	(238)	(4,9)	77,3
Reversão (Provisão) para perda com ativos regulatórios diferidos	174	2,9	(28)	(0,6)	-
Total dos custos e despesas operacionais	(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 da CCEE 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 da CCEE, 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 20 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 conseqüência, 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 conseqüência, 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 conseqüência, 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 CDE, parcialmente compensado por diminuição de R$63 milhões nos encargos da Conta de Consumo de Combustível em 2003, passando a R$282 milhões, em comparação com R$345 milhões em 2002, em conseqüência da diminuição das operações de usinas de geração térmica em 2003. Vide a Nota Explicativa 20 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 conseqüência de retorno esperado superior sobre ativos do plano. Vide a Nota Explicativa 16 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 Nº 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 20 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Lucro operacional

Em conseqüência do acima exposto, apresentamos lucro operacional de R$1.329 milhões 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, 14, 21, 23 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 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Participações minoritárias

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

Lucro (prejuízo) líquido

Em conseqüência do acima exposto, tivemos lucro líquido foi de R$1.396 milhões 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 responsabilidade mínima adicional registrada e do ajuste referente a reclassificação resultante da venda dos valores mobiliários disponíveis para venda.

Lucro consolidado

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

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 nossas atuais reservas de caixa, caixa gerado por operações e recursos previstos provenientes de financiamentos serão suficientes durante os próximos 12 meses para atender nossas necessidades de liquidez.

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2004 totalizaram R$874 milhões, em comparação com R$440 milhões em 31 de dezembro de 2003 e R$123 milhões em 31 de dezembro de 2002. Em 31 de dezembro de 2004, 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 2004, 2003 e 2002 totalizou R$1.538 milhões, R$658 milhões e R$732 milhões, respectivamente. O aumento do caixa gerado por atividades operacionais em 2004 em comparação com 2003 deveu-se, principalmente, à liquidação financeira das operações da CCEE em 2003. Pela mesma razão houve diminuição do caixa gerado por atividades operacionais em 2003 em comparação com 2002. Os itens não-monetários significativos que afetam lucros consistiram de aumento de depreciação e despesa de amortização em conseqüência 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 com relação à conta a receber nos termos do Contrato da Conta CRC.

Fluxo de caixa proveniente de atividades de investimento

O caixa líquido empregado em atividades de investimento em 2004, 2003 e 2002 totalizou, respectivamente, R$917 milhões, R$852 milhões e R$546 milhões, em decorrência, sobretudo, da aquisição de ativos imobilizados e da modernização das instalações de geração, transmissão e distribuição existentes. Os gastos de capital para aquisição de ativos imobilizados totalizaram R$1.061 milhões, R$1.029 milhões e R$869 milhões em 2004, 2003 e 2002, respectivamente. Novos investimentos em outras afiliadas também causaram impacto sobre a utilização de caixa líquido em atividades de investimento. Esses investimentos perfizeram R$10 milhões, R$4 milhões e R$103 milhões em 2004, 2003 e 2002, respectivamente. Vide o "Item 4 –Informações sobre a Companhia – Gastos de Capital –" para obter mais dados relativos à maneira pela qual utilizamos esses gastos de capital.

Fluxo de caixa proveniente de atividades financeiras

O caixa líquido empregado em atividades de financiamento em 2004 totalizou R$187 milhões, composto de R$1.230 milhões e R$316 milhões em recursos de financiamento de longo prazo e empréstimos de curto prazo, respectivamente, compensado pela amortização de R$1.424 milhões em financiamento de longo prazo denominado em reais e moeda estrangeira e o pagamento de R$309 milhões em dividendos e juros sobre o capital.

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.

Nosso endividamento em 31 de dezembro de 2004 totalizou R$4.167 milhões, composto de R$2.750 milhões da dívida de longo prazo e R$1.417 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo. Em comparação, o endividamento em dezembro de 2003 totalizou R$3.991 milhões, composto de R$2.331 milhões da dívida de longo prazo e R$1.660 milhões da parcela corrente da dívida de longo prazo. De nossa dívida de longo prazo (inclusive a parcela corrente) em 31 de dezembro de 2004, R$1.119 milhões eram denominados em moeda estrangeira (sendo R$857 milhões denominados em dólares dos Estados Unidos) e R$3.048 milhões eram denominados em reais. De nosso endividamento total de R$4.167 milhões em 31 de dezembro de 2004, R$3.369 milhões estão sujeitos a taxas de juros variáveis. Vide as Notas Explicativas 14 e 23 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 certos compromissos financeiros de um contrato de dívida celebrado entre a Empresa de Infovias S.A. e a MBK Furukawa Sistemas S.A./Unibanco no valor principal total de R$58,0 milhões em 31 de dezembro de 2004, dos quais R$40,8 milhões estão classificados como passivo de longo prazo nas nossas demonstrações financeiras consolidadas. Esses compromissos são fundados nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no

Brasil. Contudo, a Empresa de Infovias S.A. obteve *waiver* dos credores que são partes do contrato com relação ao descumprimento desses compromissos. O *waiver* afirma que tais credores não exercerão seus direitos de exigir pagamento antecipado ou imediato do valor total devido até 31 de dezembro de 2005. Não podemos garantir que conseguiremos renovar o *waiver*, caso em que os credores pertinentes poderão antecipar o pagamento. Isso acarretaria a antecipação cruzada de outra dívida da CEMIG devido às disposições de inadimplemento cruzado contidas em seus demais contratos de dívida. Vide a Nota Explicativa 15 de nossas demonstrações financeiras consolidadas e "Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora."

Em 31 de dezembro de 2004, nossa dívida total era de R$4.167 milhões, da qual R$1.417 milhões vencem em 2005. De nossa dívida total, o montante de R$1.119 milhões foram contraídos em moeda estrangeira, e desse valor R$342 milhões vencem em 2005. Tendo em vista esses vencimentos em 2005, necessitamos de recursos no curto prazo para pagar e refinanciar essas obrigações. Por esse motivo, estamos refinanciando nossa dívida em 2005 com o fim de alongar os vencimentos. Planejamos captar aproximadamente 1,5 bilhão em 2005, que será utilizado 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 2004 tínhamos linhas de crédito junto a instituições financeiras no valor de R$94 milhões que ainda não utilizamos.

Em 19 de julho de 2004, estabelecemos um Programa Local de Notas, ou Programa, de acordo com a "Instrução CVM nº 400", de 29 de dezembro de 2003. Espera-se que o Programa tenha duração de dois anos contados da data do registro na Comissão Valores Mobiliários - CVM. Inicialmente, nos termos do Programa, tínhamos permissão para emitir debêntures em valor de até R$1,5 bilhão. Atualmente temos R$230,4 milhões em aberto nos termos do Programa. Em razão da desverticalização, não podemos emitir debêntures adicionais nos termos do Programa. No futuro, poderemos estabelecer outros programas locais de notas diretamente ou por intermédio de nossas subsidiárias.

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$1.988 milhões em 2005. Esperamos destinar esses gastos principalmente à expansão de nossa infra-estrutura de distribuição e aumento de nossa capacidade de geração. Em 2004, 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 2005 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 nossas obrigações e compromissos contratuais em milhões de reais, em 31 de dezembro de 2004:

	Total	Menos de 1 ano	1-3 anos	3-5 anos	Mais do que 5 anos
Dívida total (1)	4.167	1.417	1.322	873	555
Obrigações de compra					
Eletricidade comprada de Itaipu para revenda (2)	8.619	1.024	2.048	2.048	3.499
Leilão de energia na CCEE	6.478	267	1.618	1.621	2.972
Transferência e transporte de energia elétrica de Itaipu (2)	505	60	120	120	205
Investimentos					
Usina Hidrelétrica de Aimorés (3)	66	66	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Irapé (3)	287	271	16	-	-
Usina Hidrelétrica de Funil (3)	11	11	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Queimado (3)	20	20	-	-	-
Usina Hidrelétrica de Pai Joaquim (3)	10	10	-	-	-
Cemig Capim Branco Energia(3)	39	22	17		-
Linhas de Transmissão (3)	46	35	11	-	-
Gasmig	75	5	64	6	-
Empresa de Infovias S.A.	48	48	-	-	-
Outras obrigações de longo prazo					
Contribuições a planos de pensão	1.555	112	237	186	1.020
Total	21.926	3.368	5.453	4.854	8.251

(1) Na hipótese de descumprimento por nossa parte de certos compromissos contidos em nossos contratos de empréstimo, o valor principal total, juros futuros e quaisquer multas devidos nos termos desses contratos poderão se tornar imediatamente devidos e pagáveis.

(2) Contrato com Furnas denominado em dólares dos Estados Unidos, para fornecer energia elétrica comprada de Itaipu até maio de 2013. Estes montantes foram calculados com base na taxa do Dólar do dia 31 de dezembro de 2004.

(3) 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 2004, despendemos aproximadamente R$ 28 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 2004, 2003 e 2002, despendemos o total aproximado de R$ 38 milhões em pesquisa e desenvolvimento, e transferimos no período o mesmo valor para o FNDCT. Prevemos despender o total aproximado de R$ 30 milhões em pesquisa e desenvolvimento em 2005. 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, aquifers 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

Em 2004, nossos recursos de geração, incluindo a compra de energia da Usina de Itaipu, eram suficientes para atender nossa própria carga e nossos contratos de venda. Graças aos bons índices pluviométricos, as condições fluviais e de reservatório em 2004, a rede hídrica brasileira como um todo gerou 96% de sua capacidade contratada máxima.

Em 2004, como ainda era possível dar continuidade a Contratos Iniciais, praticamente a totalidade de nossa geração foi utilizada para atender nossas próprias necessidades. Em relação a 2005, permanecem em vigor apenas 25% dos Contratos Iniciais e, a não ser nos termos desses contratos, não é mais permitido o auto-fornecimento. Dessa forma, para inteirar nossas necessidades, compramos energia de várias empresas geradoras por meio do Leilão de "Energia Existente" realizado em dia 7 de dezembro de 2004. Nesse leilão, também participamos como fornecedores, tendo vendido energia a 35 empresas de distribuição.

Na qualidade de concessionária 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 da administração do Governo Federal.

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 de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão". 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 em 2001. 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. 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 Conta de Desenvolvimento Energético, ou CDE, e da Reserva Global de Reversão, ou RGR. De acordo com um programa lançado pela ANEEL para universalização dos serviços de eletricidade em áreas rurais, inicialmente 29,5% de todos os recursos necessários provirão da CDE e 25,1%, da 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.

A CEMIG e suas subsidiárias integrais, Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição, têm todas o mesmo Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal.

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

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
Haroldo Guimarães Brasil[2]	Conselheiro	30 de dezembro de 2004
Antônio Renato do Nacimento[2]	Suplente	30 de dezembro de 2004
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
Rodrigo Bhering Andrade[2]	Suplente	30 de dezembro de 2004
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
Evandro Veiga Negrão de Lima[2]	Suplente	30 de dezembro de 2004
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
Luiz Henrique de Castro Carvalho	Suplente	20 de agosto de 2004
Alexandre Heringer Lisboa	Conselheiro	27 de fevereiro de 2003
Franklin Moreira Gonçalves	Suplente	27 de fevereiro de 2003
José Luiz Alquéres[3]	Conselheiro	30 de dezembro de 2004
Guy Maria Villela Paschoal[3]	Suplente	30 de dezembro de 2004

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

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

Wilson Nélio Brumer - O Sr. Brumer formou-se em administração de empresas pela Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade - FUMEC - BH em 1975 e completou diversos cursos de

administração financeira, planejamento e desenvolvimento gerencial no Brasil e no exterior. É Secretário do Desenvolvimento Econômico do Estado de Minas Gerais desde janeiro de 2003 e conselheiro da Valepar S.A. desde janeiro de 2001. Foi presidente do conselho das seguintes empresas: BHP Billiton Brasil, de novembro de 1998 a dezembro de 2002; Grupo Paranapanema, de fevereiro de 1996 a outubro de 1998; Aço Minas Gerais - Açominas, de maio de 1995 a junho de 1997; Eletrometal Metais Especiais S.A., de 1994 a 1996; Brasifco S.A., de 1993 a 1996; Rio Doce Finance Ltd. - RDF, de 1990 a 1992; Itabira International Company Ltd. - ITACO, de 1990 a 1992; e Navegação Rio Doce S.A. - DOCENAVE de 1990 a 1991. Foi vice-presidente do conselho de administração das seguintes companhias: Acesita, de novembro de 1992 a outubro de 1998; Acesita Energética S.A., de 1992 a 1996; Forjas Acesita S.A., de 1992 a 1996; CVRD, de 1990 a 1992, e Grupo Villares, que inclui as Indústrias Villares, Aços Villares S.A. e Elevadores Atlas S.A., de fevereiro de 1995 a outubro de 1998. Foi conselheiro da: Companhia Siderúrgica de Tubarão - CST, de julho de 1996 a abril de 1999; Varig de novembro de 1994 a fevereiro de 1996; Usiminas, de outubro de 1991 a novembro de 1992; Companhia Siderúrgica Tubarão, de agosto de 1992 a novembro de 1992; Rio Doce Geologia e Mineração S.A. - DOCEGEO, de 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 Morais - O Sr. Morais 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 nosso Diretor Presidente e desde julho de 2002 é Diretor Presidente da Empresa de Infovias S.A.. De maio de 1999 a agosto de 2001, foi Diretor Presidente da Empresa de Infovias S.A.. De janeiro de 1999 a dezembro de 2004 foi Diretor Presidente da Gasmig. De 1995 a 1998, foi vice-presidente da Petrobras Distribuidora S.A. De 1993 a 1994, o Sr. Morais 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 2° 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.

Haroldo Guimarães Brasil – O Sr. Guimarães nasceu em 13 de julho de 1962. Formou-se em engenharia elétrica pela PUC de Minas Gerais, e obteve doutorado em economia pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 1997. Obteve Mestrado em Administração de Empresas pela Universidade Federal de Minas Gerais em 1991, e concluiu o Curso de Graduação Técnica do Banco Central (São Paulo, 1994), bem como estudos de pós-graduação em Políticas Públicas pela ENAP de Brasília (1990), e especialização em engenharia econômica pela Fundação Dom Cabral em 1986. É Diretor da Strategor Ltda - Consultoria e Treinamento, Consultor da Fundação de Desenvolvimento de Administração, Professor do Curso de Mestrado em Administração de Empresas da Fundação Pedro Leopoldo, Professor do IBMEC Educacional S.A. e professor convidado do Programa de Mestrado em Administração de Empresas da Universidade Federal de Minas Gerais.

Carlos Augusto Leite Brandão. O Sr. Brandão nasceu em 3 de janeiro de 1956. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais no ano de 1978, tendo subseqüentemente concluído os estudos de pós-graduação em Engenharia Econômica pela Fundação Dom Cabral concluindo o curso em 1980. Em 2000 cursou MBA em Finanças pelo IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercados de Capitais). Atualmente é o 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 da CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica). 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 D.C. 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-Pretense, 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 IBMEC (Instituto Brasileiro de Mercado de Capitais) 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 em1961 com curso de especialização em hidráulica e saneamento. Atuou como chefe do escritório de obras da REDUC, pela Tenenge, como engenheiro autônomo (1963 - 1964), engenheiro da CEMIG (1974 – 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 Jaguara. 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 Jucelino Kubitschek de Oliveira (ex-presidente do Brasil), e exerceu o cargo de vice-presidente de setembro de 1981 a maio de 2000, e como presidente executiva desde outubro de 2000. Foi também presidente do conselho do Instituto Cultural Cesgranrio, vice-presidente do conselho do Banco da Mulher, presidente de Instituições Beneficentes do Estado do Rio de Janeiro e membro do conselho da Casa das Palmeiras, um instituto cultural. Recebeu diversas honras ao mérito cultural e social.

Alexandre Heringer Lisboa - O Sr. Lisboa formou-se em engenharia no Instituto Politécnico da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais e recebeu o grau de mestre em engenharia mecânica, com ênfase em energia solar, da Universidade Federal da Paraíba, na cidade de João Pessoa (Estado da Paraíba). Recebeu também treinamento especializado em usina eólica na *Deutsches Windenergie – Institut - DEWI* e da *Summer School on Wind Energy Technology* na Universidade de Oldenburg, 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.

José Luiz Alquéres – O Sr. Alquéres nasceu em 31 de março de 1944. Formou-se engenheiro civil em 1966, com pós-graduação em planejamento urbano e regional no Brasil e planejamento elétrico nos Estados Unidos e França. É o Vice-Presidente Honorário do Conselho Mundial de Energia e Vice-Presidente da ABDIB, Associação Brasileira de Infra-Estrutura e Indústrias de Base. É Sócio-Diretor da JLA - JLAlquéres Engenharia Consultiva Ltda. Por intermédio desta empresa, o Sr. Alquéres atualmente exerce funções não-executivas, prestando serviços em nível de Conselho Consultivo, nas seguintes funções: Presidente da ALSTOM do Brasil, empresa líder mundial de transporte rodoviário e infra-estrutura de energia; Presidente da MDU do Brasil, empresa que investe nos setores de mineração e energia; e membro do Conselho Estratégico da ALCOA do Brasil, Banco CALYON e HOLCIM S.A. Foi Diretor da Cia. Bozano-Simonsen (1995-1998), Secretário Nacional de Energia (1992), Presidente da Eletrobrás (1993-1994) e Presidente da Cerj, Diretor do BNDESPar e da Light; e Membro do Conselho da Itaipu Binacional, Furnas, Chesf, CEMIG, Escelsa, CEG, CPFL, Comgás e outras empresas. Além de suas atividades profissionais, atua ativamente no trabalho voluntário, presidindo a Associação Franco-Brasileira de Cultura e Cooperação, sendo, ademais, membro do Conselho do Museu Nacional de Belas Artes e Vice-Presidente do Instituto Brasileiro de Oncologia.

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 Morais	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 Morais - Para obter informações biográficas sobre o Sr. Morais, 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, Minas Gerais, e em Manaus, Estado do Amazonas. 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., Usina Termelétrica Barreiro S.A. e Central Termelétrica de Cogeração S.A. É Diretor Técnico da Efficientia S.A. 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 Mercado Atacadista de Energia, participando de discussões relacionadas a certas normas do Mercado Atacadista de Energia 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 da Usina Térmica Ipatinga S.A., Sá Carvalho S.A., Horizontes Energia S.A., Cemig Trading S.A. e Central Hidrelétrica Pai Joaquim. 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 Portiand, Texas, e na Tennnessee Valley Authority no Bureau of Reclamation em Denver, Colorado, e na Southern California Edison na Califórnia. Desde março de 2003, é Diretor da Cemig Trading S.A. O Sr. Macedo 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. É o Diretor Presidente da Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. desde janeiro de 2005, da Gasmig desde dezembro de 2004, e da Cemig Trading S.A. desde março de 2003. É Diretor da Cemig PCH S.A., da Usina Termelétrica Barreiro S.A, da Cemig Capim Branco Energia S.A. e da Horizontes Energia S.A desde abril de 2004, da Central Termelétrica de Cogeração S.A., da Sá Carvalho S.A. e da Usina Térmica Ipatinga S.A. desde abril de 2003, e da Efficientia S.A. desde março de 2003. 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 vicepresidente 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 abril de 2003 é Diretora da Central Termelétrica de Cogeração S.A. e 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 2004, o valor total da remuneração, inclusive pensão e demais benefícios de aposentadoria, por nós paga a todos os conselheiros e diretores totalizou aproximadamente R$ 3,3 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 incorporações, fusões e cisões. 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 2006, são os seguintes:

Nome	Cargo	Data da Nomeação Original
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
Thales de Souza Ramos Filho	Membro	27 de fevereiro de 2003
Itaumaury Teles de Oliveira[(2)]	Membro	29 de abril de 2005
Ronald Gastão Andrade Reis	Suplente	30 de abril de 1998
Marcus Eolo de Lamounier Bicalho	Suplente	27 de fevereiro de 2003
Augusto Cézar Calazans Lopas[(1)]	Suplente	30 de abril de 2003
Ary Barcelos da Silva[(2)]	Suplente	29 de abril de 2005
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, mas não por membros de nosso Conselho de Administração. 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 Fiscal opera atualmente como nosso comitê fiscal para os fins do Sarbanes-Oxley Act de 2002 e regulamentos correlatos.

Empregados

Em 31 de dezembro de 2004, tínhamos 10.668 empregados, dos quais 161 eram de nível gerencial. No exercício então encerrado tínhamos média de 327 empregados temporários. Em 31 de dezembro de 2003, tínhamos 11.302 empregados, dos quais 156 eram de nível gerencial, com média de 390 empregados temporários no período então findo. 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 encerrado. A tabela a seguir apresenta nossos empregados por categorias, nas mencionadas datas:

	Número de empregados em		
	31 de dezembro de 2004	**31 de dezembro de 2003**	**31 de dezembro de 2002**
Gerentes	161	156	147
Profissionais	1.285	1.409	1.424
Técnicos operacionais	(*)	7.880	8.112
Funcionários de escritório	(*)	1.857	1.785
Técnicos operacionais e Funcionários de escritório	9.222	(*)	(*)
Total	10.668	11.302	11.468

(*) Em 2004, implementamos um novo Plano de Carreiras e Estrutura de Remuneração, reunindo em uma única categoria os planos de carreira anteriores do pessoal operacional, técnico e administrativo.

Uma vez por ano, realizamos reuniões para negociação coletiva com os sindicatos que representam nossos empregados. O contrato resultante permanece em vigor pelo período subseqüente de 12 meses, com início em 1º de novembro. Aproximadamente 10 anos atrás, a CEMIG deixou de seguir a prática de mercado anteriormente adotada no Brasil de reajuste automático de salários com base na inflação.

Em novembro de 2004, concluímos a negociação do dissídio coletivo anual para o período compreendido entre 1º de novembro de 2004 e 31 de outubro de 2005, após ampla discussão de todos os termos e condições com os sindicatos que representam nossos empregados. O dissídio resultante estabeleceu aumentos de salário segundo escala móvel (apresentada na tabela abaixo) e uma distribuição extraordinária de valores nos termos do programa de participação nos lucros no montante de 121% da remuneração básica dos empregados em novembro de 2004.

Salário Base Mensal (R$)		**%**
Até	2.254	7,26
De 2.255	a 4.770	7,00
De 4.771	a 7.103	6,30
De 7.104	a 9.891	5,60

Superior a 9.891	4,90

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 Sindieletro. 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.

Nos últimos quatro anos, nossos empregados não fizeram paralisações trabalhistas. Não podemos prever que efeito, se é que haverá, terão litígios trabalhistas futuros sobre nossos resultados operacionais 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 2004, ao todo 1.101 empregados aceitaram os termos do programa de desligamento voluntário da companhia. Destes, 656 deixaram a companhia em 2004; outros 311 concluíram os procedimentos e saíram em janeiro de 2005. Dos 134 empregados remanescentes, 20 se aposentarão no final de 2006 e 114 foram retirados do programa, em conformidade com os termos dos contratos celebrados entre a companhia e cada empregado, pelo fato de o Instituto Nacional do Seguro Social (INSS) não ter aceitado a aposentadoria antecipada desses empregados.

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 eqüitativa e competitiva e estabelecer critérios para promoções. O plano foi implementado em janeiro de 2004 para pessoal com formação profissional, e, em março de 2004, para os empregados da área administrativa e operacional. Um comitê interno, com representantes tanto da companhia como dos sindicatos, foi criado para manutenção do plano.

O número total de acidentes do trabalho, com relação a nossos próprios empregados e aos das empresas contratadas, foi mais baixo em 2004 do que em 2003, mantendo tendência descendente nos últimos quatro anos. Em 2004, novamente não tivemos acidentes fatais entre nossos próprios empregados.

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 2004, o Governo Estadual era titular de 36.329.063.248 ações ordinárias ou 51,26% 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 2004, 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 detêm direitos de voto diferentes no tocante às ações por eles detidas.

Constam do quadro abaixo certas informações referentes à titularidade de nossas ações ordinárias e ações preferenciais em 31 de dezembro de 2004.

Acionista	Ações Ordinárias	% da Classe	Ações Preferenciais	% da Classe
Governo Estadual (1)	36.329.063.248	51,26	2.771.169.109	3,04
Southern	23.362.956.173	32,96		
Todos os conselheiros e diretores em grupo	2.545.665		128.138	
Outros	11.179.602.837	15,78	88.439.225.452	96,88
Total das ações em circulação	70.874.167.923	100,00	91.210.522.699	99,92
Ações em tesouraria	-	-	69.128.403	0,08
Total de ações autorizadas e emitidas	70.874.167.923	100,00	91.279.651.102	100,00

(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 2004, tínhamos 19 acionistas nos Estados Unidos, detentores do total de 2.159.909.610 ações ordinárias. Tínhamos também 181 acionistas preferenciais nos Estados Unidos, detentores do total de 21.140.861.015 ações preferenciais. Esses dados não incluem as 14.530.135.788 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 com direito de voto em circulação durante os últimos três anos. Com base em arquivamentos junto à SEC disponíveis ao público, temos conhecimento das seguintes alterações na detenção de nossas ações preferenciais em circulação. Em 8 de março de 2005, a Capital Group International, Inc., ou CGII, uma empresa de administração de investimento estrangeiro, adquiriu, por conta de seus clientes, ADRs que aumentaram suas detenções de ações preferenciais da CEMIG para 4.598.610.000, correspondendo a 5,03% das ações preferenciais da CEMIG. Ademais, a Capital Research and Management Company, também empresa de administração de investimento estrangeiro e afiliada da CGII, detém ADRs representativos de 2.702.900.000 ações preferenciais da Companhia, correspondendo a 2,96% das ações preferenciais. Em 12 de abril de 2005, a posição patrimonial total do UBS Group em termos de ações preferenciais da CEMIG aumentou para 6.098.366.579 ações preferenciais, representando 6,68% da totalidade das ações preferenciais da Companhia.

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.

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 IVA, despesas, ativos e passivos;

- Nosso contrato com a FORLUZ, entidade responsável pela administração do fundo de pensão de empregados de nossa empresa atinente ao fundo e saldos correlatos; e

- Nosso contrato com a COPASA, empresa estatal de Minas Gerais, refere-se a contas a receber de vendas de energia.

Para explanação mais pormenorizada dessas transações, vide as Notas Explicativas 3, 8, 13, 14, 16, 19 e 21 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. Reconhecemos contingências somente quando uma perda for provável e estimada. Os processos mais relevantes dos quais somos parte encontram-se resumidos abaixo. Vide também a nota explicativa 18 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

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 de pleno direito e essa decisão foi ratificada em 7 de agosto de 2001 pelo Tribunal de Justiça 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. Sentença ratificando 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 no Supremo Tribunal Federal.

Aumentos de Tarifas

Nossa empresa é ré em diversos processos movidos por consumidores industriais que alegam que os aumentos nas tarifas de eletricidade durante congelamento de preços imposto pelo Governo Federal de março a novembro de 1986, denominado Plano Cruzado, foram ilegais. Os autores alegam ainda que todas as nossas tarifas posteriores ao período do 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 subseqüentes. 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. Estamos contestando de maneira ativa todos os pleitos referentes a aumento de tarifas. Em termos globais, esses pleitos referentes a aumento de tarifas opostos contra nossa empresa perfaziam aproximadamente R$105,1 milhões em 31 de dezembro de 2004 e nessa data tínhamos passivo provisionado para o valor integral desses pleitos.

Nossa empresa também é ré em processos e ações coletivas instauradas por clientes, grupos de defesa dos direitos dos consumidores e pelo Ministério Público de Minas Gerais contestando as tarifas por nós cobradas de nossos clientes, a aplicação dos aumentos de tarifas determinados pela ANEEL e os subsídios tarifários concedidos a clientes de baixa renda. Esses processos envolvem pedidos de suspensão dos aumentos de tarifa e de reembolso a nossos clientes do dobro do valor de quaisquer tarifas adicionais cobradas por nossa empresa. Todos os nossos aumentos de tarifa são concedidos com base na prévia autorização da ANEEL e acreditamos que temos defesa exitosa em cada um desses processos. Não é possível no presente estimar os valores envolvidos nessas reclamações. Não temos nenhum passivo provisionado relativo a essas reclamações porque acreditamos que temos defesa exitosa.

A Associação Brasileira de Consumidores - ABC ajuizou ação coletiva em face de nossa empresa pleiteando que nossa empresa fique impedida de suspender o fornecimento de energia elétrica nos casos de inadimplemento do consumidor. Recebemos em primeira instância decisão favorável, que está sujeita a recurso. Acreditamos que temos defesa exitosa e não provisionamos nenhum passivo com relação a esse processo.

Nossa empresa é ré, juntamente com a Comercializadora Brasileira de Energia Elétrica - CBEE, em vários processos instaurados entre fevereiro de 2002 e março de 2004 contestando o Encargo de Capacidade Emergencial que cobramos de nossos clientes por conta da CBEE. Não é possível no presente estimar os valores envolvidos nessas reclamações. No entanto, não provisionamos nenhum passivo relativo a essas reclamações porque acreditamos que temos defesa exitosa.

Ademais, o Tribunal de Contas da União está contestando os critérios utilizados pela ANEEL no cálculo dos reajustes que aplicamos às nossas tarifas em 2003 e com relação ao programa emergencial de redução do consumo de energia elétrica. Vide "- Matérias Regulatórias."

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 ao pagamento de impostos e contribuições, inclusive duas disputas judiciais relativas a contribuição social, para as quais temos um passivo provisionado no total de R$ 129,2 milhões em 31 de dezembro de 2004. Nossa empresa também está envolvida em litígios relativos ao ISS (R$ 24,9 milhões), ao Imposto de Transmissão Causa Mortis e Doação – ITCMD, três execuções fiscais envolvendo R$ 112,5 milhões, R$ 7,5 milhões e R$ 8,0 milhões e à COFINS (R$ 230,2 milhões) para as quais não registramos nenhuma reserva, porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Ademais, somos parte de dois litígios atinentes ao Finsocial. Com relação a um desses litígios, que foi instaurado em 1990, efetuamos depósito judicial e registramos provisão para perda, cada qual em montante correspondente ao valor histórico da ação de R$900 mil. Também provisionamos reserva de R$20 milhões referente ao valor integral do outro litígio. Acreditamos que nossas chances de êxito nesses processos são remotas.

Estamos também contestando vários 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 práticas contábeis adotadas no Brasil para os exercícios encerrados em 31 de dezembro de 1997, 1998 e 1999. O ajuste atinente às novas normas contábeis para as obrigações do

fundo de pensão foi estabelecido pela CVM na Instrução Nº 371, de 13 de dezembro de 2000. Recebemos decisão parcialmente favorável com relação aos anos de 1997 e 1998, contudo uma decisão administrativa proferida pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional em 2004 poderá possibilitar apreciação judicial adicional dessas matérias. No tocante ao ano de 1999, em relação ao qual recebemos decisão desfavorável, protocolamos liminar e acreditamos que temos defesa exitosa, que respalda os procedimentos adotados. Por conseguinte, não foi registrada reserva para esta pretensão. Estimamos que o valor envolvido nessas pretensões seja de R$480,7 milhões em 31 de dezembro de 2004.

Em 2003, em conseqüência da alteração de nossa prática contábil discutida no parágrafo anterior, autoridades fiscais federais, depois de conduzir fiscalização de nossas declarações de impostos dos exercícios 1997-2001, lavraram auto de infração no valor de R$ 1.537 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 registrada para esta pretensão.

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$ 10,7 milhões. Não registramos reservas para esse valor porque acreditamos que temos uma defesa exitosa nessa pretensão.

O Estado de Minas Gerais instaurou vários procedimentos administrativos contra nossa empresa, alegando que o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS não foi recolhido por algumas comercializadoras da energia distribuída pela Cemig, e que a Cemig seria coobrigada no tocante ao pagamento de tal imposto. Não registramos reservas com relação a esses procedimentos administrativos porque acreditamos que temos defesas exitosas nessas pretensões.

Também contestamos três procedimentos administrativos instaurados por autoridades tributárias federais atinentes à alegada ausência de pagamento do Imposto Territorial Rural - ITR com relação às usinas de Miranda, Emborcação e São Simão, que envolvem valor total de aproximadamente R$30,3 milhões. Não provisionamos reservas com relação a estes procedimentos administrativos porque acreditamos que temos defesas exitosas nesses litígios.

Desde 2002, recebemos subsídio da Eletrobrás para nos reembolsar das perdas incorridas com o desconto fornecido a consumidores de baixa renda nos termos da Lei Federal Nº 10.604/02. O Estado de Minas Gerais recentemente publicou um normativo (Decreto Nº 43.999/05) cobrando ICMS sobre esse subsídio. Acreditamos que este subsídio não é tributável e por esta razão não estamos recolhendo o ICMS relativo a este subsídio. Poderemos ser autuados pelo Estado de Minas Gerais com relação a esta questõa, porém acreditamos ter uma defesa exitosa. Estimamos em aproximadamente R$35 milhões nossa contingência.

Obrigações Trabalhistas

Nossa empresa está procedendo à defesa de uma série de reclamações trabalhistas movidas por nossos empregados e por tereceiros, pelos quais somos subsidiariamente responsáveis. 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 2004, esses empregados estavam buscando, em termos globais, aproximadamente R$38,5 milhões de indenização e nessa data tínhamos passivo provisionado no valor de R$110,9 milhões no que respeita a essas reclamações.

Processos no Curso Normal dos Negócios

Nossa empresa é parte de diversos processos cíveis envolvendo valores de pequena monta movidos por pessoas que sofreram perdas e danos decorrentes, sobretudo, de acidentes que ocorreram durante o curso

normal dos negócios de nossa empresa e de perdas e danos decorrentes da interrupção do fornecimento de energia. Nossa empresa também é parte de ações nos termos de obrigações contratuais e outras obrigações comerciais. Essas ações totalizaram um valor estimado de R$ 150,4 milhões em 31 de dezembro de 2004. Naquela data, provisionamos passivo no valor de R$ 25,9 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.

Contestamos um processo instaurado pela Sistron Sistemas e Companhia Ltda. referente a alegadas perdas e danos estimados em R$94,7 milhões decorrentes de contrato de prestação de serviços que foi afetado pela conjuntura econômica desfavorável acarretada pela desvalorização do real em 1999. Não provisionamos qualquer passivo com relação a esta pretensão, porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

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 pelo Ministério Público Federal, 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.

Não provisionamos nenhum passivo com relação a essa ação porque acreditamos que temos defesa exitosa. Nossa empresa também é ré, juntamente com a CVRD, em ação coletiva movida pelo Ministério Público Federal 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. Não provisionamos nenhum passivo com relação a essa ação porque acreditamos que temos defesa exitosa.

Matérias Regulatórias

Anteriormente a 1993, era garantida às concessionárias de eletricidade do Brasil uma taxa de retorno sobre investimentos em ativos utilizados na prestação de serviços de eletricidade a clientes, as tarifas cobradas dos clientes eram uniformes em todo o país, sendo os lucros gerados pelas concessionárias mais lucrativas realocados a concessionárias menos lucrativas, de forma que a taxa de retorno de todas as empresas fosse igual à média nacional. Os déficits experimentados pela maioria das concessionárias de eletricidade do Brasil eram contabilizados na Conta CRC de cada empresa. Quando a Conta CRC e o conceito de retorno garantido foram abolidos, utilizamos nossos saldos positivos para compensar nossas responsabilidades para com o Governo Federal.

A ANEEL instaurou processo administrativo contra nossa empresa, contestando crédito no valor de R$610,9 milhões relacionado aos referidos saldos positivos. Em 31 de outubro de 2002, a ANEEL proferiu decisão administrativa final contra nossa empresa. Em 9 de janeiro de 2004, a Secretaria do Tesouro Nacional expediu Ofício a nossa empresa cobrando o valor de R$ 516,2 milhões a ser pago até 30 de janeiro de 2004. Impetramos mandado de segurança com o fim de suspender a inclusão de nossa empresa no Cadastro Informativo de Créditos Não Quitados do Setor Público ("CADIN"). Embora o mandado tenha sido indeferido em primeira instância, recorremos ao Tribunal Federal da Primeira Região que nos concedeu medida liminar suspendendo a inclusão no CADIN. Não provisionamos nenhum passivo em relação a essa ação.

Nossa empresa 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$5,5 milhões a nossa empresa. No entanto, acreditamos que não deveremos 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. Em 23 de fevereiro de 2005, a ANEEL proferiu decisão reduzindo a multa para R$2,7 milhões. Estamos dando andamento à contestação dessa multa. Não registramos nenhuma reserva porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Em 12 de junho de 2003, a ANEEL impôs multa no valor de R$ 6 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 integral para esta multa.

Em dezembro de 2002, impetramos mandado de segurança em face da ANEEL e a CCEE contestando o cálculo dos valores devidos nos termos do processo de liquidação realizado pela CCEE entre dezembro de 2002 e janeiro de 2003 com relação a compras de eletricidade durante racionamento ocorrido no período 2001 - 2002. Acreditamos que, com base na classificação da CEMIG nos termos da Resolução Nº 447 da ANEEL, a CCEE calculou incorretamente o valor da dívida acumulada por nossa empresa em relação às compras que realizou da CCEE durante o período de racionamento. Essa dívida, que, segundo acreditamos, perfaz valor de aproximadamente R$143 milhões, era devida pela CEMIG aos demais participantes da CCEE. Uma condição para recebimento da Recomposição Tarifária Extraordinária, ou RTE, é que o beneficiário não esteja envolvido em nenhum processo com a ANEEL que questione a RTE ou qualquer regulamentação correlata. Como a CEMIG contestou o processo de liquidação realizado pela CCEE, a ANEEL expediu ordem suspendendo o pagamento da RTE à CEMIG. Em conseqüência dessa decisão, o pagamento de aproximadamente R$143 milhões devido à CEMIG também foi suspenso. Em janeiro de 2003, instauramos ação buscando reverter a decisão da ANEEL relativa à suspensão dos pagamentos da RTE a nossa empresa. O Tribunal Federal de Recursos da Primeira Região expediu medida liminar a nosso favor e suspendeu a decisão da ANEEL. Em dezembro de 2004, retiramos nossa ação contra a ANEEL e a CCEE e fizemos acordo com a ANEEL e os demais participantes da CCEE. A retirada ainda está sujeita à homologação do tribunal. Provisionamos passivo de R$142,6 milhões com relação a essa questão. Vide "Item 10. Informações Adicionais--Contratos Relevantes—Contrato celebrado entre a CEMIG e companhias no Novo Acordo do Setor Elétrico."

Em 14 de novembro de 2003, o Tribunal de Contas da União, que tem poderes para examinar qualquer decisão proferida pela ANEEL que possa ter impacto sobre as finanças públicas, instaurou processo administrativo contra a ANEEL com o fim de avaliar o critério adotado pela ANEEL no Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, ou PERCEE. O Tribunal de Contas da União solicitou que fornecêssemos certas informações com relação a nossas tarifas que, de acordo com o Tribunal de Contas da União, foram indevidamente aprovadas pela ANEEL. Caso não consigamos dar respaldo a essas tarifas e a ANEEL não consiga confirmar a legalidade do critério adotado, poderemos incorrer em prejuízos no montante de R$83,2 milhões. Não foi reconhecida nenhuma reserva com relação a esse procedimento, porque acreditamos que conseguiremos fornecer o necessário respaldo e que a ANEEL conseguirá confirmar a legalidade das tarifas.

Ademais, o Tribunal de Contas da União contestou o índice e o Fator X aplicados pela ANEEL em nossa revisão tarifária de 2003. Instauramos processo administrativo perante o Tribunal de Contas da União com o fim de contestar sua decisão. Não provisionamos nenhum passivo com relação a essa matéria porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Somos réus, em conjunto com a Município de Belo Horizonte, em uma ação movida por um cidadão de Belo Horizonte, contestando o número de horas que a Cemig estaria cobrando do Município de Belo Horizonte para iluminação pública nos últimos 20 anos. Estimamos esta contingência em aproximadamente, R$ 62 milhões. Não registramos nenhuma reserva com relação a esta ações porque acreditamos que temos uma defesa exitosa.

Política e Pagamentos de Dividendos

Dividendo obrigatório; prioridade e valor de dividendos

De acordo com nosso estatuto social, nossa empresa está obrigada a pagar a seus acionistas, a título de dividendos obrigatórios, 50% do lucro líquido do exercício social encerrado em 31 de dezembro. Nossas ações preferenciais têm prioridade na destinação do dividendo obrigatório no período em questão. A ordem de prioridade da distribuição de dividendos é a seguinte:

- *Dividendo mínimo anual relativo às ações preferenciais*: Essas ações têm preferência na hipótese de reembolso de ações, cabendo-lhes um dividendo mínimo anual igual ao valor que for maior entre as seguintes porcentagens:

    - 10% do respectivo valor nominal; ou

    - 3% do valor do patrimônio líquido correspondente às ações.

- *Dividendos relativos às ações ordinárias*, até a porcentagem mínima com relação 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.

Sem prejuízo do dividendo obrigatório, com início no exercício social de 2005, a cada dois anos, ou intervalo menor, caso permita a posição de caixa da companhia, distribuiremos dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, nos termos do Plano Diretor Estratégico da Companhia e da política de dividendos especificada no plano.

Os dividendos declarados, sejam obrigatórios, sejam extraordinários, serão pagos em duas parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, o Conselho de Administração poderá declarar dividendos intercalares, sob a forma de juros sobre o capital, a serem pagos com utilização dos lucros acumulados, reservas de lucro ou lucro registrado em demonstrações financeiras semestrais ou trimestrais. Quaisquer dividendos intercalares pagos serão calculados com base no dividendo a ser pago no exercício social no qual o dividendo intercalar tiver sido declarado. Nosso estatuto social autoriza nosso Conselho de Administração a declarar dividendos intercalares. Qualquer dividendo intercalar pago poderá ser computado no cálculo do dividendo a ser pago no exercício social em que o dividendo intercalar tenha sido pago.

Nos exercícios sociais nos quais não tivermos lucro suficiente que nos possibilite pagar dividendos aos detentores de ações preferenciais e ordinárias, o Estado de Minas Gerais garante dividendo mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais ou ações ordinárias, respectivamente, por ano, com relação a todas as ações da companhia emitidas até 5 de agosto de 2004 e detidas por pessoas físicas.

Valores disponíveis para distribuição

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

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

Nossa empresa está obrigada a manter reserva legal, à qual devem ser destinados 5% do lucro líquido de cada exercício social até que o valor total da reserva seja igual a 20% da totalidade do capital integralizado da companhia. No entanto, não somos obrigados a fazer qualquer destinação à reserva legal com relação a qualquer exercício social em que o montante da reserva legal e das outras reservas de capital constituídas exceder de 30% da totalidade do capital social integralizado da companhia. Quaisquer eventuais prejuízos líquidos poderão ser levados a débito da reserva legal.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, o lucro em subsidiárias ou coligadas informado segundo o método da equivalência patrimonial, e o lucro auferido com vendas a prazo, realizável após o término do exercício social seguinte, também são considerados lucros a realizar.

O total das reservas de lucros (com exceção da reserva para contingências com relação a 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 da companhia. O valor excedente de nosso capital social deverá ser utilizado para aumentá-lo ou para ser distribuído como dividendo em dinheiro.

Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira e do 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 como alternativa à distribuição de recursos a acionistas. Os recursos distribuídos como juros sobre o capital qualificam-se para fins de cálculo do dividendo mínimo estabelecido no estatuto social. Esses valores poderão ser pagos em dinheiro, podendo a companhia tratá-los como uma despesa para fins de apuração de imposto de renda e contribuição social. O valor total pago em juros sobre o capital está limitado ao resultado obtido com a aplicação ao patrimônio líquido da companhia da Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), publicada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), não podendo exceder do maior entre (i) 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 (ii) 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 de forma que o produto em moeda estrangeira decorrente de seus pagamentos de dividendo ou de venda ou demais valores no que respeita às suas ações possa ser a eles remetido para fora do Brasil. As ações preferenciais subjacentes aos ADRs da companhia são detidas no Brasil pelo banco custodiante, na qualidade de agente do banco depositário, o qual é o titular registrado das ações.

Câmbio

Os eventuais pagamentos de dividendos e distribuições em dinheiro serão efetuados em reais ao custodiaste 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 custodiaste 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 7,94% em relação ao dólar dos Estados Unidos em 2004. 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 Selecionados".

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

Ano 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	140.081.485	47.630.144	180.412.546	61.343.408
2004[(4)]	302.634.209	119.476.593	389.766.059	153.875.270

(1) De acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, 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 2004 foram aprovados nas assembléias gerais ordinária e extraordinária realizadas em 29 de abril de 2005. Prevê-se que os dividendos de 2004 sejam pagos em 30 de junho de 2005 e 29 de dezembro de 2005. Vide nota 18 às nossas Demonstrações Financeiras Consolidas.

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 23,88% implementado em 2005, que teve um efeito positivo sobre nossas receitas de venda de eletricidade. Com o fim de atender as disposições regulatórias de acordo com as quais somos obrigados a proceder à desverticalização de nossos negócios verticalmente integrados, constituímos duas subsidiárias integrais da CEMIG - Cemig Geração e Transmissão e Cemig Distribuição.

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 2004, existiam aproximadamente 14.530.135 ADSs em circulação, representando aproximadamente 14.530 bilhões de ações preferenciais ou aproximadamente 16,4% 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
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
2004	68,00	36,80	25,10	11,42
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
2004				
Primeiro trimestre	56,00	46,95	19,99	16,55
Segundo trimestre	54,10	36,80	18,72	11,42
Terceiro trimestre	60,20	46,10	21,25	15,30
Quarto trimestre	68,00	60,40	25,10	21,07
2005				
Primeiro trimestre	68,20	53,49	26,10	19,71
Novembro de 2004	65,58	60,99	23,44	21,60
Dezembro de 2004	64,90	63,60	25,10	22,74
Janeiro de 2005	68,00	62,55	23,67	19,71
Fevereiro de 2005	68,20	55,55	26,10	21,55
Março de 2005	66,85	58,10	24,93	21,19
Abril de 2005	74,95	61,71	29,80	23,40
Maio de 2005[3]	71,99	68,01	29,11	27,28

(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 maio de 2005.

Em 18 de maio de 2005, o preço de fechamento por 1.000 ações preferenciais era de R$ 70,95 na Bolsa de Valores de São Paulo e o preço de fechamento por ADS na NYSE era de US$28,55.

Desde 12 de julho de 2002, nossos recibos de depositário, cada um representando 1.000 de nossas ações preferenciais, são 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 na Bolsa de Valores de São Paulo

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

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

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

A Bolsa de Valores de São Paulo é menos líquida do que a NYSE e demais bolsas de porte do mundo. Em 31 de dezembro de 2004, a capitalização de mercado global das 358 companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo era equivalente a aproximadamente US$ 242 bilhões e as 10 maiores companhias listadas na Bolsa de Valores de São Paulo representaram aproximadamente 67% 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 2004, nossa empresa respondeu por aproximadamente 1,55% 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 em sua negociação nos últimos três anos.

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 a convicção de que a companhia prestou informações inadequadas sobre fato relevante ou forneceu respostas inadequadas a questionamentos feitos pela CVM ou pela bolsa de valores.

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 as 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.

Artigo	Norma de Governança Corporativa da NYSE para emitentes nacionais dos EUA	Nosso enfoque
303A.01	A companhia listada deve ter maioria de conselheiros independentes. As "companhias controladas" não ficam obrigadas a dar	A CEMIG é companhia controlada porque mais do que a maioria de seu poder de voto é controlada pelo

	atendimento a esta exigência.	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
303A.05	A companhia listada deve ter um comitê de remuneração 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 à exigência de comitê de remuneração se fosse emitente nacional dos EUA. A CEMIG não tem comitê de remuneração.
303A.06 e 303A.07	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.
303A.08	Deverá ser conferida aos acionistas a oportunidade de votar planos de remuneração em ações e respectivas revisões relevantes, com isenções limitadas estabelecidas nas	Nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, a aprovação dos acionistas é exigida para adoção de planos de remuneração em ações

	normas da NYSE.	
303A.09	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
303A.12	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 13 de dezembro de 2004 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% do patrimônio líquido correspondente a 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 medida no tocante à dissolução ou liquidação da companhia e nomeação e destituição do respectivo liquidante julgando-lhe as contas;
- tomada de qualquer medida no tocante a 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 por 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 nosso Conselho de Administração deixar 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 de pelo menos R$ 5 milhões;

- 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 milhões.

- 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 milhões;

- 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 de pelo menos R$ 5 milhões;

- 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 de pelo menos R$ 5 milhões;

- autorizar a emissão de valores mobiliários (debêntures, *commercial papers* e notas promissórias, entre outros) nos mercados de capital local e internacional; e

- delegar à Diretoria poderes 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.

Não existem em nosso estatuto social disposições relativas (i) ao poder do conselheiro para votar propostas ou contratos nos quais tenha interesse relevante, (ii) aos poderes para tomar empréstimo que possam ser exercidos pelos conselheiros, (iii) aos limites de idade para aposentadoria de membros do conselho, e (iv) ao número de ações necessário para qualificação de conselheiros.

O presidente e o vice-presidente do Conselho de Administração serão escolhidos por seus pares em sua primeira reunião 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 resgate

Nossas ações ordinárias e ações preferenciais não poderão ser resgatadas, ressalvando-se que o acionista dissidente tem direito, nos termos da Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, de obter resgate com base em deliberação aprovada em assembléia geral por acionistas que representem pelo menos 50% das ações com direito de voto, deliberação essa para:

(1) criar uma nova classe de ações preferenciais ou aumentar uma classe existente de ações preferenciais desproporcionalmente em relação às demais classes de ações (a menos que tais atos sejam previstos ou autorizados pelo estatuto social);

(2) modificar uma preferência, privilégio ou condição de resgate ou amortização conferido a uma ou mais classes de ações preferenciais, ou criar uma nova classe com privilégios maiores do que os das classes existentes de ações preferenciais;

(3) reduzir a distribuição obrigatória de dividendos;

(4) alterar nosso objeto social;

(5) proceder à incorporação de nossa empresa por outra empresa ou à fusão de nossa empresa;

(6) transferir a totalidade de nossas ações a outra empresa de forma a nos tornar subsidiária integral de tal empresa;

(7) aprovar a aquisição do controle de outra empresa por preço que exceda de certos limites estabelecidos na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira;

(8) aprovar nossa participação em grupo de sociedades conforme definição contida na Lei das Sociedades Anônimas Brasileira; ou

(9) na hipótese de a empresa resultante de (a) incorporação, (b) transferência de ações conforme descrito no item (6) supra ou (c) cisão efetuada por nossa empresa não se tornar companhia listada dentro de 120 dias a contar da assembléia geral na qual tal decisão tiver sido tomada.

Somente detentores de ações prejudicados pelas alterações mencionadas nos itens (1) e (2) supra poderão exigir que nossa empresa resgate suas ações. O direito de resgate mencionado nos itens (5), (6) e (8) supra apenas poderá ser exercido se nossas ações não satisfizerem certos índices de liquidez por ocasião da deliberação do acionista. O direito de resgate caducará 30 dias a contar da publicação da ata da assembléia geral pertinente, a menos que, no caso dos itens (1) e (2) supra, a deliberação esteja sujeita a confirmação pelos detentores de ações preferenciais (que deverá ser efetuada em assembléia geral extraordinária a ser realizada dentro de um ano), caso em que o prazo de 30 dias será contado a partir da publicação da ata da assembléia geral extraordinária.

Nossa empresa fará jus a reconsiderar qualquer ato que dê ensejo a direitos de resgate dentro de 10 dias a contar da expiração de tais direitos caso o resgate de ações de acionistas dissidentes coloque em risco nossa estabilidade financeira. A Lei Nº 9.457, datada de 5 de maio de 1997, que alterou a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, contém disposições que, entre outras coisas, restringem os direitos de resgate em certos casos e permitem às empresas resgatar suas ações por seu valor econômico, observadas certas exigências. Nosso estatuto social atualmente não prevê que nosso capital social poderá ser resgatado por seu valor econômico e, por conseguinte, qualquer resgate de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira seria efetuado no mínimo pelo valor contábil por ação, determinado com base no último balanço patrimonial aprovado pelos acionistas, ficando estipulado que, caso a assembléia geral que der ensejo a direitos de resgate tenha ocorrido mais de 60 dias a contar da data do último balanço patrimonial aprovado, o acionista terá direito de exigir que suas ações sejam avaliadas com base em novo balanço patrimonial de data que caia no período de 60 dias contados da assembléia geral.

Direitos de Acionistas Minoritários

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

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

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

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

Sempre que o Conselho Fiscal não estiver funcionando de modo permanente ele poderá ser instalado em assembléia geral por solicitação de acionistas que sejam titulares de, no mínimo, 10% das ações com direito de voto ou 5% das ações sem direito de voto. Os acionistas minoritários têm direito de nomear um membro do Conselho Fiscal. Todos os acionistas têm direito de comparecer às assembléias 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. A partir da assembléia geral ordinária de 2006, esse membro do Conselho de Administração será eleito em conformidade com os termos da lei, independentemente do tempo de permanência no cargo do membro do conselho a ser substituído.

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.

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

Nossa baixa de registro, como companhia aberta, deverá ser precedida por oferta pública por parte de nossos acionistas controladores ou de nossa própria empresa para aquisição da totalidade de nossas ações à época em circulação, observadas as condições abaixo:

- o preço oferecido pelas ações objeto da oferta pública deverá ser o justo valor dessas ações, conforme estabelecido pela Lei das Sociedades Anônimas Brasileira; e

- os acionistas que detiverem mais de dois terços de nossas ações em circulação tenham expressamente concordado com a decisão de nossa empresa de se tornar companhia fechada ou tenham aceitado a oferta.

De acordo com a Lei das Sociedades Anônimas Brasileira, o justo preço será pelo menos igual à nossa avaliação, conforme determinado por um ou mais dos seguintes métodos de avaliação: valor contábil, valor contábil líquido avaliado tomando por referência o preço de mercado, fluxo de caixa descontado, múltiplos, preço de nossas ações no mercado ou qualquer outro método de avaliação aceito pela CVM. Esse preço da oferta poderá ser revisado caso seja contestado no prazo de 15 dias a contar de sua publicação por detentores de pelo menos 10% de nossas ações em circulação, mediante solicitação enviada à nossa administração requerendo que seja convocada assembléia geral extraordinária para o fim de decidir se serão pedidas novas avaliações com emprego do mesmo método de avaliação ou de outro método de avaliação. Nossos acionistas que pedirem nova avaliação e os que aprovarem tal pedido nos reembolsarão pelos custos incorridos caso a nova avaliação seja mais baixa do que a avaliação contestada. Contudo, caso a segunda avaliação seja mais alta, o autor da oferta terá a opção de dar continuidade à oferta com o novo preço ou de retirar a oferta.

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 Alterações.

Antes de 1993, as concessionárias de serviço público de eletricidade no Brasil, tinham uma 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 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$ 2.942 milhões em 31 de dezembro de 2004, 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$ 1.845 milhões, em 31 de dezembro de 2004, 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 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(c) O Contrato da Conta CRC foi subseqüentemente 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$ 1.097 milhões em 31 de dezembro de 2004, 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 2004, dos quais R$ 72 milhões eram devidos ao Governo Estadual. Parte dos juros sobre o capital, no valor de R$ 49 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 4 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

(d) Em 19 de novembro de 2004, nosso Conselho de Administração aprovou por unanimidade os principais termos da Quarta Alteração do Contrato da Conta CRC, que inclui aumento de 25% para 50% do valor de dividendos e juros devidos ao Estado que temos direito de compensar com valores devidos nos termos do Contrato da Conta CRC. Segundo os termos aprovados por nosso Conselho de Administração, o valor pendente incorrerá em juros à taxa anual de 10%, reajustado com base no IGP-DI. Essa alteração ainda está sujeita à aprovação do Governo Estadual. Além da anuência do Governo Estadual, a celebração dessa alteração depende da aprovação da ANEEL, de nossos acionistas e da assembléia legislativa do Estado de Minas Gerais.

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 a RGR. Nossa empresa não paga o Encargo de Uso do Bem Público ou UBP, sempre que desempenha atividades de geração de energia no regime de serviço público.

Esse contrato também prevê que a ANEEL (anteriormente DNAEE) 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 de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica, datado de 10 de julho de 1997, celebrado entre o Governo Federal e a CEMIG

Para que possamos prestar serviços de distribuição de eletricidade ao público, celebramos um contrato de concessão com o Governo Federal. Esse contrato também prevê as tarifas referentes a esses serviços que podemos cobrar de nossos consumidores. Poderemos solicitar prorrogação desse contrato pelo prazo de 20 anos, ficando a critério do Governo Federal conceder ou negar a prorrogação.

O contrato nos propicia livre acesso a terrenos de domínio público e certos direitos de passagem a fim de operarmos nosso serviço de distribuição de energia elétrica. Em contrapartida devemos, entre outras obrigações, manter certos níveis mínimos especificados de regularidade, continuidade, eficiência e segurança de serviço; manter nossa infra-estrutura, equipamentos e serviços atualizados; e manter disponibilidade à população como um todo, a cortesia na prestação de serviços e modicidade das tarifas cobradas por nossa empresa.

O contrato de concessão cobre o estado de Minas Gerais, que é dividido em quatro regiões (Norte, Sul, Leste e Oeste do estado).

As tarifas por nós cobradas por nossos serviços são reguladas pelo poder concedente, que permite: (i) um reajuste anual; e (ii) uma revisão global a cada cinco anos. A última revisão de cinco anos ocorreu em 8 de abril de 2003, estando a próxima programada para 8 de abril de 2008.

Esse contrato também prevê que a ANEEL ou seu sucessor fiscalizará a prestação, por nossa parte, de serviços de geração de energia e que ficaremos sujeitos a multas caso deixemos de cumprir certas disposições contratuais. Como parte desse contrato, desempenhamos função de empresa de utilidade pública e devemos receber autorização do Governo Federal para participar de 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 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 com a Furnas disciplinando o fornecimento e permuta de energia entre a Furnas e a CEMIG, pelo prazo de 10 anos, bem como a transferência de potência e energia geradas por 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 "- Contrato Inicial" tendo por objeto a Compra e Venda de Eletricidade, datado de 2 de agosto de 2002, celebrado entre Furnas e CEMIG."

Desde janeiro de 2003, o Decreto 4.550, 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. Nos termos do Decreto 4.550, os contratos firmados com Furnas deveriam ser cedidos à Eletrobras.

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 o final de 2005. Os volumes contratados nos termos do aludido contrato serão gradualmente reduzidos 25% ao ano, com início no final de 2002, 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 prevêem que cada ação ordinária dá o direito ao detentor a um voto nas assembléias gerais de acionistas. Os estatutos sociais não prevêem nenhum direito ou privilégio extraordinário à Southern além daqueles direitos que esta possui em razão da propriedade de nossas ações ordinárias. 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 perante o Supremo Tribunal.

Escritura para Cobertura da Primeira Emissão Pública de Debêntures, Divididas em Duas Séries da Mesma Classe, Sem Garantia ou Preferência, da CEMIG, datada 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 escritura celebrada entre nossa empresa e 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.

Na Assembléia Geral de Detentores de Debêntures Não-Conversíveis da Primeira Emissão da Companhia realizada em 3 de dezembro de 2004, os detentores de debêntures aprovaram uma alteração da escritura dispondo sobre a permuta obrigatória das Debêntures da Primeira Emissão da Companhia por debêntures a serem emitidas pela Cemig Geração e Transmissão, em função da implementação do processo de "desverticalização" da Companhia. Ademais, a alteração previa que as debêntures a serem emitidas pela Cemig Geração e Transmissão serão garantidas pela CEMIG, a companhia holding.

Contratos de Financiamento Mediante Abertura de Crédito N.º 02.2.962.3.1., datado de 7 de fevereiro de 2003, e N.º 03.2.286.3.1., datado de 1º de julho 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 desses contratos.

O BNDES concordou que, em conseqüência do processo de desverticalização, esses contratos fossem cedidos à Cemig Geração e Transmissão.

Nossas obrigações nos termos desses empréstimos estavam originalmente garantidas pela receita de tarifas referente às vendas de eletricidade a consumidores finais correspondentes a 3,27% (conforme definido no primeiro contrato de empréstimo) e 1,36% (conforme definido no segundo contrato de empréstimo) de nossas vendas mensais. Como conseqüência da transferência da dívida à Cemig Geração e Transmissão, tendo em vista que a receita da Cemig Geração e Transmissão é menor do que a da empresa da CEMIG que garantiu a dívida anteriormente à desverticalização, a garantia foi aumentada da seguinte maneira: os empréstimos serão garantidos pela receita de tarifas da Cemig Geração e Transmissão referente às vendas de eletricidade a consumidores finais correspondentes a 9% (conforme definido no primeiro contrato de empréstimo) e 5% (conforme definido no segundo contrato de empréstimo) das vendas mensais.

Programa de Distribuição de Valores Mobiliários

Instituímos um Programa Local de Notas, de acordo com a "Instrução CVM Nº 400", de 29 de dezembro de 2003. Segundo se espera, o Programa terá duração de dois anos a contar da data de apresentação à CVM, que ocorreu em 19 de julho de 2004. De acordo com o Programa, poderemos emitir debêntures até o valor de R$ 1,5 bilhão, por meio de processo simplificado. A primeira emissão nos termos do Programa encontra-se descrita abaixo. Vide também "Item 5. Análise e Perspectivas Operacionais e Financeiras - Liquidez e Recursos de Capital."

Em conseqüência da desverticalização, não poderemos emitir debêntures adicionais nos termos do Programa. Poderemos, no futuro, instituir novos programas locais de notas diretamente ou por intermédio de nossas subsidiárias operacionais.

Escritura para Cobertura da Terceira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, Sem Garantia ou Preferência, da CEMIG, datada de 14 de junho de 2004, entre a CEMIG e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários

Em 14 de junho de 2004, nossa empresa e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários, na qualidade de agente fiduciário, celebraram escritura para cobertura da emissão pública de 40.000 debêntures, em valor total de R$400 milhões. As debêntures emitidas de acordo com esse contrato não são garantidas, não são conversíveis em ações e têm valor nominal unitário de R$10.000,00. Em 2 de agosto de 2004, foram subscritas e totalmente integralizadas ao todo 23.042 debêntures, representando o valor total de R$230,4 milhões emitido em 1º de junho de 2004. As debêntures remanescentes, que não foram subscritas, foram canceladas. As debêntures vencerão no primeiro dia útil de junho de 2014. Quando do vencimento,

ficaremos obrigados a pagar aos detentores das debêntures valor igual ao valor nominal vigente corrigido das debêntures mais juros.

Com relação ao processo de desverticalização, a escritura prevê a permuta obrigatória das debêntures emitidas pela CEMIG por debêntures a serem emitidas pela Cemig Distribuição. Ademais, prevê que as debêntures a serem emitidas pela Cemig Distribuição serão garantidas pela CEMIG, na qualidade de companhia holding.

Os recursos provenientes dessa emissão foram utilizados para rolar parte da dívida contraída para financiar investimentos no segmento de distribuição.

Contrato Inicial celebrado entre a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição

Em conseqüência do processo de desverticalização, a Cemig Geração e Transmissão e a Cemig Distribuição ficaram obrigadas a assinar um contrato de compra de potência nos termos da Lei 9.648/98, designado Contrato Inicial, correspondendo à média de 866 MW, ou 25%, da capacidade possuída pela Cemig Geração e Transmissão. Segundo se prevê, o contrato expirará no final de 2005, tendo o preço da energia sido estabelecido pela ANEEL em conformidade com os termos da Lei supracitada.

Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs)

Em 2004, entraram em vigor a Lei 10.848 e o Decreto 5.163, alterando a estrutura do setor elétrico, em especial a comercialização de energia. Nos termos dos novos regulamentos, as distribuidoras devem comprar energia, para atender a seus mercados, por intermédio de leilões públicos realizados no ambiente regulado, no qual são assinados os CCEARs. Em dezembro de 2004, foi realizado o primeiro leilão de energia nos termos do novo modelo do setor elétrico. Nesse leilão, a Cemig Distribuição e a Cemig Geração e Transmissão celebraram contratos de compra e venda de energia.

A Cemig Distribuição comprou, para atender a seu mercado, média de 530 MW segundo contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início em 1º de janeiro de 2005, por preço médio de R$57,51/MWh, e média de 919 MW segundo contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início em 1º de janeiro de 2006, por preço médio de R$67,33 MWh. Os contratos foram assinados com 12 empresas detentoras de concessões de geração, inclusive a Cemig Geração e Transmissão.

No mesmo leilão, a Cemig Geração e Transmissão vendeu média de 927 MW segundo contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início em 1º de janeiro de 2006. O preço de venda da energia é R$69,58/MWh, tomando por referência janeiro de 2005. Os contratos foram assinados com 35 distribuidoras, inclusive a Cemig Distribuição, que atende consumidores em todas as regiões do sistema nacional da rede.

Em abril de 2005, foi realizado o segundo leilão de energia nos termos do novo modelo do setor elétrico. Nesse leilão, a Cemig Distribuição e a Cemig Geração e Transmissão celebraram CCEARs. A Cemig Distribuição comprou, para atender a seu mercado, média de 105 MW segundo contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início em 1º de janeiro de 2008, por preço médio de R$83,13/MWh. Os contratos foram assinados com dez empresas detentoras de concessões de geração, inclusive a Cemig Geração e Transmissão. No mesmo leilão, a Cemig Geração e Transmissão vendeu média de 105 MW segundo contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início 1º de janeiro de 2008. O preço de venda da energia é R$83,50/MWh, tomando por referência abril de 2005. Os contratos foram assinados com 34 distribuidoras, inclusive a Cemig Distribuição, que atende consumidores em todas as regiões do sistema nacional da rede.

Contratos para Venda de Energia a Consumidores Livres

A Cemig Geração e Transmissão vendeu, nos termos de contratos "bilaterais", capacidade elétrica média de aproximadamente 1.900 MW a ampla gama de Consumidores Livres, em sua maioria no Estado de Minas Gerais, nos termos de contratos com prazos entre seis e dez anos. O preço médio dessas operações no

ano 2005 é cerca de R$70/MWh. Em 2010, com a expiração de alguns desses contratos, haverá uma redução de aproximadamente 600MW no volume contratado, especialmente com clientes de grande porte, como a Usiminas, Cosipa e Martins Branco. Nossa expectativa é que em 2010 esses contratos sejam renovados por preços melhores do que os preços atuais, pois prevemos que em 2010 não haverá o mesmo excedente de energia existente atualmente.

Nos termos desses contratos, há flexibilidade para variações no consumo de energia por parte dos consumidores. Há possibilidade de que o volume vendido seja menor do que o volume contratado em razão dos compromissos "take or pay", ou de que o volume vendido seja até maior do que o volume contratado em razão da cláusula que dispõe sobre níveis superiores ao volume contratado. A receita da Cemig Geração e Transmissão poderá variar devido a esta flexibilidade contratual.

Acordo de Acionistas e Acordo de Empreendimento Conjunto da Gasmig

Como condição ao investimento por parte da Petrobras na Gasmig, nossa empresa e a Petrobras firmaram Acordo de Acionistas, nos termos do qual é necessária a prévia aprovação da Petrobras com relação a matérias relacionadas, entre outras coisas, a novos investimentos a serem realizados pela Gasmig, distribuição de dividendos, indicação de membros do Conselho de Administração, emissão de novas ações ou debêntures, planos de investimento orçamentário anual e qualquer transação que envolva valor superior a R$1,5 milhão. Nos termos do Acordo de Acionistas da Gasmig, nossa capacidade para transferir as ações da Gasmig por nós detidas é limitada, e a Petrobras terá direito de preferência em qualquer futura transferência de ações. Em conseqüência desse Acordo de Acionistas, nossa capacidade de administração da Gasmig foi consideravelmente reduzida.

Em 15 de dezembro de 2004, a CEMIG vendeu parte de suas ações da Gasmig, correspondendo a 40% do capital social, 0,5% à Gaspetro e 39,5% à sua subsidiária, a TSS Participações S.A. O valor total da operação foi R$154 milhões, resultando em ganho de R$102 milhões para a CEMIG. Esse ganho foi registrado na demonstração do resultado de 2004 como receita operacional.

A Gasmig não figura como subsidiária consolidada em nossas demonstrações financeiras no exercício encerrado em 31 de dezembro de 2004, em conformidade com a EITF nº 96-16 do FASB, "Contabilidade do Investidor para a Investida Caso o Investidor Detenha a Maioria do Direito de Voto, mas o Acionista ou Acionistas Minoritários Detenham Certos Direitos de Aprovação ou Veto." Consolidamos as receitas e despesas da Gasmig durante o período compreendido entre 1º de janeiro de 2004 e 15 de dezembro de 2004.

Esta venda é resultado do Acordo de Empreendimento Conjunto assinado pela CEMIG, pela Gasmig, pela Gaspetro e pela Petrobras em 25 de agosto de 2004, cujo objeto é o desenvolvimento do mercado para gás natural em todo o Estado de Minas Gerais. Nos termos do acordo, um Plano Diretor especifica os mercados a serem atendidos, o investimento a ser efetuado pela Petrobras e suas subsidiárias em gasodutos e o investimento a ser efetuado pela Gasmig na expansão das redes de distribuição de gás.

Esse investimento de capital aumentará o volume de gás vendido de seu atual nível de 3,5 milhões de m³/dia para 4,5 milhões de m³/dia no final de 2006, e 11,1 milhões de m³/dia em 2023.

Contrato entre a CEMIG e companhias no Novo Acordo do Setor Elétrico

A Resolução Nº 91 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica, ou GCE, de 21 de dezembro de 2001, e a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceram os procedimentos para implementação do Acordo Geral do Setor Elétrico que entrou em vigor em 27 de dezembro de 2001 e resultou no reembolso, por parte de consumidores, de prejuízos incorridos por distribuidoras e geradoras durante o período de racionamento de 2001-2002. Esses reembolsos são chamados de Recomposição Tarifária Extraordinária ou RTE. As RTEs se tornaram parte dos ativos das empresas, sendo amortizadas por meio da "receita extraordinária." Vide a nota explicativa 5 de nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Uma condição para recebimento da RTE é que o beneficiário não deve estar envolvido em nenhum processo com a ANEEL que questione a RTE ou qualquer regulamentação correlata. Como a CEMIG contestou o processo de liquidação realizado pela CCEE, a ANEEL expediu ordem suspendendo o pagamento da RTE à CEMIG.

A CEMIG firmou acordo com a ANEEL, a CCEE e os participantes da CCEE, com o fim de compor a ação instaurada pela CEMIG contestando os procedimentos utilizados pela CCEE durante o processo de liquidação. Atendendo a uma condição do acordo, a CEMIG retirou seu processo contra a ANEEL. Em conseqüência desse acordo, a ANEEL revogará a decisão suspendendo o pagamento da RTE à nossa subsidiária de distribuição, o que resultará em pagamento de aproximadamente R$140 milhões à CEMIG. A CEMIG comprometeu-se a reembolsar os demais participantes da CCEE pelos valores em aberto que, segundo cálculo da ANEEL, eram devidos pela CEMIG em função do processo de liquidação efetuado pela CCEE entre setembro de 2002 e janeiro de 2003. O cálculo do valor exato devido a cada um dos participantes da CCEE será efetuado pela CCEE, devendo tal valor ser pago em até 50 parcelas, dependendo do valor total devido a cada credor, e sendo corrigido à taxa de juros SELIC mais *spread* de 1%. Provisionamos passivo de R$142,6 milhões com relação a essa questão. Vide "Item 8. Informações Financeiras—Processos Judiciais -- Matérias Regulatórias."

Controles Cambiais

Não há nenhuma restrição à titularidade de ações preferenciais 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 a contribuição social sobre lucro líquido, imposto de renda, e a dedução dos juros sobre o capital próprio) referente ao período em que o pagamento seja efetuado; ou

- 50% dos lucros acumulados 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. 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%.

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 1º de 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 15%, em 1º de janeiro de 2005, 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 desse 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.

A partir de 1º de janeiro de 2005, o preço de compra de ações preferenciais vendidas na bolsa de valores brasileira ficou sujeito à alíquota de imposto retido na fonte de 0,005%, salvo no caso de detentores não-brasileiros, que investem no Brasil de acordo com a Resolução Nº 2.689. Esse imposto poderá ser compensado com o imposto de renda de 15% incidente sobre os ganhos realizados com a venda das ações.

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

Beneficiários Residentes ou Domiciliados em Paraísos Fiscais ou Jurisdições com 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.

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 2007 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.

É concedida a detentores não-brasileiros que invistam na bolsa de valores brasileira isenção da CPMF quando do ingresso de fundos no Brasil e de remessa para o exterior.

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 Estado 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 passivo (conforme definição contida no art. 1297 do Código) ou 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 "- Item 8 Informações Financeiras –– Política e Pagamento de Dividendos". Poderemos efetuar o pagamento de dividendos à ações preferenciais representadas por ADSs ao custodiante por conta do banco depositário, na qualidade de titular registrado das ações preferenciais representadas por ADSs. Assim que viável, após o recebimento dos dividendos que pagarmos por intermédio do Citibank N.A. ao custodiante, converteremos esses pagamentos em dólares dos Estados Unidos e remeteremos esses valores ao banco depositário para pagamento aos detentores de ADSs na proporção da titularidade de cada um deles.

Disponibilidade de Documentos

Nossa empresa está sujeita às exigências de 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 CEMIG - Operamos sem apólices de seguro contra sinistros e responsabilidade civil."

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 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 conseqüência, os detentores de ADSs deverão dar atendimento à lei brasileira a fim de obterem sentença exeqüível em face de nossos diretores executivos ou conselheiros 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. Nossos advogados brasileiros, Machado, Meyer, Sendacz e Opice Advogados, manifestaram parecer à nossa empresa no sentido que sentenças prolatadas pelos tribunais dos Estados Unidos relacionadas a responsabilidade civil com fundamento nas lei de valores mobiliários dos Estados Unidos poderão ser, observadas as exigências descritas abaixo, executadas no Brasil. Uma sentença desfavorável à nossa empresa ou às pessoas descritas acima obtida fora do Brasil sem reexame do mérito está sujeita a homologação pelo Superior Tribunal Federal do Brasil. A homologação ocorrerá se a sentença estrangeira:

- atender a todas as formalidades exigidas para sua exeqüibilidade nos termos das leis do país no qual tiver sido proferida a sentença estrangeira;
- for prolatada por tribunal competente após citação válida, em conformidade com a Lei brasileira;
- não for objeto de recurso;
- determinar pagamento de uma importância incontroversa;
- for legalizada por funcionário do consulado brasileiro no país em que for proferida a sentença estrangeira 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.

Não podemos garantir a V.Sa. que o processo de homologação descrito acima será conduzido em tempo hábil ou que os tribunais brasileiros executarão sentença pecuniária por violação das leis de valores mobiliários dos Estados Unidos em relação às ADSs e às ações preferenciais representadas pelas ADSs.

Os advogados brasileiros nos informaram, ademais, que:

- ações originárias fundadas nas leis de valores mobiliários federais dos Estados Unidos poderão ser instauradas em tribunais brasileiros e que, observadas a ordem de pública e a soberania nacional do Brasil, tribunais brasileiros imporão responsabilidade civil nesses tipos de ações em face da nossa empresa e nossos diretores; e
- a capacidade de um exeqüente ou das demais pessoas mencionadas acima de cumprir sentença por meio da penhora de nossos ativos ou dos ativos dos acionistas vendedores está limitada pelas disposições da legislação brasileira.

O autor da ação (brasileiro ou não-brasileiro) que resida fora do Brasil durante o andamento do processo no Brasil deverá prestar caução para cobrir as custas judiciais e honorários advocatícios, caso não possua nenhum imóvel no Brasil que possa garantir o pagamento das referidas despesas. A caução deverá ter valor suficiente para cobrir o pagamento das custas judiciais e dos honorários dos advogados do réu, conforme decidido por juiz brasileiro. Esta exigência não se aplica ao procedimento de execução de sentença estrangeira que tenha sido homologada pelo Superior Tribunal de Justiça brasileiro.

Item 11. Divulgações Quantitativas e Qualitativas sobre Risco de Mercado

Estamos expostos a risco de mercado decorrente da alteração das taxas de câmbio e 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 R$1.205 milhões em 2004, 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 –Contábeis Críticas e Estimativas".

Risco Cambial

Em 31 de dezembro de 2004, aproximadamente 26,9% de nossa dívida em aberto, ou R$1.119 milhões, encontravam-se denominados em moedas estrangeiras, desse montante aproximadamente 76,5%, ou R$857 milhões, encontravam-se denominados em dólares dos Estados Unidos. Nossa empresa não possui receitas significativas denominadas em quaisquer moedas estrangeiras e, em virtude da legislação 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 2004, utilizamos instrumentos financeiros tais como *swaps* de taxas de juros com o fim de efetuar *hedge* de nossa exposição a taxa de câmbio. 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. Vide Notas Explicativas 2(d), 14, 21, 23 e 24 das nossas demonstrações financeiras consolidadas.

Em 2005, a perda em potencial que sofreríamos no caso de desvalorização hipotética de 20% do real seria de aproximadamente R$141 milhões referente principalmente a empréstimo e financiamento e em razão de aumento da nossa despesa denominada em reais, que seria refletida na nossa demonstração do resultado. Em 2005, desvalorização hipotética de 20% do real acarretaria saída de caixa anual adicional de aproximadamente R$305 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.

As tabelas abaixo apresentam informações resumidas relativas à nossa exposição a risco de taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2004:

	2004
Dólar dos Estados Unidos	
Financiamento	857
Menos Instrumentos derivativos contratados	(234)
	623
Iene Japonês	
Financiamento	182
Menos Instrumentos derivativos contratados	(180)
	2
Outras moedas	

Financiamento	80
Responsabilidades líquidas expostas a risco de taxa de câmbio	705

Risco de Taxa de Juros

Em 31 de dezembro de 2004, tínhamos empréstimos e financiamentos em aberto no valor de R$4.167 milhões, dos quais aproximadamente R$3.369 milhões estavam sujeitos a juros a taxas flutuantes. Desse valor de R$3.369 milhões, R$3.047 milhões estão sujeitos a correção monetária por meio da aplicação de índices de inflação estabelecidos pelo Governo Federal, principalmente o IGP-M, e R$322 milhões estão sujeitos principalmente à LIBOR. Além da dívida com taxa flutuante descrita acima, em 31 de dezembro de 2004, também tínhamos ativos, líquidos de outras responsabilidades, sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes no valor de R$5.708 milhões. Esses ativos consistiam principalmente de nossa conta a receber do Governo Estadual e ativos regulatórios diferidos, parcialmente compensados por obrigações da CCEE, sobre as quais incidiam juros a taxas atreladas ao IGP-DI e à SELIC, respectivamente. Conforme mostra o sumário apresentado nas tabelas abaixo, tendo em vista que os ativos sobre os quais incidiam juros a taxas flutuantes apresentavam valor superior às obrigações sobre as quais incidiam juros a taxas flutuantes, não tínhamos exposição a risco de taxa de juros em 31 de dezembro de 2004.

Total da Carteira de Endividamento

	Milhões de R$
Dívida de taxa flutuante:	
Denominada em reais	3.047
Denominada em moeda estrangeira	322
	3.369
Dívida de taxa fixa:	
Denominada em moeda estrangeira	798
Total	4.167

	Total da Carteira
	Taxa Flutuante (Milhões de R$)
Ativo:	
Caixa e equivalentes a caixa	826
Investimento restrito	20
Conta a receber do Governo Estadual	1.097
Ativos regulatórios diferidos	3.765
Total	5.708
Passivo:	
Conta a pagar a fornecedores - pagamento a gerador por energia adquirida na CCEE	(364)
Dívida de taxa flutuante	(3.369)
Instrumentos derivativos [(1)]	(414)
Total do passivo	(4.147)
Total	1.561

(1) Swaps destinados a 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.

As tabelas abaixo fornecem informações, em 31 de dezembro de 2004, 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 2004.

	Data de Vencimento Prevista (Valores expressos em milhões de R$)							
Obrigação da Dívida	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012 e seg.**	**Total Longo Prazo**
Dívida denominada em moeda estrangeira:								
Taxa fixa	51	222	42	176	8	8	73	580
Taxa flutuante	74	37	14	12	11	11	38	197
Dívida denominada em reais:								
Taxa flutuante	736	203	380	248	78	24	304	1.973
Total	861	462	436	436	97	43	415	2.750

	Taxa de Juros Média Anual Esperada (%)						
Obrigação da Dívida	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012 e seg.**
Dívida denominada em moeda estrangeira:							
Taxa fixa	6,19	6,12	5,79	5,63	7,37	7,41	7,50
Taxa flutuante	3,84	3,22	2,87	2,79	2,65	2,41	2,22
Taxa flutuante (excluindo índices de inflação)	13,85	13,22	12,98	12,87	7,83	7,83	6,62
Taxa flutuante (incluindo índices esperados de inflação)	18,86	18,22	17,98	17,27	12,83	12,83	11,62

Item 12. Descrição de Valores Mobiliários que não Ações

Não Aplicável.

PARTE II

Item 13. Inadimplementos, Dividendos em Atraso e Mora

O empréstimo tomado pela Empresa de Infovias S.A. de MBK Furukawa Sistemas S.A./Unibanco, no valor principal total de R$58,0 milhões em 31 de dezembro de 2004, dos quais R$40,8 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 Empresa de Infovias S.A. 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 31 de dezembro de 2005. 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 *waiver* 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 Diretor Financeiro e de Relação 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 2004, 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 Financeiro e de 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 e Diretor Financeiro e de 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 2004 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 foi arquivado junto à SEC como Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F do exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2003, estando disponível também em nosso site em www.cemig.com.br. 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 mesmo endereço.

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 2003 e 2004:

	Exercício encerrado em 31 de dezembro de	
	2004	2003
	(milhares de reais)	
Honorários de auditoria	777	416
Honorários por assessoria fiscal	43	14
Honorários por serviços referentes a auditoria	80	-
Total de honorários	900	430

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 e do exame das nossas demonstrações financeiras trimestrais.

Honorários por Assessoria Fiscal. Os honorários fiscais são honorários referentes a serviços profissionais prestados por Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes com relação ao atendimento de regulamentos fiscais.

Honorários por serviços referentes a auditoria. Os honorários por serviços relacionados a auditoria dizem respeito a *due diligence* referente à aquisição da Rosal Energia S.A., procedimentos acordados relacionados à aplicação de certas tarifas da ANEEL incidentes sobre a comercialização e serviços de energia com relação à observância do Sarbanes-Oxley Act.

Não incorremos em quaisquer honorários por serviços de não-auditoria em 2004 e 2003.

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. Compras de Títulos pela Emissora e Compradores Afiliados**.**
Nenhuma**.**

PARTE III

Item 17. Demonstrações Financeiras

Não aplicável.

Item 18. Demonstrações Financeiras

Fazemos referência às páginas F-1 até F-57 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 2004 e 2003
- Demonstrações do Resultado e do Resultado Consolidado Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002
- Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002
- Demonstrações do Fluxo de Caixa Consolidadas Auditadas do triênio findo em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002
- 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 da CEMIG, conforme alterado, vigente desde 13 de dezembro 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)).
3	Contrato, datado de 17 de junho de 2002, celebrado entre Empresa de Infovias S.A. e CLIC, tendo por objeto as ações da WAY TV (incorporado por referência ao Anexo 3 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F, arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224))
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	Escritura Cobrindo a Primeira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datada 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)).
4.10	Resumo da Escritura Cobrindo a Terceira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datada de 14 de junho de 2004, celebrada entre a CEMIG e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.
8	Lista de Subsidiárias
11	Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Arquivo Nº 1-15224)).
12.1	Certificado do Diretor Presidente de acordo com o art. 302 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 24 de maio de 2005.
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 24 de maio de 2005.

13.1 Certificado do Diretor Presidente de acordo com o art. 906 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 24 de maio de 2005.

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 24 de maio de 2005.

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 Morais
Cargo: Diretor Presidente

Data: 24 de maio de 2005

ÍNDICE DE TERMOS DEFINIDOS

Acesita
ACL
ACR
ADRs
ADSs
American Depositary Receipts
American Depositary Shares
ANA
ANEEL
Regulamentos do Anexo V
APE
ASMAE
tarifa média
rede básica de transmissão
BNDES
Junta Comercial de Minas Gerais
Brasil
Lei das Sociedades Anônimas Brasileira
CBEE
Conta CCC
CCPE
CEB
CEMIG
Banco Central
CGSE
CHESF
CLIC
CNPE
Código
CODs
COFINS
Comissão
ações ordinárias
Companhia
CONAMA
Lei de Concessões
COPAM
COPASA
COS
CPMF
Plano Cruzado
CVM
CVRD
DETEL/MG
dólares
EITF 92-07
Eletrobrás
Eletronorte
Eletronuclear
Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
EPE
MRE
FASB
FEAM

Governo Federal
mercado flutuante
FNDCT
Consumidores Livres
Gasmig
GCE
PIB
Acordo Geral do Setor Elétrico
retorno garantido
GW
GWh
IBAMA
IBGE
IGP-M
IOF
IPHAN
PIEs
Itaipu
kW
kWh
LATIBEX
MGI
Minas Gerais
MMA
MVA
MW
MWh
Conselho Monetário Nacional
detentor não brasileiro
taxa para compra ao meio-dia
NYSE
ONS
OTC
Custos da Parcela A
PASEP
ações preferenciais
reais
real
reajuste extraordinário regulatório de tarifa
RTE
Bolsa de Valores de São Paulo
Securities Act
SELIC
SEMAD
SFAS nº 71
SIESE
SISNAMA
Southern
Disposições sobre Quorum Qualificado
Governo Estadual
TFSEE
Tractebel
dólares dos Estados Unidos
princípios contábeis norte-americanos
detentor norte-americano
Fundo UBP

dólares dos Estados Unidos.....
US$.....
Usiminas.....
Vallourec & Mannesmann.....
VAT.....
WAY TV.....

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 260.000 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 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	67.503	10.456

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS

O Brasil apresenta capacidade instalada no sistema elétrico interligado de 78 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 90 GW até 2009, da qual 14% deverá ser termelétrica e 86% hidrelétrica. Há aproximadamente 45.368 milhas 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 conseqüência 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 2004, o consumo de energia no Brasil cresceu aproximadamente 3,7% ao ano (de 166,7 GWh para 320,8 GWh), o número de consumidores aumentou aproximadamente 4,3% ao ano (de 25.900 milhares a 54.843 milhares) e a capacidade instalada total aumentou em mais de 4,1% ao ano (de 43.264 MW para 88.629 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 2004.

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[(1)]	307,0	5,7	0,5	179
2004	320,8	4,5	5,2	183,4[(2)]

(1) Informação atualizada
(2) Previsão do IBGE

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

Entre 1986 e o final de 2004, 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 2004. De acordo com o planejamento operacional energético de 2005 da Eletrobrás-CTEM, a taxa de crescimento do consumo brasileiro deverá atingir uma média de 5,3% ao ano no próximo período de cinco anos. A tabela a seguir ilustra a composição prevista da taxa de crescimento de consumo por região.

Período	Norte Integrada	Nordeste Integrada	Sudeste/ Centro-Oeste Integrada	Sul Integrada	Média do Brasil
2005-2009	9,4%	6,7%	4,3%	5,8%	5,3%

Fonte: Eletrobrás-CTEM, Ciclo de Planejamento 2004

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:

	Probabilidade de Racionamento de Energia(%)				
Região	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**
Sul	0,1	0,3	0,2	0,8	0,7
Sudeste/Centro Oeste	0,0	0,5	0,5	0,9	1,1
Norte	1,6	1,1	1,0	1,5	2,3
Nordeste	0,0	0,8	1,4	3,0	4,5

Fonte: Operador Nacional do Sistema - ONS, Planejamento Operacional Mensal, janeiro/2005

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 reestruturar 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 em 13 de fevereiro de 1995, ou Lei de Concessões, e a Lei Nº 9.074 em 7 de julho de 1995, ou Lei de Concessões de Energia, que em conjunto

    - exigiam que todas as concessões para prestação de serviços relacionados a energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública;

    - gradualmente permitiram que certos consumidores de energia elétrica com demanda significativa (em geral superior a 3 MW), designados Consumidores Livres, comprassem eletricidade diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização;

- 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;

- concederam aos Consumidores Livres e aos fornecedores de eletricidade pleno acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão; e

- 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 Agência Nacional de Energia Elétrica - 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; e

  - 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. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto 5.163, que rege a compra e venda de eletricidade nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de eletricidade. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de contratos de compra e venda de energia e método de repasse dos custos aos consumidores finais.

A Lei do Novo Modelo do Setor ainda está sujeita a regulamentação adicional que será emitida pela ANEEL e pelo MME. Para obter informações adicionais relativas à Lei do Novo Modelo do Setor, vide "- A 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, extingui 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.

A 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 que estão fora do controle da distribuidora, denominados 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 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 dos custos 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 empresas ou consórcios que desejarem construir ou operar instalações de geração, transmissão ou distribuição no Brasil deverão, a título de exigência absoluta, requerer ao MME ou à ANEEL, por delegação do MME, concessão ou autorização. As concessões outorgam direitos para gerar, transmitir ou distribuir eletricidade em uma área específica por um prazo específico. Este prazo é usualmente de 35 anos para novas concessões de geração e 30 anos para novas concessões de transmissão ou distribuição. As concessões existentes poderão ser renovadas a critério do poder concedente.

A Lei de Concessões identifica, entre outras, as condições que a concessionária deverá atender ao prestar serviços de transmissão de energia elétrica, os direitos dos consumidores finais e as obrigações da concessionária e do poder concedente. Ademais, a concessionária deverá observar os regulamentos em vigor que regem o setor elétrico. As principais disposições da Lei de Concessões estão resumidas a seguir:

- *Serviço Adequado*. A concessionária deverá prestar serviço adequado de sorte a satisfazer, entre outros fatores, a regularidade, continuidade, eficiência, segurança e universalidade do serviço.

- *Uso de Terrenos*. A concessionária poderá utilizar terrenos públicos ou solicitar que a ANEEL declare de utilidade pública os imóveis pertencentes a pessoas físicas ou jurídicas. Neste caso, a concessionária indenizará os proprietários afetados.

- *Responsabilidade Objetiva.* A concessionária tem responsabilidade objetiva por todos os danos decorrentes da execução dos seus serviços causados a usuários finais, a terceiros ou à ANEEL.

- *Alterações da participação de controle*. A ANELL deverá aprovar qualquer alteração direta ou indireta da participação de controle da concessionária.

- *Intervenção da Autoridade Concedente*. A autoridade concedente poderá intervir na concessão, mediante decreto presidencial, para assegurar a prestação adequada dos serviços pela concessionária, bem como a plena observância por ela das disposições contratuais, regulatórias e legais aplicáveis na hipótese de descumprimento por parte da concessionária. Dentro de 30 dias a contar da data do decreto, o representante da autoridade concedente deverá instaurar procedimento administrativo no qual a concessionária terá direito ao devido processo legal. Durante o andamento do procedimento administrativo, pessoa nomeada mediante decreto da autoridade concedente ficará responsável por dar continuidade à concessão. Caso o procedimento administrativo não seja concluído dentro de 180 dias a contar da data do decreto, a intervenção será suspensa e a concessão será devolvida à concessionária. A concessão também será devolvida à concessionária se o representante da autoridade concedente decidir não rescindir a concessão e o prazo da concessão ainda não tiver expirado.

- *Extinção da concessão*. O contrato de concessão poderá ser extinto por meio de encampação e/ou caducidade. A encampação constitui o término antecipado de uma concessão por razões relacionadas ao interesse público, devendo ser expressamente estabelecida por lei e fundada no

interesse público. Subseqüentemente à encampação, a concessionária terá direito de receber indenização, a qual poderá ou não ressarci-la adequadamente pelos investimentos por ela realizados em ativos encampados que não estiverem integralmente amortizados ou depreciados por ocasião da encampação. A caducidade deverá ser declarada pela autoridade concedente após a ANEEL ou o MME emitir decisão administrativa final no sentido de que a concessionária deixou de cumprir adequadamente suas obrigações previstas no contrato de concessão. A concessionária terá direito ao devido processo legal no procedimento administrativo que declarar a caducidade da concessão, podendo recorrer aos tribunais. A concessionária terá direito de receber indenização pelos investimentos por ela realizados em ativos encampados que não estiverem integralmente amortizados ou depreciados, após dedução de quaisquer valores correspondentes a multas e perdas e danos devidos pela concessionária.

- *Expiração*. Quando a concessão expirar, todos os ativos, direitos e prerrogativas que estiverem substancialmente relacionados à prestação dos serviços de transmissão e à concessão serão revertidos ao Governo Federal. Quando da expiração, a concessionária recebe indenização, a qual poderá ou não compensá-la adequadamente pelo valor dos ativos que não estiverem depreciados ou amortizados por ocasião da expiração.

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.

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, assumiu 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.

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,

- a administração de concessões das atividades de geração, transmissão e distribuição de eletricidade, inclusive a aprovação de tarifas de eletricidade;
- a emissão de regulamentos para o setor elétrico;
- a implementação e regulamentação da exploração de recursos energéticos, inclusive o uso de energia hidrelétrica;
- a promoção de processo licitatório para as novas concessões;
- a resolução de litígios administrativos entre empresas de geração de eletricidade e compradores de eletricidade; e
- a definição de critérios e metodologia para a determinação das tarifas de transmissão.

ONS

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, regulamentada pelo Decreto 5.081 de 14 de maio de 2004, concedeu ao Governo Federal poder para nomear três diretores do ONS, inclusive o Diretor Geral. 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:

- planejamento operacional do setor de geração;
- organização do uso do sistema elétrico interligado doméstico e das interconexões internacionais;
- garantia de que todas as partes do setor tenham acesso à rede de transmissão de maneira não discricionária;
- assessoria na expansão do sistema de energia;
- 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);
- 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 ocorre 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 (ou CCG), 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; e

- 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).

- 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 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - 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 foi extinto e seus ativos foram absorvidos pela nova Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), criada pelo Decreto 5.177 de 12 de agosto de 2004. As responsabilidades da CCEE incluem:

(i) promover leilões de compra e venda de energia elétrica, por delegação da ANEEL;

(ii) manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEARs, e contratos resultantes de leilões de reajuste, e aquisição de energia de "geração distribuída" (produtores fora da rede) e quaisquer alterações desses contratos;

(iii) manter os registros dos montantes de potência e eletricidade sujeitos aos contratos assinados no Ambiente de Contratação Livre (ACL);

(iv) promover medição e registro dos dados referentes a compra e operações de venda e demais dados inerentes aos serviços de eletricidade;

(v) apurar os Preços de Liquidação de Diferenças (PLDs) com relação ao mercado de curto prazo, por submercado;

(vi) efetuar contabilização dos montantes de energia elétrica vendidos e a liquidação financeira dos valores decorrentes da compra de eletricidade e operações de venda no mercado de curto prazo;

(vii) apurar qualquer descumprimento dos limites de contratação de energia e outras infrações e, caso aplicável, mediante delegação da ANEEL, segundo os termos estipulados pela ANEEL, denominados Convenção de Comercialização, que estabelece a estrutura e forma de

funcionamento da Câmara Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), aplicar as respectivas penalidades; e

(viii) apurar os montantes e tomar as medidas necessárias para realização do depósito, custódia e execução das garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, em conformidade com a Convenção de Comercialização.

Empresa de Pesquisa Energética - EPE

Em 16 de agosto de 2004, o Governo Federal promulgou o decreto que criou a 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 é 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.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O Decreto 5.175, datado de 9 de agosto de 2004, estabeleceu o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico ou CMSE de que trata o art. 14 da Lei 10.848 de 15 de março de 2004, sob a coordenação direta do Ministério de Minas e Energia, cuja função básica é o monitoramento e avaliação permanente da continuidade e segurança do fornecimento de energia elétrica em todo o Brasil. O CMSE será presidido pelo Ministro de Minas e Energia e terá a seguinte composição: (i) quatro representantes do Ministério de Minas e Energia; e (ii) os presidentes dos seguintes órgãos:

a) Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL;

b) Agência Nacional do Petróleo - ANP;

c) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

d) Empresa de Pesquisa Energética - EPE; e

e) Operador Nacional do Sistema - ONS.

O Ministro de Minas e Energia poderá convidar para as reuniões do CMSE, entre outros, representantes de órgãos governamentais federais, estaduais e municipais, bem como empresas privadas e públicas, e também especialistas técnicos do setor elétrico.

As responsabilidades do CMSE são: (i) monitorar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, venda, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo; (ii) avaliar as condições de fornecimento e atendimento da demanda em relação às atividades mencionadas no item (i) supra em horizontes de tempo predeterminados; (iii) periodicamente realizar análise integrada da segurança do fornecimento e atendimento da demanda do mercado por energia elétrica, gás natural e petróleo; (iv) identificar dificuldades e obstáculos que afetam ou poderiam afetar a regularidade e segurança do fornecimento e atendimento da demanda em relação à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo; e (v) elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de medidas preventivas ou medidas destinadas a manter ou restabelecer a segurança do fornecimento e atendimento de demandas por energia elétrica, e submetê-las, quando adequado, ao Conselho Nacional de Política Energética - CNPE.

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 ou (iii) que consomem entre 500kW e 3MW caso optem por comprar sua energia de fontes de energia renováveis, tais como pequenas instalações hidrelétricas ou biomassa.

A Lei nº 10.848 impede as companhias de distribuição de vender energia a Consumidores Livres a preços negociados livremente. O fornecimento a consumidores cativos 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 fornecedor, 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. Com a publicação do Decreto 5.163, de 30 de julho de 2004, os Consumidores Livres passaram a ficar sujeitos a penalidades caso deixem de contratar a totalidade de sua demanda por meio dos chamados contratos "bilaterais." Ademais, nos termos das novas normas do mercado, os Consumidores Livres estão obrigados a se inscreverem e se cadastrarem na CCEE. 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.

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 Termeletricidade, 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 compram 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 Centras 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.

A Lei 9.427/96, conforme alterada pela Lei 10.762/03, estabeleceu, ademais, que as usinas hidrelétricas com capacidade instalada igual ou inferior a 1.000 kW, usinas de geração classificadas como pequenas usinas hidrelétricas e as que tenham fontes solares, eólicas, de biomassa ou de cogeração qualificadas com capacidade instalada igual ou inferior a 30.000 kW, utilizadas para produção independente ou auto-produção, terão direito a desconto de 50% nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição, cobradas com relação à produção e consumo da energia vendida. Este artigo da lei foi regulamentado pela ANEEL por meio de sua Resolução 077/2004.

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 PIEs 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 PIEs 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 Proinfa, 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 (volume de referência de energia, estabelecido pelo MME, em conformidade com estudos realizados pelo ONS) em cada nova 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. Contudo, é possível que esta realocação possa corresponder a volume inferior a 100% da Energia Assegurada da usina participante e, se toda a Energia Assegurada tiver sido vendida nos termos de contratos de longo prazo, as usinas participantes ficariam expostas ao mercado de curto prazo, pagando o saldo pelo PLD (Preço de Liquidação de Diferenças).

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 (i) de uso do sistema de distribuição local ou Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição ("TUSD"); e (ii) de uso do sistema de transmissão interligado ou Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão ("TUST"). Ademais, as empresas de distribuição do sistema interligado Sul/Sudeste pagam encargos específicos pela transmissão da energia elétrica gerada em Itaipu. Nos últimos anos, o Governo

Federal tem como meta melhorar o sistema nacional de transmissão, e em conseqüência, certas empresas de transmissão estão empreendendo programas significativos de expansão, cujos custos estão sendo pagos por meio de aumentos das tarifas e encargos de transmissão. O aumento das tarifas e encargos de transmissão pagos por concessionárias de distribuição é repassado a seus respectivos clientes por meio de Reajustes Tarifários Anuais. Segue-se sumário de cada tarifa ou encargo:

TUSD

A TUSD é paga por empresas de geração 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 empresas de geração 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. A regulamentação da ANEEL alterou 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) fosse levada em conta. Esta alteração não afetou a CEMIG Geração e Transmissão.

Em conformidade com a Lei 9.648/98, os contratos de compra e venda de energia, designados Contratos Iniciais, apresentaram redução de 25% desde 2002. Com essa redução, a responsabilidade pelo pagamento da TUST, anteriormente paga pelas empresas de distribuição, foi transferida para as empresas de geração. As empresas de geração estão pagando 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.

Taxa de Fiscalização da ANEEL

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída pela Lei Nº 9.427/96 e regulamentada pelo Decreto Nº 2.410/97. A TFSEE é um imposto anual calculado com base no tipo de serviço (inclusive produção independente), sendo proporcional ao porte do serviço concedido, permitido ou autorizado. A TFSEE está limitada a 0,5% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizada, devendo ser paga diretamente à ANEEL em doze parcelas mensais.

Distribuição

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 esses 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 da distribuidora, 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 Índice Geral de Preços do Mercado ou IGP-M.

As concessionárias de distribuição de eletricidade fazem jus também a revisão periódica com intervalo de alguns 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 dois ambientes para comercialização energia com (i) mercado mais estável em termos de fornecimento de energia, de sorte a prestar garantia adicional de fornecimento a consumidores cativos, denominado Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou mercado regulado; e (ii) mercado especialmente destinado a certos participantes (ou seja, Consumidores Livres e empresas de comercialização) que permitirá certo grau de concorrência no contexto do mercado regulado, denominado Ambiente de Contratação Livre (ACL), ou 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.

Contestação da Constitucionalidade da Lei do Novo Modelo do Setor

A Lei do Novo Modelo do Setor está atualmente sendo contestada como inconstitucional perante o Supremo Tribunal. O Governo Federal pediu extinção das ações argumentando que as contestações baseadas em inconstitucionalidade eram questões superadas, pois tinham relação com medida provisória que já fora convertida em lei. Contudo, em 4 de agosto de 2004, o Supremo Tribunal indeferiu o pedido do governo e decidiu apreciar as ações e julgar os méritos. A decisão final acerca dessa questão está sujeita ao voto majoritário dos 11 Juízes, contanto que haja quorum de pelo menos oito Juízes. Até a presente data, o Supremo Tribunal não proferiu decisão final e não sabemos quando essa decisão poderá ser proferida. Dessa forma, a Lei do Novo Modelo do Setor encontra-se atualmente em vigor. Independentemente da decisão final do Supremo Tribunal, espera-se que permaneçam em pleno vigor certas partes da Lei do Novo Modelo do Setor que restringem as atividades, por parte de distribuidoras, que não tenham relação com a distribuição de energia elétrica, inclusive a venda de energia por distribuidoras a Consumidores Livres e a eliminação de contratos entre partes relacionadas.

Caso o Supremo Tribunal determine que a Lei do Novo Modelo do Setor, no todo ou em parte, é inconstitucional, a estrutura regulatória introduzida pela Lei do Novo Modelo do Setor poderá não entrar em vigor, gerando incerteza acerca de como e quando o Governo Federal conseguirá introduzir alterações no setor de energia elétrica. Já contratamos parcela significativa de nossa capacidade e necessidades de energia

até 2013, e espera-se que o repasse às tarifas dessa energia continue sendo regido pela legislação em vigor na data do contrato. Assim sendo, independentemente do resultado da decisão do Supremo Tribunal, acreditamos que, no curto prazo, os efeitos de qualquer tal decisão sobre nossas atividades serão limitados. No entanto, é difícil prever o efeito exato sobre nossa empresa de um resultado desfavorável dos procedimentos judiciais, podendo tal resultado prejudicar nosso negócio e resultados operacionais.

Coexistência de Dois Ambientes de Comercialização de Energia Elétrica. 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 Proinfa, 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, e 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 conseqüência 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.

O Mercado Regulado (ACR)

No mercado regulado, as empresas de distribuição comprarão suas necessidades de energia previstas para seus consumidores cativos do ACR por meio de licitações. As empresas de distribuição ficarão obrigadas a adquirir energia de geradoras por meio de processo administrado pela ANEEL, quer seja diretamente, quer seja por meio da CCEE. Qualquer geradora que efetuar venda nos procedimentos de licitação deverá firmar contratos de venda com todas as empresas do sistema interligado de rede.

As compras de energia vendida pelo ACR nos procedimentos de licitação se darão por meio de dois tipos de contrato bilateral: (i) Contratos de Quantidade de Energia e (ii) 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 ACR. Neste caso, a receita da geradora fica garantida e as distribuidoras correm o risco de escassez de fornecimento. Em conjunto, esses contratos compreendem os contratos de compra de energia no ACR (Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado ou CCEAR).

Os CCEARs propiciarão reduções nos volumes contratados em função: (i) de até 4% dos volumes contratados, por ano, em razão de redução do mercado projetado com relação aos anos seguintes; (ii) da migração de consumidores ao ambiente livre; e (iii) de compras de energia contratada até 15 de março de 2004 (data da Lei 10.848/04).

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.

Nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor e do Decreto 5.163, de 30 de junho de 2004, as empresas de distribuição de energia, contanto que efetuem previsão exata de sua demanda, terão permissão de repassar às tarifas cobradas de seus consumidores todos os custos relacionados à energia elétrica por elas comprada em licitações, bem como quaisquer encargos e impostos do setor referentes às licitações.

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.

O Mercado Livre ("ACL")

O mercado livre cobrirá as vendas de energia negociadas livremente entre as concessionárias de geração, os PIEs, 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.

Os consumidores industriais que compram sua energia elétrica de distribuidoras no mercado regulado o fazem por preço subsidiado. Este subsídio, denominado "subsídio cruzado", está sendo gradualmente eliminado pela ANEEL, estando sua extinção total programada para 2007. Os consumidores que compram no mercado regulado cuja demanda for superior a 3MW e estiverem ligados a tensão igual ou superior a 69 kV, se o fornecimento teve início antes de 7 de julho de 1995, ou a qualquer tensão, se o fornecimento teve início subseqüentemente, ou Consumidores Potencialmente Livres, estão obrigados a firmar contratos separados referentes a ligação e uso das linhas de transmissão ou distribuição e referentes à compra de energia. Acreditamos que os Consumidores Potencialmente Livres migrarão para o mercado livre quando o subsídio for extinto e que o preço de compra de energia elétrica no mercado livre continuará relativamente baixo em razão do excedente de geração de energia no Brasil. Os Consumidores Potencialmente Livres poderão optar por sair de nosso sistema de distribuição regulado quando da expiração de seus contratos.

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 ACR, (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 18 meses para que as empresas se ajustem a essas regras e a ANEEL pode prorrogar este prazo para outros 18 meses na hipótese de as empresas serem incapazes de atender a essas exigências no prazo prescrito.

Eliminação de Self-Dealing

Já que a compra de energia para consumidores cativos será realizada por meio do ACR, 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 ACR e a geradora que oferecer o preço mais baixo for uma afiliada.

Contratos 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 2002 a 2005. As empresas de geração poderão comercializar sua energia não contratada excedente no ACR 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, o que, segundo se espera, ocorrerá em 2005, toda a energia será renegociada no ACR ou no mercado livre.

Compras de Energia Elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor

O Decreto 5.163/04 prevê que todos os agentes compradores de energia deverão contratar a totalidade de sua demanda de energia elétrica necessária para atender 100% de seus mercados nos termos das diretrizes da Lei do Novo Modelo do Setor. Os agentes vendedores de energia deverão apresentar lastro para conexão da energia distribuída a ser vendida a empreendimentos de geração de energia existentes ou novos. Os agentes que não cumprirem tais exigências ficarão sujeitos a penalidades impostas pela ANEEL.

Com início em 2005, todas as empresas de distribuição de energia elétrica ficarão obrigadas a notificar o MME, no dia 1º de agosto de cada ano, acerca de sua demanda de energia elétrica estimada com relação a cada um dos cinco anos subseqüentes. Ademais, as empresas de distribuição ficarão obrigadas a especificar a parcela do volume que pretendem contratar para fornecimento a seus Consumidores Potencialmente Livres.

O MME estabelecerá o volume total de energia a ser comercializado no mercado regulado e a relação de instalações de geração que terão permissão de participar dos leilões em cada ano.

A nova regulamentação dispõe que as empresas de distribuição de energia deverão cumprir suas obrigações de distribuição de energia principalmente por meio de leilões públicos, em conformidade com os procedimentos descritos em "O Leilão de 2004" e "Leilões Subseqüentes" abaixo.

Além desses leilões, a empresa de distribuição poderá comprar energia: (1) de empresas de geração que estejam diretamente ligadas à empresa de distribuição, (2) de projetos de geração de energia participantes do Proinfa, e (3) de Itaipu.

O Leilão de Energia Existente de 2004

Em 7 de dezembro de 2004, a ANEEL coordenou a realização, por parte da CCEE, do primeiro leilão nos termos dos procedimentos e condições estabelecidos pela Lei do Novo Modelo do Setor.

As distribuidoras entregaram até 2 de dezembro de 2004 sua declaração de demanda contratada estimada para os cinco anos seguintes (inclusive a parcela relacionada aos Consumidores Potencialmente Livres). Com base nestas declarações, o MME estabeleceu o volume total de energia a ser comercializado no leilão de 2004. O leilão foi realizado em duas fases, por meio de sistema eletrônico.

Na primeira fase, ocorreram negociações em diversas rodadas, e em cada uma delas os vendedores de energia ofereceram blocos de energia por preço específico (preço corrente) a serem entregues dentro de prazo proposto. Os tamanhos dos blocos de energia e seus respectivos prazos de entrega foram previamente estabelecidos pelo MME. A primeira fase foi encerrada quando não foi efetuada nenhuma oferta para venda em uma rodada e os preços correntes eram iguais ou inferiores aos preços de reserva.

A segunda fase teve uma única rodada na qual vendedores que efetuaram ofertas válidas na primeira fase poderiam efetuar novas ofertas para cada bloco de energia.

Subseqüentemente à conclusão do leilão de 2004, as empresas de distribuição e vendedores celebraram CCEARs estabelecendo os termos, condições, preços e volumes contratados de energia elétrica. As distribuidoras também ficaram obrigadas a prestar garantias com relação aos CCEARs. Em geral, será dado ao vendedor penhor sobre recebíveis em valor igual a 110,0% do valor médio das últimas três faturas nos termos do CCEAR.

Durante o leilão, foi vendido volume total de 17.008 MW, correspondendo a 96,0% da demanda total das empresas de distribuição, desse volume, 9.054 MW foram vendidos por preço médio de R$57,51/MWh nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2005; 6.782 MW foram vendidos por preço médio de R$67,33/MWh nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2006; e 1.172 MW foram vendidos por preço médio de R$75,46/MWh nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2007.

Vendemos, por intermédio de nossa empresa de geração, 65.008.656 MWh por preço médio de R$69,58/MWh nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2006 e adquirimos 37.180.042 MWh por preço médio de R$57,51/MWh nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2005; e 64.457.335 MWh por preço médio de R$67,33/MWh nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2006.

As garantias prestadas pelas distribuidoras às geradoras com relação aos CCEARs em geral apresentam a forma de contas a receber ou certificados de depósito bancário. Em alguns casos, foram utilizadas fianças bancárias.

O Leilão de Energia Existente de 2005

Em abril de 2005, foi realizado o segundo leilão de energia nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor elétrico. Nesse leilão, a Cemig Distribuição e a Cemig Geração e Transmissão celebraram contratos de compra e venda de energia elétrica.

Durante o leilão, foi vendido volume total médio de 1.325 MW, correspondendo a apenas 42% da energia inicialmente prevista pelo MME para 2008, por preço médio de R $83,13/MW nos termos de contratos com prazo de oito anos com início em 2008. A energia a ser vendida para entrega com início em 2009 foi automaticamente excluída do leilão em conformidade com as normas estabelecidas pelo MME, pois, durante o leilão, o preço deste produto apresentou valor abaixo das expectativas do mercado. Até o final de 2005, espera-se que o MME apresente uma solução que permita às distribuidoras atingirem a contratação de 100% de sua demanda de energia de 2008 a 2010.

A Cemig Distribuição comprou, para atender a seu mercado, média de 105 MW nos termos de contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início em 1º de janeiro de 2008, por preço

médio de R$83,13/MWh. Os contratos foram assinados com 10 empresas detentoras de concessões de geração, inclusive a Cemig Geração e Transmissão.

No mesmo leilão, a Cemig Geração e Transmissão vendeu média de 105 MW nos termos de contratos com prazos de oito anos, devendo o fornecimento ter início em 1º de janeiro de 2008. O preço de venda da energia elétrica é R$83,50/MWh. Os contratos foram assinados com 34 distribuidoras, inclusive a Cemig Distribuição, que atende consumidores em todas as regiões do sistema nacional da rede.

Leilões Subseqüentes

Os leilões de energia elétrica para novos projetos de geração serão realizados (1) cinco anos antes da data de entrega inicial (denominados leilões "A-5"), e (2) três anos antes da data de entrega inicial (denominados leilões "A-3"). Também haverá leilões de energia elétrica de instalações de geração de energia existentes (1) detidas um ano antes da data de entrega inicial (denominados leilões "A-1") e (2) detidas por período de no máximo quatro meses anteriormente à data de entrega (denominados "ajustes do mercado"). Os editais de licitação dos leilões serão elaborados pela ANEEL, em conformidade com diretrizes estabelecidas pelo MME.

Cada empresa de geração que tiver sucesso nos leilões celebrará contrato de compra de energia com cada empresa de distribuição, proporcionalmente à respectiva demanda estimada das empresas de distribuição por energia. A única exceção a estas normas tem relação com o leilão de ajuste do mercado, no qual os contratos serão celebrados entre empresas vendedoras e empresas de distribuição específicas. O CCEAR tanto dos leilões "A-5" como dos leilões "A-3" terá prazo entre 15 e 30 anos, e o CCEAR dos leilões "A-1" terá prazo entre cinco e 15 anos. Os contratos decorrentes de leilões de ajuste do mercado ficarão limitados a prazo de dois anos.

Redução do Nível de Energia Contratada

O Decreto Nº 5.163/04, que regula a comercialização de energia elétrica nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor,permite que as empresas de distribuição reduzam seus CCEARs: (1) para compensar pela saída de Consumidores Potencialmente Livres do mercado regulado, de acordo com declaração específica entregue ao MME, (2) em até 4,0% ao ano do volume contratado inicial em razão de desvios das estimativas de projeções de mercado, a critério das empresas de distribuição, com início dois anos após ser declarada a demanda de energia elétrica inicial e (3) na hipótese de aumentos dos volumes de energia adquiridos de acordo com contratos firmados anteriormente a 17 de março de 2004.

As circunstâncias nas quais ocorrerá redução do nível de energia elétrica contratada serão devidamente especificadas nos CCEARs, ficando sua determinação a critério exclusivo da empresa de distribuição em conformidade com as disposições descritas acima e os regulamentos da ANEEL.

Limitação a Repasses

As normas também limitam o repasse de custos de energia elétrica aos consumidores finais. O Valor Anual de Referência corresponde à média ponderada dos preços de energia nos leilões "A-5" e "A-3", calculada com relação a todas as empresas de distribuição e cria um incentivo para que as empresas de distribuição contratem suas demandas de energia previstas nos leilões "A-5", nos quais se espera que os preços sejam mais baixos do que em leilões "A-3". O Valor Anual de Referência será aplicado nos primeiros três anos dos contratos de compra de energia de novos projetos de geração de energia. Subseqüentemente ao quarto ano, os custos de aquisição de energia elétrica destes projetos poderão ser totalmente repassados. O decreto estabelece as seguintes limitações à capacidade de as empresas de distribuição repassarem custos a consumidores:

- não haverá repasse de custos com relação a compras de energia em volume superior a 103% da demanda efetiva;

- repasse limitado de custos com relação a compras de energia efetuadas em leilão "A-3", caso o volume da energia adquirido exceda de 2,0% da demanda verificada em leilões "A-5";

- repasse limitado de custos de aquisição de energia de novos projetos de geração de energia elétrica caso o volume recontratado nos termos de CCEARs de instalações de geração existentes seja inferior ao "Limite de Contratação" definido pelo Decreto No 5.163;

- de 2006 a 2009, as compras de energia elétrica de instalações existentes no leilão "A-1" ficarão limitadas a 1,0% da demanda de empresas de distribuição. Caso a energia adquirida no leilão "A-1" exceda de 1,0%, o repasse de custos da parcela excedente a consumidores finais ficará limitado a 70,0% do valor médio de tais custos de aquisição de energia elétrica gerada por instalações de geração existentes. O MME estabelecerá o preço de aquisição máximo da energia elétrica gerada por projetos existentes; e

- caso as distribuidoras não cumpram a obrigação de contratar integralmente sua demanda, o repasse dos custos da energia adquirida no mercado de curto prazo será equivalente ao PLD ou ao Valor Anual de Referência, o que for menor.

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 audiência 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.

Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG

Demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2004 e 2003 e para os anos findos em 2004, 2003 e 2002 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 2004 e 2003, 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 findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002; demonstrados em Reais. Essas demonstrações financeiras consolidadas são de responsabilidade da Administração da Companhia. Nossa responsabilidade é expressar uma 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 uma auditoria para obter razoável segurança de que as demonstrações financeiras não apresentem erros relevantes. A Companhia não é requerida a obter, bem como nós não fomos requeridos a examinar os controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras. Nossa auditoria incluiu a consideração dos controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras com o propósito de determinar os procedimentos de auditoria aplicáveis às circunstancias, mas não com o propósito de emitir uma opinião sobre a efetividade dos controles internos sobre a preparação das demonstrações financeiras. Portanto, nós não emitimos tal opinião. 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 2004 e 2003, e os resultados de suas operações e seus fluxos de caixa para cada um dos três exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002 de acordo com os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América.

17 de maio de 2005

/ass/ Deloitte Touche Tohmatsu

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 2003

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

A T I V O

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
CIRCULANTE:		
Disponibilidades (nota 6)	874	440
Aplicações financeiras de uso restrito (nota 7)	-	72
Contas a receber, líquido (nota 8)	1.183	1.050
Contas a receber – Uso da rede básica de transmissão	28	29
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	836	633
Créditos tributários (nota 5)	149	114
Impostos a recuperar (nota 9)	108	108
Materiais e suprimentos	19	22
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento	-	9
Contas a receber do Governo Federal referentes a consumidores de baixa renda	9	40
Outros	160	113
	3.366	2.630
INVESTIMENTOS (nota 10)	128	12
IMOBILIZADO, LÍQUIDO (nota 11)	11.191	10.917
OUTROS ATIVOS:		
Ativos regulatórios diferidos (nota 4)	2.929	2.069
Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais (nota 3)	1.097	891
Impostos a recuperar (nota 9)	141	116
Contas a receber, líquido (nota 8)	78	91
Créditos tributários (nota 5)	165	175
Aplicações financeiras de uso restrito (nota 7)	20	60
Contas a receber do Governo Federal referentes a bônus pagos e custos incorridos com adaptação ao racionamento	-	23
Outros	137	135
	4.567	3.560
Total do ativo	19.252	17.119

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

BALANÇOS PATRIMONIAIS CONSOLIDADOS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004 E 2003

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

P A S S I V O E P A T R I M Ô N I O L Í Q U I D O

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
CIRCULANTE:		
Fornecedores (nota 12)	648	618
Salários e encargos sociais	189	199
Impostos a recolher (nota 13)	480	321
Dividendos e juros sobre capital próprio	470	241
Parcela de curto prazo de financiamentos de longo prazo (nota 14)	1.417	1.660
Encargos regulatórios a recolher (nota 15)	155	134
Obrigações pós-emprego (nota 16)	200	185
Participação dos empregados no resultado	63	51
Outros	171	120
	3.793	3.529
EXIGIVEL A LONGO PRAZO:		
Financiamentos de longo prazo (nota 14)	2.750	2.331
Obrigações pós-emprego (nota 16)	1.606	1.023
Impostos de renda diferido (nota 5)	874	798
Provisão para contingências (nota 17)	414	354
Fornecedores (nota 12)	246	325
Impostos a recolher (nota 13)	166	100
Outros	173	108
	6.229	5.039
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	21	27
PATRIMONIO LÍQUIDO: (nota 18)		
Capital Social -		
Ações preferenciais – 91.210.523 mil autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2004 e 2003	804	804
Ações ordinárias – 70.874.168 mil autorizadas, emitidas e em circulação em 31 de dezembro de 2004 e 2003	624	624
	1.428	1.428
Capital adicional integralizado	3.170	3.170
Lucros acumulados apropriados	2.693	2.693
Lucros acumulados não apropriados	2.449	1.290
Prejuízo abrangente acumulado	(531)	(57)
	9.209	8.524
Total do passivo e do patrimônio líquido	19.252	17.119

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DO RESULTADO
E DO LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E 2002
(Expressas 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 de		
	2004	2003	2002
RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS:			
Fornecimento de energia elétrica para consumidores finais (nota 19)	8.561	7.179	5.458
Recomposição tarifária extraordinária (nota 4)	89	63	281
Reajuste tarifário diferido (nota 4)	640	199	-
Fornecimento de energia elétrica para o sistema interligado (nota 19)	36	56	161
Uso da rede básica de transmissão	245	257	185
Outras receitas operacionais (nota19)	536	468	260
Impostos incidentes sobre as receitas (nota 19)	(2.453)	(2.190)	(1.473)
Total das receitas operacionais líquidas	7.654	6.032	4.872
CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS:			
Energia comprada para revenda (nota 20)	(1.477)	(1.396)	(1.333)
Gás natural comprado para revenda	(268)	(246)	(152)
Uso da rede básica de transmissão	(586)	(310)	(298)
Depreciação e amortização	(677)	(686)	(666)
Pessoal (nota 20)	(788)	(710)	(532)
Encargos regulatórios (nota 20)	(861)	(585)	(548)
Serviços de terceiros	(329)	(325)	(265)
Obrigações pós-emprego (nota 16)	(153)	(109)	(207)
Materiais e suprimentos	(83)	(88)	(78)
Ganho na venda de participação na GASMIG	102	-	-
Outros (nota 20)	(407)	(422)	(238)
Provisão para perdas nos ativos regulatórios diferidos (nota 4)	(9)	174	(28)
Total dos custos e despesas operacionais	(5.536)	(4.703)	(4.345)
Lucro operacional	2.118	1.329	527
RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS líquidas(nota 21)	350	674	(525)
Lucro antes dos impostos e participações minoritárias	2.468	2.003	2
IMPOSTOS DE RENDA – (DESPESA) CRÉDITO: (nota 5)			
Corrente	(543)	(224)	(187)
Diferido	(188)	(383)	161
	(731)	(607)	(26)
PARTICIPAÇÕES MINORITÁRIAS	2	-	12
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO	1.739	1.396	(12)
OUTROS COMPONENTES DO LUCRO ABRANGENTE:			
Ganhos (perdas) não realizados em títulos e valores mobiliários disponíveis para a venda:			
Ganhos não realizados no período	-	66	(17)
Menos: reclassificação dos ganhos incluídos no lucro líquido	-	(76)	-
Ajuste na obrigação mínima com fundo de pensão (nota 16)	(717)	(87)	378
Imposto de renda diferido - (despesa) crédito	243	33	(119)
	(474)	(64)	242
LUCRO ABRANGENTE	1.265	1.332	230
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	162.084.691	162.084.691	161.033.699
Lucro (prejuízo) básico e diluído por lote de mil ações ordinárias e preferenciais - em reais brasileiros	10,73	8,61	(0,07)

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO PARA OS EXERCICIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E 2002

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

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
CAPITAL SOCIAL:			
Ações preferenciais -			
Saldo no início do exercício	804	804	786
Transferência de lucros acumulados apropriados	-	-	18
Saldo no final do exercício	804	804	804
Ações ordinárias -			
Saldo no início do exercício	624	624	610
Transferência de lucros acumulados apropriados	-	-	14
Saldo no final do exercício	624	624	624
	1.428	1.428	1.428
CAPITAL ADICIONAL INTEGRALIZADO	3.170	3.170	3.170
LUCROS ACUMULADOS APROPRIADOS:			
Reserva de incentivos fiscais -			
Saldo no início do exercício	45	45	45
Transferência de lucros acumulados não apropriados	-	-	-
Saldo no final do exercício	45	45	45
Reserva de contas de resultado a compensar -			
Saldo no início do exercício	2.648	2.648	2.680
Transferência para capital social	-	-	(32)
Saldo no final do exercício	2.648	2.648	2.648
Reserva de lucros a realizar -			
Saldo no início do exercício	-	-	314
Transferência para lucros acumulados não apropriados	-	-	(314)
Saldo no final do exercício	-	-	-
Reserva legal -			
Saldo no início do exercício	-	-	94
Transferência para lucros acumulados não apropriados	-	-	(94)
Saldo no final do exercício	-	-	-
	2.693	2.693	2.693
LUCROS ACUMULADOS NÃO APROPRIADOS:			
Saldo no início do exercício	1.290	144	79
Lucro (prejuízo) líquido	1.739	1.396	(12)
Transferência de lucros acumulados apropriados	-	-	408
Dividendos e juros sobre capital próprio	(580)	(250)	(331)
Saldo no final do exercício	2.449	1.290	144
LUCRO (PREJUÍZO) ABRANGENTE ACUMULADO:			
Saldo no início do exercício	(57)	7	(235)
Ganhos não realizados no período	-	44	-
Menos: reclassificação dos ganhos incluídos no lucro líquido	-	(51)	-
Outros componentes do lucro (prejuízo) abrangente	(474)	(57)	242
Saldo no final do exercício	(531)	(57)	7
Patrimônio líquido no final do exercício	9.209	8.524	7.442

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS - CEMIG

DEMONSTRAÇÕES CONSOLIDADAS DOS FLUXOS DE CAIXA PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2004, 2003 E 2002

(Expressas em milhões de reais brasileiros)

(Tradução livre do original emitido na língua inglesa)

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS:			
Lucro (prejuízo) líquido	1.739	1.396	(12)
Ajustes para reconciliação do lucro (prejuízo) líquido ao caixa líquido gerado nas atividades operacionais -			
Depreciação e amortização	677	686	666
Passivos e ativos regulatórios diferidos	(598)	(67)	(432)
Perda (ganho) com variação monetária e cambial	(627)	(766)	342
Perda na alienação de ativo imobilizado	29	61	42
Obrigações pós-emprego	(118)	(152)	24
Provisões para contingências e devedores duvidosos	146	117	45
Provisão (reversão) para perda nos ativos regulatórios diferidos	9	(174)	28
Imposto de renda diferido	188	383	(161)
Ganho na venda de participação na GASMIG	(102)	-	-
Outros	(31)	15	(38)
Redução (aumento) de ativos operacionais -			
Contas a receber	(196)	(316)	(410)
Impostos a recuperar	(25)	(121)	38
Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais	49	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
Outros	117	(40)	(129)
Aumento (diminuição) de passivos operacionais -			
Fornecedores	(101)	(723)	289
Salários e encargos sociais	(25)	91	11
Impostos a recolher	240	198	125
Encargos regulatórios a recolher	21	40	42
Venda antecipada de energia elétrica	-	-	(42)
Juros provisionados de financiamentos de longo prazo e empréstimos de curto prazo	3	(111)	253
Outros	143	93	6
Caixa líquido gerado pelas atividades operacionais	1.538	658	732

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO:			
Aplicações financeiras de uso restrito	-	62	426
Venda de participação na Gasmig	154	-	-
Venda de títulos e valores mobiliários	-	119	-
Aquisição de novos investimentos	(10)	(4)	(103)
Aquisição de ativo imobilizado	(1.061)	(1.029)	(869)
Caixa líquido utilizado em atividades de investimento	(917)	(852)	(546)
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES FINANCEIRAS:			
Financiamentos de longo prazo obtidos	1.230	717	518
Pagamentos de financiamentos a longo prazo	(1.424)	(826)	(597)
Adiantamento de minoritários para futuro aumento de capital em subsidiárias	-	-	12
Recursos de empréstimos de curto prazo	316	820	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	(309)	(200)	(214)
Caixa líquido gerado (utilizado) em atividades financeiras	(187)	511	(281)
ACRÉSCIMO (DIMINUIÇÃO) LÍQUIDO DAS DISPONIBILIDADES	434	317	(95)
DISPONIBILIDADES:			
Início do exercício	440	123	218
Fim do exercício	874	440	123
	434	317	(95)
DIVULGAÇÃO SUPLEMENTAR AO FLUXO DE CAIXA:			
Impostos pagos – impostos de renda e contribuição social	225	169	42
Juros pagos, líquidos de juros capitalizados	383	405	285

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 2004, 2003 E 2002

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

1. A COMPANHIA E SUAS OPERAÇÕES

(a) A Companhia:

A Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG ("CEMIG" ou a "Companhia") é uma sociedade de capital aberto e economia mista, organizada de acordo com as leis da República Federativa do Brasil ("Brasil"), 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 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").

As subsidiárias em operação da CEMIG em 31 de dezembro de 2004 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 Usina Siderúrgica de Minas Gerais S.A. – USIMINAS;

- Companhia de Gás de Minas Gerais – GASMIG (participação de 55,19%) – Seus principais objetivos sociais são 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 à exploração, produção e estocagem de gás natural. Essas atividades, entretanto, não estão sendo desenvolvidas. Em dezembro de 2004, a CEMIG vendeu 40,00% de suas ações na GASMIG, conforme mencionado na nota 10;

- Empresa de Infovias S.A. (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. A Empresa de Infovias S.A. detém uma participação de 69,25% do capital social da Way TV Belo Horizonte, provedora de internet e TV a cabo em certas cidades do estado de Minas Gerais.

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

- Efficientia S.A. (“Efficientia”) (participação de 100,00%) – Seus principais objetivos sociais são a 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;

- Horizontes Energia S.A. (“Horizontes”) (participação de 100,00%) – Seus principais objetivos sociais 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;

- Central Termelétrica de Cogeração S.A. (“Cogeração”) (participação de 48,50%) – Seus principais objetivos sociais são a produção e comercialização de energia elétrica, em regime de produção independente através da implantação e exploração da Central Termelétrica denominada UTE Barreiro, localizada nas instalações da Vallourec & Mannesmann Tubes, no Estado de Minas Gerais;

- Rosal Energia S.A. (“Rosal”) (participação de 100,00%) – Seus principais objetivos sociais são a produção e comercialização de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica, através da usina hidrelétrica Rosal, localizada na divisa dos Estados do Rio de Janeiro e Espírito Santo. Esta usina foi adquirida em 2004, conforme mencionado na nota 10;

A Companhia ainda possui participação no capital das empresas relacionadas abaixo, ainda em fase pré-operacional em 31 de dezembro de 2004:

- Cemig Geração e Transmissão S.A. (participação de 100,00%) - Seus principais objetivos sociais serão a produção e transmissão de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica;

- Cemig Distribuição S.A. (participação de 100,00%) - Seu principal objetivo social será a distribuição de energia elétrica, como concessionária do serviço público de energia elétrica;

- Cemig PCH S.A., Cemig Capim Branco Energia S.A. e Usina Termelétrica Barreiro S.A. (participação de 100,00%) – Seus principais objetivos sociais serão a produção e a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente;

- Cemig Trading S.A. (participação de 100,00%) – Seus principais objetivos sociais serão comercialização e intermediação dos negócios relacionados a energia;

- Companhia de Transmissão Centroeste de Minas (participação de 51,00%) - Esta empresa será responsável pela construção e operação da linha de transmissão LT Furnas – Pimenta;

- Central Hidrelétrica Pai Joaquim S.A. (participação de 48,50%) – Seus principais objetivos sociais serão a produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente;

- Companhia Transleste de Transmissão (participação de 25,00%) - Esta 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;

- Companhia Transudeste de transmissão (participação de 24,00%) – Esta empresa será responsável pela construção e operação da linha de transmissão de 345 Kv - LT Itutinga – Juiz de Fora;

- Companhia Transirapé de Transmissão (participação de 24,40%) – Esta empresa será responsável pela construção e operação da linha de transmissão de 230 Kv - LT Irapé – Araçuaí.

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 longo prazo de venda de energia. 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.

2. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

Na preparação das demonstrações financeiras, segundo os princípios contábeis geralmente aceitos nos Estados Unidos da América ("U.S. GAAP"), a Administração é requerida a efetuar estimativas e a adotar premissas para o registro de ativos, passivos e divulgações de ativos e 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 e consórcios, (iv) provisões para perdas com contingências, e (v) estimativas para obrigações com benefícios pós-emprego, e outras estimativas semelhantes.

a) Base de apresentação - As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com o U.S. GAAP, que se diferencia em certos aspectos das demonstrações financeiras da Companhia, preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e que também são preparadas e arquivadas de acordo com as normas específicas da Comissão de Valores Mobiliários -CVM e ANEEL.

b) Correção monetária integral - Até 31 de dezembro de 1997, o Brasil era considerado um país de economia 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 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 foram 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 montantes históricos desses ativos e passivos a partir daquela data.

O patrimônio líquido apresentado nessas demonstrações financeiras difere daquele apresentado nas demonstrações financeiras societárias da Companhia, elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil em função de: (i) a partir de 1º de janeiro de 1996, a correção monetária das demonstrações financeiras preparadas de acordo com a Lei das Sociedades por Ações foi extinta, porém, para fins de U.S.GAAP, essa correção foi feita até 31 de dezembro de 1997; (ii) diferenças entre o IGP-DI e os índices oficiais de correção monetária para as demonstrações financeiras societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e; (iii) ajustes para adequação aos requerimentos dos U.S.GAAP. Os impostos sobre a renda corrente e a capacidade de distribuição de dividendos são determinados com base nas demonstrações financeiras societárias preparado de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

c) Princípios de consolidação - As demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos da CEMIG e suas controladas, em 31 de dezembro de 2004, e receitas e despesas da GASMIG até 15 de dezembro de 2004, data da aquisição de 40% das ações do capital da GASMIG pela Petrobrás. Conforme mencionado na nota 10, a CEMIG assinou um acordo de acionistas que implicou no controle em conjunto com o sócio minoritário que, impede a CEMIG de consolidar os saldos da GASMIG a partir da data desse acordo e conseqüentemente, o investimento da Companhia na GASMIG encontra-se registrado pelo método de equivalência patrimonial.

Na consolidação, 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 separadamente no passivo.

d) Moeda Estrangeira - Ativos e passivos denominados em moeda estrangeira são relacionados a financiamentos e são convertidos em reais às taxas oficiais de conversão fornecidas pelo Banco Central do Brasil, em cada data do balanço. Os ganhos e perdas resultantes dessa conversão são reconhecidos no resultado do exercício pelo regime de competência.

e) Disponibilidades – A Companhia considera como disponibilidades os saldos de caixa não-restritos, depósitos em bancos e aplicações financeiras de curto prazo com resgate não superior a três meses, imediatamente conversíveis em disponibilidades.

f) Aplicações financeiras de uso restrito - Consistem de aplicações com regaste não superior a três meses, e que estão vinculadas, restritamente, ao programa de investimentos da Companhia e à liquidação de financiamentos em moeda estrangeira, com base nos contratos e de acordo com as exigências do Banco Central do Brasil.

g) Contas a receber - Incluem valores faturados a consumidores e valores referentes a fornecimento de energia ainda não faturados aos consumidores na data do balanço. Encargos decorrentes de atrasos de consumidores são contabilizados pelo regime de caixa. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é registrada com base em estimativas da Administração, em valor suficiente para cobrir prováveis perdas.

h) Investimentos – Os investimentos da Companhia em empresas nas quais exerce influência significativa mas não o controle, são avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

i) Imobilizado - São registrados ao custo de aquisição ou construção, atualizados monetariamente até 31 de dezembro de 1997. Os juros e outros encargos financeiros de financiamentos com terceiros, excluindo perdas com variação cambial, incorridos durante o período de construção, são capitalizados em conformidade ao SFAS 34 – “Capitalization of Interest Cost” (Capitalização de encargos financeiros). A depreciação é calculada através do método linear, com taxas anuais determinadas pela ANEEL que representam a vida útil estimada dos ativos. Os gastos com manutenção e reparos são registrados como despesas operacionais quando incorridos. 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.

Outros investimentos, em 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 ativos dos consórcios é calculada através do método linear, com taxas anuais determinadas pela ANEEL, que representam a vida útil estimada dos ativos. Os gastos dos consórcios com manutenção e reparos são registrados como despesas operacionais quando incorridos.

j) Provisão para perda em ativos de longo prazo - A CEMIG segue o SFAS 144 - "Accounting for the Impairment or Disposal of Long-lived Assets " (Contabilização de provisão para perda em ativos de longo prazo e ativos de longo prazo a serem baixados). Sempre que eventos específicos ou quaisquer mudanças eventuais indiquem que os valores registrados dos ativos de longo prazo não possam ser recuperados, a CEMIG prepara estimativa do fluxo de caixa não descontado 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 pratica contábil para todos os períodos apresentados.

k) 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 seja 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.

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 estes impostos da receita operacional bruta.

l) Impostos de renda - A CEMIG contabiliza imposto de renda e contribuição social, de acordo com SFAS 109 - "Accounting for Income Taxes" (Contabilização de impostos de renda), 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.

m) Contingências - A Companhia contabiliza provisão para contingências quando a perda é considerada provável, baseada em opiniões jurídicas, interna e externa, e é razoavelmente estimável, de acordo com o SFAS 5, "Accounting for Contingencies" (Contabilização de contingências).

n) Planos de benefícios pós-emprego - 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.

o) Custos de preservação e recuperação ambiental - A CEMIG, de acordo com sua política ambiental, estabeleceu vários programas de prevenção e controle de danos com a finalidade de limitar seus riscos relacionados às questões ambientais. Os custos destes programas são contabilizados quando incorridos. A política da CEMIG é provisionar os custos de recuperação quando a sua responsabilidade é considerada provável e os montantes calculáveis. Nenhuma provisão referente a este respeito foi requerida até esta data.

p) Lucro (prejuízo) abrangente - A CEMIG contabiliza o lucro (prejuízo) abrangente de acordo com SFAS 130 "Reporting Comprehensive Income" (Divulgação de lucros abrangentes) e optou por apresentá-los na demonstração do resultado. O lucro (prejuízo) abrangente contempla os resultados dos ganhos e perdas não realizados sobre valores de títulos e valores mobiliários classificados como disponíveis para venda, de acordo com SFAS 115 "Accounting for Certain Investments in Debt and Equity Securities" (Contabilização para certos investimentos como dívida e títulos e valores mobiliários), e ajustes nas obrigações mínimas com fundo de pensão, conforme o SFAS 87. Todos os investimentos em títulos e valores mobiliários classificados como disponíveis para venda foram vendidos em 2003.

(q) Regulamentação e ativos regulatórios diferidos – Como resultado de várias ações tomadas pelo Governo Federal e pela ANEEL em 2001, a Companhia está sujeita aos efeitos do SFAS 71 "Accounting for the Effects of Certain Types of Regulation" (Contabilização de efeitos de certos tipos de regulamentação). A estrutura de ajuste tarifário no Brasil está agora desenhada para prover a recuperação dos custos permitidos à Companhia, incluindo aqueles resultantes das

determinações do Governo Federal relacionados às medidas do racionamento de energia impostas em 2001, descritas abaixo. Desta forma, a Companhia capitaliza os custos permitidos incorridos como ativos regulatórios diferidos quando instruída pela ANEEL e quando há uma provável expectativa de que receitas futuras iguais aos custos incorridos, serão faturadas e recebidas como resultado direto da inclusão destes custos numa tarifa reajustada definida pelo órgão regulador. O ativo regulatório diferido é revertido ao resultado quando a Companhia recebe estes custos através do faturamento aos consumidores pela tarifa majorada. A ANEEL realiza uma revisão tarifária em bases anuais. Caso a ANEEL exclua a totalidade ou parte dos custos na 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 hídricos. 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$404 (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 recuperados 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 (como autorizado pela ANEEL). Vide nota 4.

(r) Lucro por ação - Considerando que cada classe de ações participa igualitariamente 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 na medida em que for recebendo valores do Contas a receber do Governo do Estado de Minas Gerais, valores estes, que têm sido liquidados com dividendos devidos ao Governo do Estado. As ações serão consideradas para o calculo 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 dilutivo 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 2004 e 2003, a CEMIG não teve a obrigação de emitir

ações relacionadas com dividendos usados para liquidação do contas a receber, tendo em vista que as rerspectivas ações (129,145 ações) foram emitidas em 2002. Como conseqüência, não existe diferença entre o lucro básico por ação e o lucro diluído por ação.

(s) Informação por segmento – A Companhia opera nos segmentos de energia elétrica, distribuição de gás e telecomunicações. Vide nota 30. O segmento de energia elétrica é administrado de forma centralizada, considerando os resultados consolidados das operações de geração, transmissão e distribuição de energia até 31 de dezembro de 2004. Desta forma, o segmento de energia elétrica representa um único segmento, de acordo com os critérios descritos no SFAS 131 - "Disclosures about Segments of an Enterprise and Related Information" (Divulgações sobre segmentos de negocio e informações relacionadas)" Conforme descrito na nora 2, a Companhia desverticalizou suas operações em 1 de janeiro de 2005, para separar suas atividades de geração e transmissão e distribuição.

(t) 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 de precificação com origem nos critérios de mercado, que são baseados no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

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

Até março de 1993, o processo de determinação das tarifas de energia elétrica no Brasil era realizado com base em dois princípios: (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 extrapatrimonial e não como um ativo no balanço patrimonial.

Com a promulgação da Lei n° 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 agencia 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:

(a) 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.

(b) 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$1.844 em 31 de dezembro de 2004. 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 abril de 2002 a dezembro de 2004 no montante de R$800, não impactaram os resultados dos respectivos exercícios, 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. As provisões constituídas são consideradas permanentemente 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 maio de 2005, no montante de R$552, 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 a 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 2004 é de R$1.097, 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.

Parte das prestações do Terceiro Aditivo de 1 de Junho de 2003 a 1 de maio de 2005, no montante de R$348, 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.

A CEMIG pagou juros sobre capital próprio em dezembro de 2004, dos quais R$72 foram pagos ao Governo do Estado. Parte dos juros sobre o capital próprio, no valor de R$49, foi utilizada 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.

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.

(d) Composição do saldo da CRC em 31 de dezembro:

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Segundo aditivo:		
A vencer	1.409	1.293
Vencidos em 31 de dezembro	435	226
(-) Provisão para perdas	(1.844)	(1.519)
Montante líquido contabilizado	-	-
Terceiro Aditivo:		
A vencer	836	744
Vencidos em 31 de dezembro	261	147
Montante líquido contabilizado	1.097	891

Encontra-se registrado no Passivo Circulante os dividendos e os juros sobre o capital, proposto pela Diretoria Executiva e Conselho de Administração a serem distribuídos aos seus acionistas em função do resultado do exercício de 2004, após aprovação pela Assembléia de Acionistas, dos quais R$147 são devidos ao Governo do Estado de Minas Gerais. Do total dos dividendos, uma parte equivalente a R$23 foi destinada à aquisição de debêntures da usina de Irapé pelo Estado de Minas Gerais e R$124 poderãoser retidos para quitação de parte dos créditos vencidos da CRC .

e) Negociações com o Governo Estadual

O Governo Estadual está preparando uma nova proposta para negociar o pagamento do contrato da CRC. Esta proposta, contempla um novo aditivo contratual, com repactuação da forma e prazo de pagamento do contrato que viabilize o pagamento integral da CRC, assim como uma nova política de dividendos para a Companhia que permitirá a retenção de dividendos devidos ao Governo do Estado.

4. ATIVOS REGULATÓRIOS DIFERIDOS

A composição dos ativos regulatórios diferidos são como segue:

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Plano de Racionamento de Energia:		
Perdas de receita (com expectativa de recuperação em 24 meses) ocorridas durante o período do racionamento	404	446
Contabilização das transações com energia no CCEE/MAE	1.002	1.030
(-) Provisão para perda nos ativos regulatórios diferidos	(13)	(4)
	1.393	1.472
Custos adicionais da Parcela A:		
- Periodo de 1º de janeiro de 2001 a 25 de outubro de 2001	462	398
- Periodo de 26 de outubro de 2001 em diante	549	621
Reajuste tarifário diferido	1.013	211
PIS-PASEP/COFINS	348	-
	3.765	2.702
Circulante	836	633
Outros ativos	2.929	2.069

Durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002, a CEMIG arrecadou R$310, R$271 e R$218, respectivamente, como resultado de aplicação da recomposição tarifária extraordinária.

O ICMS incidente sobre a receita do programa de racionamento, reajuste tarifário diferido e ativo regulatório – PIS-PASEP/COFINS totalizando R$537 em 31 de dezembro de 2004 (R$370 em 31 de dezembro de 2003), somente é devido por ocasião da emissão da respectiva fatura de energia elétrica ao 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 2004, como resultado da aplicação e do faturamento da recomposição tarifária extraordinária, a CEMIG arrecadou ICMS de aproximadamente R$65, que foi repassado ao Governo do Estado. O ICMS incidente sobre a receita do programa de racionamentoseria registrado como receita operacional bruta e dedução da receita, não afetando a receita operacional líquida.

a) 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 2.148, 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 a 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 conseqüência 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 29 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"), sucedida pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE ("CCEE/MAE), até dezembro de 2002. Estes itens serão recuperados através de uma recomposição tarifária extraordinária como segue:

I. 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; e
II. 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$13 e R$4 em 31 de dezembro de 2004 e 2003, respectivamente.

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 2004, tenham sido de R$692 em dezembro de 2004 (R$781 em 31 de dezembro de 2003), a CEMIG reconheceu um ativo regulatório com base nos requerimentos de USGAAP, em 31 de dezembro de 2004, no montante de R$404 (R$446 em 31 de dezembro de 2003), em conformidade ao consenso obtido pelo FASB - EITF Assunto Nº. 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 reembolsado 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 CCEE/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 CCEE/MAE, de forma a suprir os seus consumidores. Durante esse período, os preços da energia livre vendida eram significativamente superiores aos preços estabelecidos nos contratos iniciais de compra de energia.

Os custos relacionados à energia livre vendida no CCEE/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 CCEE/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 CCEE/MAE até R$49,26/MWh.

Conforme Resolução ANEEL nº 36, de 29 de janeiro de 2003, a partir de março de 2003, a Companhia deve arrecadar e repassar aos geradores os valores obtidos mensalmente através da recomposição tarifária extraordinária . De acordo com essa resolução a CEMIG também tem direito a receber R$200 de outros distribuidores referentes às suas atividades de geração até dezembro de 2004. Porém, apenas R$52 desse montante foi recebido pela Companhia uma vez que algumas distribuidoras, por interpretarem que a Companhia, por estar questionando judicialmente a metodologia de cálculo de suas obrigações como resultado das transações CCEE/MAE, item "a.2.3" desta nota, estaria também questionando o Acordo Geral do Setor Elétrico, e por iso estariam impedidas de efetuar o referido repasse para a CEMIG.

A parcela de 82% que a CEMIG tem a receber nas transações no CCEE/MAE está sendo atualizada pela variação da SELIC. Os 18,00% restantes não estão sendo atualizados. Os valores não atualizados correspondem, segundo estimativas da CEMIG, aos montantes não pagos no âmbito do CCEE/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.

Em dezembro de 2002, a CEMIG entrou com processo administrativo contra a ANEEL e CCEE/MAE contestando os montantes cobrados à Companhia durante processo de liquidação financeira executado pelo CCEE/MAE, por acreditar que, o valor de R$143 a pagar ao CCEE/MAE não foi corretamene calculado. A ANEEL contestou essa reclamação e emitiu decisão que suspende o pagamento dos créditos de RTE restantes no montante de R$148 à CEMIG. Em janeiro de 2003, a Companhia entrou com uma ação para cancelar a decisão da ANEEL referente à suspensão do pagamento da RTE e o Supremo Tribunal Federal foi favorável à CEMIG suspendendo os efeitos da decisão da ANEEL. Em dezembro de 2004, a Companhia desistiu do processo e entrou em acordo com a ANEEL e com os outros participantes do mercado, mas a retirada dessa ação ainda está sujeita a aprovação jucicial. A CEMIG constituiu provisão para perdas de R$143 referente a essa questão, de forma que a desistência da ação não teve nenhum impacto nas demonstrações financeiras para o ano findo em 31 de dezembro de 2004.

As principais condições do acordo acima mencionado, ainda sujeito a aprovação pelos agentes da CCEE e ANEEL, são como segue:

- CCEE/MAE irá recalcular as obrigações da CEMIG;
- Os valores calculados serão atualizados pelo IGP-M a partir de Julho de 2003 até o início da liquidação em data a ser determinada pelo CCEE/MAE;
- A CEMIG iniciará a liquidação dos débitos no prazo de até 50 meses com atualização pela variação da SELIC a partir da data do início da liquidação acrescida de 1,00% de juros ao ano; e
- A ANEEL suspenderá a restrição imposta às distribuidoras de repasse à CEMIG dos valores da RTE. As distribuidoras farão o repasse à CEMIG dos valores retidos em 2 parcelas mensais e consecutivas, em data a ser definida pela CCEE/MAE.

(a.3) Recuperação de custos adicionais da Parcela A :

(a.3.1) Custos adicionais da Parcela A de 1º de Janeiro de 2001 a 25 de Outubro de 2001

Através da Resolução ANEEL nº 90, de 18 de fevereiro de 2002, foram estabelecidos os procedimentos para reposição 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 recuperação.

A ANEEL, através da Resolução Normativa nº 1 de 12 de janeiro de 2004, definiu que os valores das variações dos custos da Parcela A não estão sujeitos ao prazo limite de vigência da recomposição

tarifária extraordinária. A recuperação desses custos 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 também será utilizado para a 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 reposição dos custos da Parcela A incorridos de 10 de março de 2002 até 9 de março de 2003. Os custos da parcela A foram 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 2004, foram classificados no ativo circulante como outros ativos considerando o respectivo período de realização.

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

Itens da Parcela A	Total 31 dezembro de 2004	Total 31 dezembro de 2003
Encargos de serviços do sistema	143	206
Tarifa de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional	178	257
Tarifa de transporte de energia elétrica de Itaipu Binacional	12	11
Quota para a conta de consumo de combustível – CCC	(31)	(132)
Tarifa para uso da rede básica de transmissão	170	170
Quota conta desenvolvimento energético - CDE	33	48
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	44	61
	549	621

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 2005, de acordo com as estimativas da Administração.

(b) Ativo regulatório diferido

A Resolução ANEEL nº 71, datada de 4 de abril de 2005, divulgou os resultados definitivos da revisão tarifária periódica da CEMIG. Conforme esta resolução, o reajuste tarifário que deveria ter sido aplicado às tarifas da CEMIG em 8 de abril de 2003 era de 44,41% ao contrário dos 31,53% aplicados. A diferença será incluída pela ANEEL nos reajustes tarifários futuros. Conseqüentemente, a CEMIG registrou o ativo regulatório diferido, correspondente a aplicação da diferença de 44,41% e o reajuste da tarifa de 31,53% no volume de energia vendida para os consumidores finais de 8 de abril de 2003 a 31 de dezembro de 2004, no montante de R$1.013, incluindo variação monetária. Este montante será arrecadado no período de 8 de Abril de 2004 até 8 de abril de 2007, através de reajustes tarifários.

Em 2003, a Companhia registrou um ativo regulatório diferido no montante de R$211, correspondente à aplicação da diferença de 37,86% (reajuste tarifário provisório divulgado pela ANNEL no período

anterior) e o reajuste da tarifa de 31,53% no volume de energia vendida para os consumidores finais de 8 de abril de 2003 a 31 de dezembro de 2003.

c) PIS-PASEP/COFINS

Através das Leis Federais n^{o} 10.637 e 10.833 foram alteradas as bases de cálculo e majoração das alíquotas do PIS-PASEP/COFINS ocasionando um acréscimo nas despesas com PIS-PASEP de dezembro de 2002 a dezembro de 2004 e nas despesas com COFINS de fevereiro a dezembro de 2004. A ANEEL, através de correspondência enviada à CEMIG, reconhece o direito da Companhia ser ressarcida dos custos adicionais com PIS-PASEP/COFINS. Desta forma, a CEMIG registrou, de acordo com critério definido pela ANEEL, os créditos como Ativo Realizável a Longo Prazo e em contrapartida reduzindo a despesa com PIS-PASEP/COFINS.

Os valores registrados deverão ser recuperados nos reajustes tarifários futuros a partir de abril de 2005, sendo que os critérios de atualização e prazo de recuperação estão ainda pendentes de definição pela ANEEL. Entretando, a CEMIG registrou os valores com atualização pela variação do IGP-M.

	31 de dezembro de 2004
PIS-PASEP – aumento nas despesas de dezembro de 2002 a dezembro de 2004	101
COFINS aumento nas despesas de fevereiro de 2004 a dezembro de 2004	228
Atualizaçào monetária – IGP-M	19
	348

5. CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS

Os impostos incidentes no Brasil incluem o imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro (correspondente a um imposto de renda adicional). Para fins de U.S. GAAP, as taxas anuais aplicáveis são de 25% para o imposto de renda e 9% para contribuição social.

(a) 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:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Lucro antes dos impostos de renda e participações minoritárias	2.468	2.003	2
Impostos incidentes sobre a renda – Alíquota de 34%	(839)	(681)	(1)
Efeitos:			
Benefício (despesa) tributário -			
Juros sobre capital próprio	173	85	73
Juros e variação monetária do contas a receber do Governo do Estado objeto de provisão para perdas	(111)	(67)	(91)
Amortização das obrigações especiais	35	31	32
Outros	11	25	(39)
Despesa apresentada na demonstração do resultado	(731)	(607)	(26)

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 preparadas de acordo com as práticas 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 (TJLP), e os juros pagos não deverão exceder o maior valor apurado 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 dos juros sobre capital próprio. O pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas está sujeito à retenção de 15% a título de imposto de renda retido na fonte.

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

Os créditos tributários existentes em 31 de dezembro de 2004 e 2003, foram calculados considerando a alíquota nominal oficial de 34%, que é a alíquota que se espera estar em vigência no momento da realização dos créditos. Os principais componentes dos créditos tributários diferidos são:

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Circulante e outros ativos -		
Prejuízos fiscais a compensar	16	133
Benefícios pós-emprego	90	-
Provisão para contingências	100	77
Outras diferenças temporárias	108	79
	314	289
Ativo circulante	149	114
Outros ativos	165	175
Passivos de longo prazo -		
Benefícios pós-emprego	-	(116)
Diferenças temporárias nos ativos regulatórios	(461)	(245)
Efeitos de diferenças entre o valor contábil e a base fiscal do ativo imobilizado	(413)	(437)
Líquido	(874)	(798)

Para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003, os créditos diferidos com impostos de renda de R$243 e R$33 respectivamente e para o exercício findo em 31 de dezembro de 2002, despesas diferidas com imposto de renda de R$119, referentes a ajuste nas obrigações mínimas com fundo de pensão 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.

6. DISPONIBILIDADES

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

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Caixa e bancos	48	128
Aplicações financeiras de curto prazo, principalmente certificados de depósito bancários e fundos de investimento financeiro, avaliados a valor justo	826	312

	874	440
	===	===

A CEMIG e suas controladas têm investimentos em títulos públicos e privados de emissão de terceiros, com remuneração baseada no CDI, podendo ser resgatados a qualquer tempo sem penalidade ou perda de rentabilidade.

7. 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	
	2004	**2003**
Rendimento baseado na variação do CDI	20	91
Rendimento baseado na variação do dólar/real	-	41
	20	132
	===	===
Circulante	-	72
Outros ativos – não circulantes	20	60

8. CONTAS A RECEBER LÍQUIDO

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

		Vencidas		Total em 31 de dezembro de	
	Vincendas	**Até 90 dias**	**Há mais de 90 dias**	**2004**	**2003**
Residencial	284	157	43	484	409
Industrial	218	44	141	403	351
Comercial	120	66	36	222	202
Rural	35	20	9	64	56
Poder público	45	23	23	91	121
Serviço público	123	26	8	157	103
Subtotal	825	336	260	1.421	1.242
Suprimento	5		-	5	5
	830	336	260	1.426	1.247
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(165)	(165)	(106)
	830	336	95	1.261	1.141
	====	====	====	====	====
Circulante	752	336	95	1.183	1.050
Outros ativos	78	-	-	78	91

Nenhum consumidor individual representa mais de 10% do total do contas a receber em 31 de dezembro de 2004 e 2003 e da receita com fornecimento de energia elétrica para consumidores finais para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002.
Em 31 de dezembro de 2004 outros ativos não circulantes incluem créditos a receber de consumidores no montante R$78, com a seguinte composição:

- R$52 da Companhia de Saneamento de Minas Gerais – COPASA, empresa controlada pelo Governo do Estado de Minas Gerais. A CEMIG renegociou o pagamento desse crédito a receber em 96 parcelas mensais e consecutivas, de outubro de 2004 a setembro de 2012. As parcelas são atualizadas pela variação de IGP-M e acrescidas de juros de 0,5% a.m..

- R$26 referentes a valores a receber da Prefeitura Municipal de Belo Horizonte – PBH, advindos substancialmente de iluminação pública. Os débitos da PBH foram renegociados para pagamento em 80 meses, com término em março de 2010, e são atualizados com base nos reajustes tarifários da CEMIG.

As movimentações na provisão para créditos de liquidação duvidosa são as seguintes:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Saldo no início do exercício	106	58	54
Valores baixados	(3)	(9)	(9)
Provisão constituída no exercício	62	57	13
Saldo no final do exercício	165	106	58

9. IMPOSTOS A RECUPERAR

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

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Circulante -		
Imposto de renda	75	64
Contribuição social	3	9
ICMS	27	26
Outros	3	9
	108	108
Outros ativos – não circulantes		
ICMS	141	116
	141	116

Os créditos de ICMS recuperáveis estão sendo compensados pela Companhia com o ICMS a pagar, em 48 meses, conforme a legislação tributária brasileira. Adicionalmente, encontra-se registrado o montante de R$20 referente a créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens utilizados na atividade da CEMIG, cuja compensação está sendo discutida judicialmente com o Governo do Estado de Minas Gerais.

10. INVESTIMENTOS

	31 de dezembro de	
	2004	2003
Ágio na aquisição de participação na Rosal Energia	33	-
Investimento na Gasmig	80	-
Outros investimentos	15	12
	128	12

a) GASMIG – Alienação de 40% de participação da Cemig no Capital Social da GASMIG para a Petrobrás

Em 15 de dezembro de 2004, a CEMIG alienou 40% de suas ações da GASMIG para a Petrobrás por R$154, resultando num ganho de R$102. O preço de venda foi determinado com base no fluxo de caixa descontado da GASMIG.

A alienação é parte do Acordo de Associação entre CEMIG, GASMIG e PETROBRÁS, assinado em 25 de agosto de 2004, visando o desenvolvimento do mercado de gás natural. O Acordo contempla um Plano Diretor prevendo os investimentos na expansão das redes de distribuição de gás pela GASMIG. Segundo esse plano, a GASMIG elevará o seu volume de distribuição diária de gás natural dos atuais 3,5 milhões de m^3/dia para 4,5 milhões de m^3/dia ao final de 2006, atingindo 11,1 milhões de m^3/dia em 2023.

Acordo de Acionistas da GASMIG

Em 2004 a Companhia assinou um Acordo de Acionistas com a Petrobrás em relação à GASMIG, conferindo à Petrobrás o direito de participação, entre outros aspectos, (i) na aprovação dos orçamentos operacionais e (ii) na aprovação das transações não contempladas no orçamento operacional em montantes inferiores a determinados limites. Como resultado desse controle em conjunto, a Companhia é impedida de consolidar os saldos da GASMIG e conseqüentemente, seu investimento na GASMIG é registrado pelo método de equivalência patrimonial a partir da data de assinatura do acordo de acionistas.

b) Investmento na Rosal Energia S.A.

Em 23 de dezembro de 2004, a CEMIG adquiriu as ações correspondentes a 100,00% do capital social da Rosal Energia S.A. pelo valor de R$134. Essa empresa possui os direitos de exploração social do aproveitamento hidrelétrico, bem como o sistema de transmissão associado da Usina Hidrelétrica Rosal, com potência instalada de 55MW. O preço de aquisição foi determinado pelo fluxo de caixa projetado da Rosal Energia até 2032 quando expira a data de sua concessão.

A CEMIG definiu o valor de custo através de elaboração de um laudo de avaliação pelo valor justo dos ativos e passivos da Rosal Energia S.A. e determinou o ágio de acordo com o método de custo descrito no SFAS 141 “Business Combinations” and SFAS 142 “Goodwill and Other Intangible Assets”. A aplicação do SFAS 141 e 142 resultou no reconhecimento do ágio no montante de R$33.

Os ativos líquidos consolidados adquiridos da Rosal Energia são como segue:

	31 de dezembro de 2004
Imobilizado	107
Outros ativos	5
Total do ativo adquirido	112
Passivo circulante	(1)
Outros passivos exigíveis a longo prazo	(10)
Ativo líquido consolidado	101
Participação adquirida	100,00%
Ativo líquido adquirido consolidado	101
Preço de aquisição	134
Ágio na aquisição	33

11. IMOBILIZADO, LÍQUIDO

A tabela abaixo apresenta o ativo imobilizado consolidado:

	Taxa média anual de depreciação	31 de dezembro de	
		2004	2003
Em serviço -	%		
Geração -			
Hidrelétrica	2,48	7.922	7.787
Hidrelétrica – Consórcios	2,51	470	263
Termelétrica	2,29	260	261
Transmissão	3,38	1.622	1.512
Distribuição	4,92	7.571	7.421
Administração	7,71	441	458
Gás	5,96	-	82
Telecomunicação	7,94	347	334
		18.633	18.118
Depreciação e amortização acumuladas -			
Geração		(4.202)	(3.993)
Geração – Consórcios		(21)	(11)
Transmissão		(848)	(800)
Distribuição		(3.848)	(3.553)
Administração		(345)	(330)
Gás		-	(18)
Telecomunicação		(81)	(52)
		(9.345)	(8.757)
Total em serviço		9.288	9.361
Imobilizações em curso -			
Geração		946	549
Geração – Consórcios		493	524
Transmissão		35	90
Distribuição		366	336
Administração		53	34
Gás		-	18
Telecomunicação		10	5
Total das imobilizações em curso		1.903	1.556
Total		11.191	10.917

Os encargos financeiros capitalizados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002 foram de R$194, R$131, R$74, 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 incorridos na medida em que são recebidos.

A CEMIG possui terrenos e edificações registrados como Ativo Imobilizado – Administração que foram dados em garantia 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 17).

Imobilizações em curso – Geração inclui os gastos incorridos relativos a Usina de Irapé no montante de R$802 (R$355 in 2003).

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. Esses projetos são administrados através de contratos de execução que estabelecem os direitos e obrigações de cada participante.

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

		31 de dezembro de	
	Participação da CEMIG %	**2004**	**2003**
Em serviço -			
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50	207	-
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00	153	153
Usina Hidrelétrica de Igarapava	14,50	56	56
Usina Hidrelétrica de Porto Estrela	33,33	54	54
(-) Depreciação acumulada		(21)	(11)
		449	252
Em curso -			
Usina Hidrelétrica de Aimorés	49,00	467	305
Usina Hidrelétrica de Cemig Capim Branco	21,05	24	17
Usina Hidrelétrica de Funil	49,00	2	-
Usina Hidrelétrica de Queimado	82,50	-	202
		493	524
		942	776

A participação dos demais consorciados na energia gerada nos empreendimentos é como segue:

Consócios	Acionistas	Participação (%)
Porto Estrela	Companhia de Tecidos Nortes de Minas Gerais – COTEMINAS	33,34
	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	33,33
Igarapava	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	38,15
	Companhia Mineira de Metais – CMN	23,93
	Companhia Siderúrgica Nacional – CSN	17,92
	Mineração Morro Velho – MMV	5,50
Funil	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	51,00
Queimado	Companhia Energética de Brasília	17,50
Aimorés	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	51,00
Capim Branco Energia S.A.	Companhia Vale do Rio Doce – CVRD	48,42
	Comercial e Agrícola Paineiras Ltda.	17,89
	Companhia Mineira de Metais – CMM	12,63

12. FORNECEDORES

	31 de dezembro de	
	2004	2003
Suprimento de Energia Elétrica -		
Eletrobrás – Energia de Itaipu	166	178
Furnas Centrais Elétricas S.A. (indexado pelo dólar norte-americano)	31	52
Mercado Atacadista de Energia – CCEE/MAE	149	146
Pagamento aos geradores pela energia comprada no CCEE/MAE	364	412
Outros	47	41
	757	829
Materiais e Serviços	137	114
	894	943
Circulante	648	618
Exigível a longo prazo	246	325

Dos valores devidos, R$143, não foram pagos e para os quais foi constituído passivo no valor total, 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 cálculos pela CCEE/MAE, tendo em vista as negociações entre a CEMIG e agentes da CCEE/MAE conforme descrito na nota 4.

13. IMPOSTOS A RECOLHER

A tabela a seguir descreve os impostos a recolher:

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Curto prazo -		
Imposto de renda	159	80
Contribuição social	60	31
ICMS	169	142
COFINS	56	33
Outros	36	35
	480	321
Longo prazo -		
COFINS	139	84
PASEP	27	16
	166	100
	646	421

Os impostos federais registrados no longo prazo, líquidos, decorrem dos ativos e passivos advindos do Acordo Geral do Setor Elétrico e do reajuste tarifário diferido, os quais são devidos à medida da realização desses ativos e passivos. Estes impostos estão contabilizados pelas alíquotas esperadas para o momento de sua realização. O imposto de renda e a contribuição social advindas desses eventos são contabilizados como impostos de renda diferidos (veja nota 5).

14. FINANCIAMENTOS

(a) As tabelas a seguir descrevem os financiamentos:

				2004			2003
CREDORES	Vencimento do Principal	Encargos Financeiros Anuais (%)	Moedas	Curto Prazo	Longo prazo	Total	Total
MOEDA ESTRANGEIRA - CONTROLADORA							
ABN AMRO Bank – N.V.	Semestralmente até 2005	Libor + 4,25	US$	9	-	9	29
ABN AMRO Real S.A. I, II e III	Semestralmente até 2009	6,35	US$	1	77	78	-
Banco BNL do Brasil S.A.	Semestralmente até 2005	Libor + 0,50	US$	13	-	13	16
Banco do Brasil S.A. - Bônus Diversos (1)	Semestralmente até 2024	Diversos	US$	24	187	211	250
Banco do Brasil S.A. I	Pagamento único em 2004	1,40	JPY	-	-	-	99
Banco do Brasil S.A. II	Semestralmente até 2004	Libor + 3,13	US$	-	-	-	41
Banco do Brasil S.A. III	Pagamento único em 2004	10,38	US$	-	-	-	119
Banco do Brasil S.A. V	Pagamento unico em 2005	1,30	JPY	81	-	81	83
Banco do Brasil S.A. VI	Pagamento único em 2009	3,90	JPY	-	101	101	-
Banco Interamericano de Desenvolvimento -BID	Semestralmente até 2006	4,00 a 7,67	US$	13	6	19	35
Banco Itaú – BBA I	Semestralmente até 2004	3,70	US$	-	-	-	120
Banco Itaú – BBA II (2)	Pagamento único em 2005	Diversos	US$	83	-	83	90
Banco Itaú – BBA III	Semestralmente até 2004	3,69	US$	-	-	-	111
Banco Itaú – S.A. I	Semestralmente até 2007	Libor + 3,25	US$	47	66	113	148
Banco Itaú – S.A. II	Anualmente até 2004	Libor + 2,45	US$	-	-	-	49
Citibank N.A II	Anualmente até 2004	Libor + 5,50	US$	-	-	-	34
Citibank N.A III	Pagamento único 2004	10,00	US$	-	-	-	33
Citibank N.A IV	Semestralmente até 2005	Libor + 4,25	US$	7	-	7	23
ING Bank – Eurobônus	Pagamento único 2004	9,13	US$	-	-	-	79
KFW	Semestralmente até 2016	4,50	EURO	2	26	28	31
LLoyds Tsb Bank Plc	Semestralmente até 2004	Libor + 6,00	US$	-	-	-	7
Siemens LTDA, I	Semestralmente até 2004	Libor + 4,25	US$	-	-	-	91
Siemens LTDA, II	Semestralmente até 2005	9,97	US$	22	-	22	47
UNIBANCO I, II e III	Pagamento único 2009	6,50	US$	-	190	190	-
UNIBANCO IV	Pagamento único 2009	5,50	US$	-	5	5	-
UNIBANCO V	Pagamento único 2009	5,00	US$	-	23	23	-
MBK Furukawa Sistemas S.A. / Unibanco	Semestralmente até 2008	Libor + 5,45	US$	17	41	58	81
Toshiba do Brasil S.A.	Quinzenal até 2009	Libor 6,00	US$	4	12	16	18
Ottros	Diversos	Diversos	Diveros	19	43	62	78
Dívida referente a Moeda Estrangeira				342	777	1.119	1.712
MOEDA NACIONAL - CONTROLADORA							
Banco Credit Suisse First Boston S.A.	Diversos	100,00 do CDI	R$	-	66	66	-
Banco do Brasil	Pagamento único em 2009	111,00 do CDI	R$	3	119	122	-
Banco Itaú – BBA IV	Pagamento único em 2004	CDI + 3,90	R$	-	-	-	302
Banco Itaú – BBA V	Pagamento único em 2008	IGP-M (5) + 10,48	R$	12	213	225	-
Banco Itaú – BBA VI	Anualmente até 2008	CDI + 2,00	R$	3	100	103	-
Banco Votorantim S.A.	Pagamento único 2010	113,00 do CDI	R$	-	54	54	-
BNDES	Mensalmente até 2008	SELIC + 1,00	R$	102	288	390	475
Bradesco I, II, III, IV, V, VI, VII e VIII	Pagamento único 2005	107,50 do CDI	R$	218	-	218	-
Debêntures I (3)	Anualmente até 2006	IGP-M + 12,70	R$	504	485	989	879
Debêntures II - Governo do Estado de M.G. (4)	Anualmente de 2027 a 2028	IGP-M	R$	-	8	8	50
Debêntures III (3)	Pagamento único em 2014	IGP-M + 10,50	R$	15	246	261	-
ELETROBRÁS I	Mensal até 2013	FINEL (6) + 6,50	R$	17	109	126	139
ELETROBRÁS II	Mensal até 2005	IGP-M + 10,00	R$	52	-	52	88
ELETROBRÁS III	Diversos	UFIR (7), RGR + 5,00 a 8,00	R$	28	133	161	110
Grandes Consumidores - TELEMIG/ C.V.R.D.	Diversos	Diversos	R$	3	6	9	8
HSBC I e II	Pagamento único 2005	104,00 do CDI	R$	33	-	33	-
UHESC S.A.	Anualmente até 2005	IGP-M + 14,66	R$	63	-	63	56
UNIBANCO	Pagamento único em 2009	CDI + 2.98	R$	4	104	108	103
Outros	Diversos	Diversos	R$	18	42	60	69
Dívida referente a Moeda Nacional				1.075	1.973	3.048	2.279
TOTAL DA COMPANHIA				1.417	2.750	4.167	3.991

1) As taxas de juros aplicáveis sobre os financiamentos em aberto da Companhia variam de 2% a 8 % ao ano;

2) *Libor* semestral mais *spread* de 0.81 a 0.88% por ano para as obrigações com taxas flutuantes;

3) Debêntures simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência e emissão de certificados. Fazem jus a remuneração anual definida em processo de "bookbuilding";

4) 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. A Companhia realizou as primeiras três emissões no montante de R$23 cada de 2002 a 2004. Estas debêntures foram adquiridas pelo Estado de Minas Gerais com recursos oriundos da distribuição de dividendos da CEMIG;

5) *IGP-M Índice Geral de Preços de Mercado* ;

6) *FINEL - Índice Interno da Eletrobrás;*

7) *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 não circulantes (nota 7).

Adicionalmente aos financiamentos mencionados acima, a Companhia possuía, em 31 de dezembro de 2004, linhas de créditos não utilizadas junto a instituições financeiras no montante de R$94.

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$1.075 referentes a contas a receber de consumidores pelo fornecimento futuro de energia elétrica.

(b) Composição dos financiamentos externos por moedas e financiamentos nacionais por indexadores:

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Moedas -		
Dólar Norte-Americano	857	1.424
Yen Japonês	182	182
Euro	61	69
Unidade de Conta (cesta de moedas)	18	33
Outros	1	4
	1.119	1.712
Índices -		
Índice Geral de Preços de Mercado – "IGP-M"	1.606	1.085
Certificado de Depósito Interbancário – CDI	704	405
Sistema Especial de Liquidação e Custódia – "SELIC"	390	475
Unidade Fiscal de Referência – "UFIR"	161	110
Índice Interno da Eletrobrás – "FINEL"	126	139
Outros	61	65
	3.048	2.279
	4.167	3.991

(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		
	2004	**2003**	**2002**
Moedas -			
Cesta de Moedas	2,81	3,63	60,32
Euro	(0,85)	(7,78)	79,35
Yen Japonês	(7,02)	(9,30)	68,18
Dólar Norte-Americano	(8,74)	(18,23)	52,27

(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		
	2004	**2003**	**2002**
Indexadores -			
SELIC	16,24	23,41	19,37
CDI	16,16	23,33	19,09
IGP-M	12,41	8,71	25,31
FINEL	2,38	1,70	4,67

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

	31 de dezembro de 2004
2006	861
2007	462
2008	437
2009	436
20010	97
2011 em diante	457

	2.750
	=====

(f) Cláusulas Contratuais Restritivas - *Covenants*:

A CEMIG possui emprestimos e financiamentos com cláusulas restritivas ("*covenants*"), calculados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que foram atendidas em 31 de dezembro de 2004, conforme quadro abaixo:

Descrição da Clásula Restritiva	Índice Requerido	Posição em 31 de dezembro de 2004, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil
EBITDA/Encargos de Dívidas	Maior ou igual a 3,0	6,50
Dívida/EBITDA	Menor ou igual a 2,5	1,56
Imobilizado Líquido/Ativo	Maioi ou igual a 30%	49%
Patrimônio Líquido/Ativo	Maior ou igual a 30%	43%
EBITDA/Resultado Financeiro	Maior ou igual a 2,0	8,06
Divida Líquida/EBITDA **(*)**	Menor ou igual 3,25	1,47
EBITDA/Encargos de Dívida	Maior ou igual a 2,8	5,63
Dívida Líquida/EBITDA	Menor ou igual 3,36	1,80
Dívida/Patrimônio Líquido+Dívida	Menor ou igual 53%	37%
Dívida de Curto Prazo/EBITDA	Menor ou igual 90%	60%
Investimento/EBITDA	Menor ou igual 60%	43%

(*) Dívida Líquida=Dívida Total menos saldo de caixa e menos títulos negociáveis
EBITDA = Lucro antes dos juros, impostos (sobre o lucro), depreiações e amortizações
Em alguns contratos são estabelecidos critérios específicos na definição do EBITDA a ser utilizado no cálculo dos covenants.

O contrato de financiamento da Empresa de Infovias S.A. com o MBK Furukawa Sistemas S.A./Unibanco, no montante de R$58 em 31 de dezembro de 2004, dos quais R$41 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 as práticas contábeis adotadas no Brasil. A Empresa de Infovias S.A. 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 2005. 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 Empresa de Infovias S.A..

15. ENCARGOS REGULATÓRIOS

A tabela a seguir descreve os encargos regulatórios a pagar da Companhia:

	31 de dezembro de	
	2004	**2003**
Reserva global de reversão	42	60
Conta de consumo de combustível	36	7
Encargo de capacidade emergencial	56	51
Conta desenvolvimento energético	18	13
Outros	3	3
	155	134

(a) Reserva global de reversão:

A reserva global de reversão foi criada como um fundo a ser gerenciado pela ELETROBRÁS (Centrais Elétricas Brasileiras S.A., *holding* do Governo Federal para investimentos no setor elétrico brasileiro), com o propósito de reembolsar as companhias do setor elétrico quando do término do período da concessão e da reversão para o Governo Federal dos seus ativos sujeitos à concessão. As contribuições para o fundo são cobradas das companhias, à taxa de 2,5% dos ativos em serviço, limitada a 3% do total de receitas operacionais anuais, líquidas do ICMS incidente nas vendas para consumidores finais.

(b) Conta de Consumo de Combustível:

A Conta de Consumo de Combustível corresponde às contribuições efetuadas pelas empresas concessionárias de energia elétrica para subsidiar o custo dos combustíveis utilizados no processo de geração de energia termelétrica no sistema de energia brasileiro.

(c) Encargo de Capacidade Emergencial:

O Encargo de Capacidade Emergencial representa um 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).

(d) 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.

16. 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 1° de maio de 1998, foi facultada 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 12% 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 2004 e 2003 era R$1.109 e R$865, respectivamente, e as despesas com a contribuição para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002 foram de R$37, R$31 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 principio da competência. A CEMIG pode deixar de conceder tal incentivo a qualquer momento.

CEMIG adota a data base de 31 de dezembro para mensuração dos benefícios pós-emprego dos empregados.

Amortização das Obrigações Atuariais

Parte da obrigação atuarial com benefícios pós-emprego, no montante de R$1.555 em 31 de dezembro de 2004 (R$1.539 em 31 de dezembro de 2003) 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 - 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.

As movimentações nas obrigações com benefícios pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		**Plano de saúde e seguro de vida para aposentados**	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		**Exercícios findos em 31 de dezembro de**	
	2004	**2003**	**2004**	**2003**
Obrigação com o benefício – inicio do exercício	3.485	2.752	512	438
Custo do serviço	6	6	25	14
Juros sobre a obrigação atuarial	449	353	66	57
Perda atuarial	897	579	144	4
Mudança no plano	-	46	-	35
Benefícios pagos aos participantes	(339)	(251)	(41)	(36)
Obrigação com o benefício - final do exercício	4.498	3.485	706	512

As movimentações nos ativos do plano para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004 e 2003 são demonstradas a seguir:

	Plano de benefício definido		Plano de saúde e seguro de vida para aposentados	
	Exercícios findos em 31 de dezembro de		Exercícios findos em 31 de dezembro de	
	2004	2003	2004	2003
Valor de mercado dos ativos do plano - início do exercício	2.584	2.112	16	9
Contribuições do empregador	210	207	25	23
Contribuições dos empregados	-	-	21	18
Rendimento efetivo dos ativos do plano	610	516	11	2
Benefícios pagos aos participantes	(339)	(251)	(41)	(36)
Valor de mercado dos ativos do plano – final do exercício	3.065	2.584	32	16

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 de vida para aposentados	
	31 de dezembro de		31 de dezembro de	
	2004	2003	2004	2003
Obrigações projetadas excedentes aos ativos do plano	1.433	901	674	496
Obrigação de transição liquida, não reconhecida, em reconhecimento desde 1 de janeiro de 1995	-	-	(27)	(33)
Custo do serviço passado não reconhecido	(43)	(46)	(33)	(35)
Perda atuarial líquida não reconhecida	(826)	(116)	(176)	(46)
Obrigações pós-emprego provisionadas	564	739	438	382
Obrigação mínima adicional – Outros componentes do lucro abrangente	804	87	-	-
Total das obrigações pós-emprego provisionadas	1.368	826	438	382

Os componentes do *"net periodic benefit costs"* (custo líquido do período), para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2004, 2003 e 2002, são os seguintes:

	Plano de benefício definido			Plano de saúde e seguro de vida para aposentados		
	Exercícios findos em 31 de dezembro de			Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Custo do serviço	6	6	6	25	14	25
Custo de juros	449	353	340	66	57	56
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(422)	(346)	(197)	(7)	(2)	(1)
Amortização da obrigação de transição			-	6	5	6
Amortização de perdas (ganhos)	-	(1)	6	3	2	3
Contribuição esperada dos empregados	-	-	-	(18)	(10)	(11)
Ganho em função de redução dos benefícios	-	-	-	-	-	(48)
Custo líquido do período	33	12	155	75	66	30

Os componentes do *"projected net periodic cost"* (custo projetado líquido do período) para o exercício de 2005 são os seguintes:

	Plano de benefício definido	Plano de saúde e seguro de vida para aposentados
Custo do serviço	7	9
Custo de juros	491	77
Rendimento esperado dos ativos do plano	(437)	(5)
Amortização dos custos de serviço passado	3	2
Amortização da obrigação de transição	-	5
Amortização de ganhos	27	10
	91	98

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
	2004	2003	
Títulos representativos de dívida	83,52%	85,07%	De 70% a 100%
Ações	10,48%	8,67%	Até 15%
Bens Imóveis	3,33%	4,02%	Até 8%
Empréstimos a participantes	2,67%	2,24%	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

(1) *Indice Nacional de Preços ao Consumidor* – INPC
(2) *Indice de Preços ao Consumidor Amplo*- IPCA
(3) *Indice da Bolsa de Valores de São Paulo* – IBOVESPA

Em 31 de dezembro de 2004 e 2003, os ativos do plano de pensão incluíram títulos emitidos pela CEMIG como se segue:

	Plano de benefício definido	
	2004	2003
Debêntures	212	202
Ações	-	40
	212	242

As premissas utilizadas pela Companhia são como segue (percentual incluindo inflação projetada de 5% ao ano):

	Plano de benefício definido	
	2004 %	**2003 %**
Método atuarial	Unidade de crédito projetada	Unidade de crédito projetada
Taxa de desconto anual	11,30	13,40
Expectativa de rendimento anual dos ativos do plano	14,45	16,55
Aumento salarial anual	7,10	9,20
Aumento anual nos benefícios	5,00	5,00
Tábua Biométrica de Mortalidade Geral	AT - 83	UP-94
Tábua Biométrica de Entrada de Invalidez	Light Medium	Light Medium
Tábua Biométrica de Mortalidade de Inválidos	IAPB-57	IAPB-57
Taxa Annual de Rotatividade Esperada	2,00%	2,00%

A Companhia alterou sua tábua de mortalidade em 2004 de UP-94 para AT-83, suportada por estudos feitos pela FORLUZ que concluiu que a tábua AT-83 representa melhor o perfil demográfico dos participantes da FORLUZ. As tábuas mencionadas não têm diferença significativa entre elas, portanto, a alteração não impactou as operações da CEMIG em 2004.

A CEMIG espera uma redução na taxa de juros brasileira a longo prazo. Desta forma, reduziu a taxa de desconto anual de benefícios pós-emprego de 13,40% para 11,30% (considerando uma taxa de inflação de 5,00% ao ano).

O raciocínio utilizado para determinação da taxa de rendimento a longo prazo dos ativos, descrita acima, é baseada na expectativa dos gerenciadores dos ativos e nas taxas dos títulos do Governo Federal. Adicionalmente, a Companhia considera razoável uma expectativa de retorno dos ativos igual a taxa de desconto adicionada de 2% ou 3%.

As obrigações da CEMIG relacionadas ao plano de saúde 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 sindicato dos empregados.

Estimativa de Pagamento de Benefícios Futuros

O pagamento de benefícios, os quais refletem expectativas de servicos futuros, é previsto como segue:

	Benefícios de pensão	**Outros benefícios**
2005	323	29
2006	326	29
2007	329	30
2008	331	30
2009	332	30
2010-2014	1.652	155
	3.293	303

17. 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 provisionadas 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	
	2004	**2003**
Trabalhistas	111	91
Cíveis – Consumidores	105	97
Contribuição social	69	52
Finsocial	20	20
Procedimentos administrativos - ANEEL	5	15
Impostos e contribuições	60	30
Cíveis – Outras	28	44
Outras	16	5
	414	354

A CEMIG acredita que perdas a curto prazo não são prováveis para os litígios pendentes em 2004. Desta forma, as provisões para contingências estão classificadas no longo prazo.

Alguns detalhes relacionados a estas provisões são como segue:

(a) Contingências Trabalhistas:

As reclamações trabalhistas referem-se basicamente a questionamentos de horas-extras e adicional de periculosidade. O valor total estimado dessas reclamações é de R$139 em 31 de dezembro de 2004 (R$113 em 31 de dezembro de 2003). A CEMIG estima os valores provisionados com base na natureza dos grupos de questionamento e em decisões judiciais recentes.

(b) Reclamações Cíveis – Consumidores:

Diversos consumidores industriais impetraram ações contra a CEMIG objetivando reembolso para as quantias pagas à CEMIG decorrentes do aumento de tarifa durante o plano 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.

(c) Contribuição social:

Em 28 de junho de 1991, o Governo Federal promulgou a Lei nº 8.200, regulando a correção monetária a ser aplicada 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.

(d) Finsocial:

Em 1994, a CEMIG foi autuada pela Secretaria da Receita Federal em decorrência da exclusão do ICMS da base de cálculo do Finsocial, contribuição 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 mantem 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 aquela 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.

(e) 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, e outras matérias. A CEMIG está também se defendendo contra essas multas. A provisão registrada em 31 de dezembro de 2004, representa a perda potencial nestas questões.

(f) Impostos e Contribuições – Exigibilidade Suspensa

A constiuição da provisão de R$60 refere-se à dedução na base de cálculo de IRPJ da despesa da CSLL paga. A CEMIG possui liminar concedida pela 8ª. Vara da justiça Federal, em 17 de abril de 1998, para não recolhimento deste tributo.

(g) Ações cíveis e outras:

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.

(h) Contingências com avaliação de perda remota ou possível:

A CEMIG discute em juízo outras ações para as quais considera que um desfecho desfavorável nestas causas seja remoto ou possível. A Companhia não espera incorrer em qualquer perda com respeito a essas contingências e portanto, não contabilizou a respectiva provisão para contingência, sendo os detalhes os seguintes:

(i) 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$264, 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 resultou 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. A expectativa de perda nesta ação é considerada remota.

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$217. 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 e considera sua expectativa de perda nesta ação como remota.

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$1.537, alegando falta de recolhimento de tributos, referentes àqueles 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. Desta forma, considera sua expectativa de perda nesta ação como remota.

(ii) 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$230 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 a defesa judicial e conseqüentemente, considera sua expectativa de perdas nesta ação como remota.

(iii) Taxa de ocupação do solo

Alguns Municícios 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$11. Não foi contabilizada provisão relacionada a essa demanda, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa judicial e conseqüentemente, considera sua expectativa de perdas nesta ação como remota.

(iv) 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$128. Nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial. A expectativa de perda nesta ação é considerada possível.

(v) ICMS:

Em 2004, o Governo do Estado impetrou três procedimentos administrativos contra a Companhia, no montante de R$47. A 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 a defesa judicial. A expectativa de perda nesta ação é considerada remota.

(vi) Consumidores de baixa renda:

Desde de 2002, a CEMIG vem recebendo subvenções da ELETROBRÁS no intuito de ser reembolsada pelas perdas de receita verificada com a redução da tarifa de energia cobrada dos consumidores de baixa renda, de acordo com a Lei Federal nº 10.604/02. Recentemente, o Governo do Estado de Minas Gerais emitiu decreto nº 43.999/05 que regulamenta a cobrança do ICMS sobre essa subvenção. A Companhia não tem recolhido o ICMS por acreditar não ser tal subvenção passível de incidência do tributo, embora, o Governo do Estado defenda essa cobrança, podendo ser brevemente autuada. Assim sendo, a CEMIG estima um valor total de contingência relacionada a esse assunto de aproximadamente R$35. A expectativa de perda nesta ação é considerada possível.

(vii) Atos da Agência Reguladora

A ANEEL impetrou ação administrativa contra a CEMIG afirmando que a Companhia deve R$509, ao Governo Federal, em decorrência de um alegado erro no cálculo dos créditos da Conta de Resultados a Compensar – CRC que foram utilizados para reduzir as quantias devidas ao 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$611, a ser pago até 30 de janeiro de 2004. A CEMIG não efetuou o pagamento por acreditar ter argumentos de mérito para defesa judicial e, portanto, não constituiu provisão para esta ação, por considerar sua expectativa de perda como possível.

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 revisão tarifária em 8 de abril de 2003. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para sua defesa e, portanto, não constituiu provisão para esta ação, pois considera sua expectativa de perda como possível.

Em 14 de novembro de 2003, O Tribunal de Contas da União, que tem o poder de auditar qualquer decisão da ANEEL que venha a impactar as finanças publicas, iniciou um processo administrativo contra a ANEEL para avaliar os critérios adotados pela ANEEL no Programa Emergencial de Redução de Consumo de Energia Elétrica, ou PERCEE. O Tribunal de Contas da União solicitou que fossem providenciadas certas infomrmações com relação as tarifas da CEMIG, que de acordo com o Tribunal de Contas da União, foram aprovadas de forma incorreta pela ANEEL. Se a CEMIG não for capaz de prover fundamentação para essas tarifas e a ANEEL falhar na confirmação da legalidade dos critérios adotados, a CEMIG pode incorrer em perdas de R$83,2. Não foi constituída provisão relacionada com esta questão, pois a CEMIG acredita ter a fundamentação necessária e que a ANEEL pode confirmar a legalidade das nossas tarifas.

(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 pois considera sua expectativa de perda como remota.

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 e considera sua expectativa de perda nestas ações como remota.

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 e considera sua expectativa de perda nesta ação como possível.

A CEMIG está se defendendo, em conjunto com a Prefeitura de Belo Horizonte, em uma acão impetrada por um consumidor de Belo Horizonte, questionando o número de horas que a CEMIG cobra da Prefeitura de Belo Horizonte pela iluminação pública fornecida durante os últimos 20 anos. A CEMIG estima em aproximadamente R$62 o valor dessa contingência. A Companhia estima como possível uma perda nesta ação.

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 e considera sua expectativa de perda nesta ação como remota.

A CEMIG está questionando uma ação movida pela Sistron Sistemas e Companhia Ltda, referente a alegados prejuízos estimados em R$94,7 million em função de contratos de serviços que foram afetados em função do prejuízo econômico causado pela desvalorização do real em 1999. A CEMIG não constituiu nenhuma provisão relacionada a esta ação pos considera que tem argumentos de defesa.

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 causariam efeitos relevantes na posição financeira consolidada e no resultado de suas operações.

18. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de (milhares de ações)		
	2004	**2003**	**2002**
AÇÕES PREFERENCIAIS:			
Saldo no início do exercício	91.279.651	91.279.651	89.504.020
Emissão de novas ações	-	-	1.775.631
Saldo no final do exercício	91.279.651	91.279.651	91.279.651
AÇÕES ORDINÁRIAS:			
Saldo no início do exercício	70.874.168	70.874.168	69.495.478
Emissão de novas ações	-	-	1.378.690
Saldo no final do exercício	70.874.168	70.874.168	70.874.168
AÇÕES EM TESOURIA (Ações preferenciais):			
Saldo no início do exercício	(69.128)	(69.128)	(67.783)
Emissão de novas ações	-	-	(1.345)
Saldo no final do exercício	(69.128)	(69.128)	(69.128)
Total	162.084.691	162.084.691	162.084.691

Em 31 de dezembro de 2004, o Governo do Estado de Minas Gerais possuía 51% das ações ordinárias da Companhia e 3% das suas ações preferenciais, representando 24% do capital total. Os portadores 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 18 (d.1).

As ações preferenciais e ordinárias têm um valor nominal de R$0,01 por ação .

(b) Capital adicional integralizado:

O saldo refere-se a ágio recebido pela Companhia quando da emissão de ações.

(c) Lucros acumulados apropriados:

As reservas a seguir estão incluídas no Patrimônio Líquido:

Reserva de incentivos fiscais - esta reserva resulta da opção de designar uma parcela do imposto de renda a pagar para investimentos em projetos aprovados pelo governo e é registrada no exercício seguinte ao que 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 o 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 sociedades anônimas 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 social em que a reserva legal somada às outras reservas de capital estabelecidas excedam a 30% do capital social, que foi o caso no ano de 2004 e 2003.

Nas 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.

(d) Lucros acumulados não apropriados:

Esse saldo representa os lucros acumulados determinados em conformidade ao U.S.GAAP depois de: (i) alocação do montante da reserva legal (quando requerido), conforme descrito na nota18 (c); (ii) alocação ou transferência/recebimento de outras reservas como descrito na nota 18 (c); e (iii) dividendos e juros sobre capital próprio a título de dividendos, conforme descrito na nota 18 (d.1).

(d.1) Dividendos e juros sobre capital próprio:

A Assembléia Geral Extraordinária de Acionistas em 13 de dezembro de 2004, alterou o percentual do lucro a ser distribuído como dividendo obrigatório, de 25% para 50% do lucro líquido ajustado de acordo com a Legislação Societária Brasileira. Adicionalmente, a Companhia poderá fazer a distribuição de dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração, devendo ser observadas as diretrizes do Plano Diretor da Companhia. Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, sendo a primeira em 30 de junho e a segunda em 30 de dezembro de cada ano.

Cada ação preferencial tem direito a um dividendo anual que corresponda ao maior valor entre 10% do capital social das ações preferenciais, ou 3% da participação das ações preferenciais no patrimônio líquido das demonstrações financeiras que são elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil. Essas ações preferências têm 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 existir 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 social em que o dividendo intermediário foi declarado. Conforme a legislação societária 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 social, corresponda ao mínimo de 6% do valor nominal das ações preferenciais e ordinárias. Desta forma, mesmo que a Companhia apresente prejuízo, com base nas demonstrações financeiras elaboradas em conformidade às práticas contábeis adotadas no Brasil, para qualquer exercício social, 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 societária brasileira, se a Companhia não distribuir 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 o pagamento de juros sobre capital próprio aos acionistas, calculados sobre o patrimônio líquido com base na taxa de juros a longo prazo - (TJLP), os quais são dedutíveis para fins de imposto de renda e contribuição social.

Em 2004, 2003 e 2002, 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		
	2004	**2003**	**2002**
Dividendos	70	-	111
Juros sobre capital próprio	510	250	220
Total	580	250	331

Os juros sobre o capital próprio de 2004, no montante de R$510, serão pagos em 2005.

A Assembléia Geral dos Acionistas, aprovou em 29 de abril de 2005, o pagamento de dividendos no valor R$182.

A Companhia reverte os dividendos não reclamados pelos acionistas dentro de um prazo de 3 exercícios da data em que foram declarados conforme a legislação brasileira e o seu Estatuto Social. O montante de dividendos não reclamados não é relevante.

19. RECEITAS OPERACIONAIS LÍQUIDAS

(a) 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$		
	2004	2003	2002	2004	2003	2002
Residencial	6.526	6.529	6.360	2.650	2.330	1.791
Industrial	22.969	21.715	21.906	3.557	2.874	2.192
Comercial	3.537	3.402	3.283	1.259	1.041	791
Rural	1.846	1.783	1.705	396	333	252
Poder Público	1.532	1.506	1.373	393	329	240
Serviço Público	966	972	957	200	171	130
Consumo próprio	55	55	50	-	-	-
Não faturado, líquido	-	-	-	106	101	62
	37.431	35.962	35.634	8.561	7.179	5.458
Suprimento	364	621	313	24	32	21
Transações com energia no MAE	-	-	-	12	24	140
Total	37.795	36.583	35.947	8.597	7.235	5.619

Consumidores de baixa renda

O Governo Federal, através das Centrais Elétricas Brasileiras – "ELETROBRÁS" vem reembolsando as distribuídoras pelas perdas de receita verfificadas, em função dos critérios adotados a partir de 2002 para classificação dos consumidores na Subclasse Residencial Baixa Renda, tendo em vista a tarifa mais baixa aplicada em suas contas de energia elétrica.

	Número de consumidores (não auditado)		
	2004	2003	2002
Residencial	4.830.935	4.729.674	4.615.178
Industrial	68.263	68.159	68.211
Comercial	530.158	523.055	515.771
Rural	388.445	368.057	338.396
Poder Público	48.475	46.877	45.785
Serviço Público	7.305	7.069	6.808
Outros	1.324	1.308	1.339
	5.874.905	5.744.199	5.591.488
Suprimento	5	7	4
Total	5.874.910	5.744.206	5.591.492

(b) A composição de outras receitas operacionais é como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Fornecimento de gás	420	367	200
Serviço de telecomunicação e TV a cabo	62	44	16
Serviços prestados	21	23	15
Aluguel e arrendamento	23	22	20
Outras	10	12	9
	536	468	260

As transações da GASMIG foram consolidadas até 15 de dezembro de 2004. Para mais informações, ver nota 10.

(c) Segue abaixo a composição dos impostos incidentes sobre as receitas:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
ICMS	1.784	1.523	1.151
Encargo de capacidade emergencial	292	265	80
COFINS	347	272	186
PIS-PASEP	27	127	56
Outros	3	3	-
	2.453	2.190	1.473

20. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

Alguns custos e despesas operacionais são como segue:

(a) Energia comprada para revenda:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Itaipu Binacional	1.204	1.175	979
Contratos iniciais	116	151	148
Fornecedores através do CCEE/MAE	41	40	149
Encargos do Serviço de Sistema	92	-	-
Outros	24	30	57
	1.477	1.396	1.333

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 7,62% a partir de 1º de janeiro de 2005, passando de US$17,8474 para US$19,2071 por quilowatt.

(b) Pessoal:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	2003	2002
Salários e encargos sociais	802	657	572
Benefícios assistenciais	80	71	59
	882	728	631
Custos com pessoal transferido para obras em andamento	(121)	(96)	(101)
	761	632	530
Programa de desligamento incentivado - PDI	27	78	2
	788	710	532

Programa de desligamento incentivado-PDI

O Programa de Desligamento Incentivado - PDI, implementado pela CEMIG em dezembro de 2003 e maio de 2004, contou com a adesão de 987 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 que contribuíram para o INSS durante 30 e 25 anos, 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 de R$105, foram apresentados nas Demonstrações Financeiras de 2004 e 2003 nos montantes de R$27 e R$78, respectivamente.

O desligamento dos empregados, iniciado em 15 de janeiro de 2004, foi concluído até 4 de janeiro de 2005.

Participação dos Empregados

A Companhia utilizou como critério geral para pagamento da participação dos empregados nos resultados dos exercícios de 2004, 2003 e 2002, um percentual de 3% do resultado do serviço. Adicionalmente, no acordo coletivo de trabalho de novembro de 2004 e 2003, foi acordado com os sindicatos os pagamentos de parcelas adicionais de R$48, R$41, respectivamente**.**

(c) Encargos regulatórios:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	2003	2002
Quota para a conta de consumo de combustível	292	282	345
Quota para a reserva global de reversão	204	156	144
Conta desenvolvimento energético	238	118	-
Taxa de inspeção da ANEEL	19	15	12
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos	108	14	47
	861	585	548

(d) Outros:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	**2003**	**2002**
Participação nos resultados – empregados	110	93	38
Provisão para créritos de liquidação duvidosa	62	57	13
Alienação de ativos fixos, líquida	28	53	42
Provisões para contingências -			
Reclamações trabalhistas	20	21	16
Ações cíveis – Consumidores	8	11	12
Procedimentos administrativos - ANEEL	(10)	15	-
Ações cíveis – Outros	(8)	18	4
Bônus pagos durante o período de racionamento	24	-	-
Aluguéis	34	25	15
Doações e subvenções	19	17	14
Consumo próprio de energia	20	17	12
Fundo nacional de desenvolvimento científico e tecnológico	20	16	12
Propaganda e publicidade	20	11	19
Contribuição MAE	2	3	6
Indenizações trabalhistas	2	-	4
Despesas gerais	50	47	27
Outros impostos (IPTU, IPVA, etc.)	6	18	4
	407	422	238

Em função de liminar em vigor durante o Programa de Racionamento, a CEMIG foi impedida de cobrar parte da sobretaxa devida pelos consumidores, no montate total de R$24. Em função deste impedimento, a ANEEL não efetuou o ressarcimento de parcela dos bônus pagos pela CEMIG aos consumidores em montante igual 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 pelo Govermo Federal. Foi constituída uma provisão integral para perdas em função da incerteza quanto ao resultado das negociações junto ao Ministério.

21. RECEITAS (DESPESAS) FINANCEIRAS LÍQUIDAS

As receitas (despesas) financeiras são como segue:

	Exercícios findos em 31 de dezembro de		
	2004	2003	2002
Receitas financeiras -			
Juros e variação monetária incidentes sobre as contas a receber do Governo do Estado	255	164	303
Renda de aplicação financeira	137	78	236
Acréscimo moratório em conta de energia elétrica em atraso, registrado pelo regime de caixa	63	56	43
Variação cambial ativa	110	352	31
Ganhos com títulos e valores mobiliários	-	76	-
Atualização monetária nos ativos regulatórios diferidos	573	450	120
Ganhos com instrumentos financeiros	2	10	-
Impostos incidentes sobre a receita financeira	(57)	(78)	(45)
Outras	32	49	51
	1.115	1.157	739
Despesas financeiras -			
Encargos sobre financiamentos	(255)	(221)	(300)
Atualização monetária dos passivos regulatórios diferidos	(80)	(77)	-
CPMF	(49)	(39)	(28)
Variação cambial passiva	(25)	(16)	(816)
Variação monetária passiva	(124)	(53)	(101)
Perdas com instrumentos financeiros	(176)	(54)	-
Outras despesas	(56)	(23)	(19)
	(765)	(483)	(1.264)
Receitas (despesas) financeiras líquidas	350	674	(525)

As receitas e despesas com variação cambial são relacionadas à variação do real em relação ao dólar norte-americano.

22. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém diversas transações com partes relacionadas, e as principais são como segue:

(a) Governo do Estado de Minas Gerais -	
Contas a receber e respectivas receitas financeiras relacionadas	Nota 3 e 21
Contas a receber, líquidas	Note 8
ICMS a recuperar	Nota 9
ICMS a recolher	Nota 13
Despesa com ICMS	Nota 19
ICMS - resultado	Nota 14
(b) FORLUZ -	
Plano de aposentadoria e saldos relacionados	Nota 16

As outras transações com partes relacionadas não são relevantes.

23. 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.

(a) Disponibilidades e aplicações financeiras de uso restrito:

Em 31 de dezembro de 2004 e 2003, 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 2004 e 2003, a CEMIG possui aplicações financeiras restritas, no montante de R$20 e R$132, respectivamente, que são ajustadas com base na variação do CDI para 2004 e do dólar Norte-Americano para 2003.

(b) Financiamentos:

Com base nas taxas de juros à disposição da CEMIG para captação de recursos com instituições financeiras com prazo e condições similares, o valor justo dos financiamentos de longo prazo em 31 de dezembro de 2004 e 2003 são R$1.786 e R$2.281, respectivamente.

(c) 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 2004, a CEMIG mantinha instrumentos financeiros derivativos “swap” junto a instituições financeiras, para fazer face à potencial perda resultante da desvalorização do real frente ao dólar Norte-Americano no montante equivalente a US$88 milhões e iene no montante equivalente a ¥6.937 milhões, respectivamente.

Em 31 de dezembro de 2003, a CEMIG mantinha instrumentos financeiros derivativos “swap” junto a instituições financeiras, para fazer face à 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 2004 nos montantes de R$105 e R$69, (R$30 e R$14 em 2003), respectivamente, foram registradas nas despesas financeiras.

O quadro a seguir resume os instrumentos financeiros derivativos contratados pela CEMIG e as perdas não realizadas registradas desses instrumentos em 31 de dezembro de 2004:

				31 de dezembro de 2004
				Perdas não realizadas
Direito da CEMIG	Obrigações da CEMIG	Período de Vencimento	Valor nocional contratado milhões	Valor justo estimado
Iene japonês Acrescido de cupom cambial (1,31% a. a. a 3,90% a. a.)	R$ Atrelado a variação do CDI (107,90% a 111,00% CDI)	De 04/2005 até 12/2009	¥6.937	(15)
U.S$ Acrescido de cupom cambial (5,58% a. a. a 7,48% a. a.)	R$ (100% do CDI +taxa (2,12% a 3,01%a.a.)	De 04/2005 até 11/2009	US$111	(16)
R$ 100% do CDI	R$ ou US$ 60% do CDI ou variação cambial (o que for maior)	De 10/2006 até 11/2006	US$23	(18)
US$ variação cambial + taxa (3,30% a.a. a 4,10% a.a.)	R$ ou US$ 95% do CDI ou variação cambial (o que for maior)	De 05/2005 até 06/2005	US$31	(20)
				(69)

Em 31 de dezembro de 2004, a Companhia contabilizou o montante de R$69 como outros passivos circulantes, representando o valor justo desses instrumentos financeiros na respectiva data do balanço.

(d) Outros instrumentos financeiros:

Os valores contabilizados dos outros instrumentos financeiros da CEMIG, em reais, se aproximam dos valores justos em cada data, refletindo o vencimento de curto prazo ou a constante repactuação em 31 de dezembro de 2004 e 2003, destes instrumentos.

24. 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 implementou, em janeiro de 2003 e consolidou em 2004, um projeto de Gerenciamento de Riscos Corporativos, buscando promover o entendimento de eventuais ocorrências que podem gerar perda de valor aos 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:

(a) Risco de taxas de câmbio

A CEMIG e suas subsidiárias estão expostas 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$234, equivalente ao montante nocional de US$88 milhões; e R$180 equivalente ao montante nocional de ¥6.937 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 23 c). A exposição líquida às taxas de câmbio são como se segue:

	31 de dezembro de	
	2004	2003
Dólar Norte-Americano		
Empréstimos e Financiamentos	857	1.424
(-) Instrumentos derivativos contratados	(234)	(401)
(-) Aplicações vinculadas	-	(41)
	623	982
Iene		
Financiamentos	182	182
(-) Operações contratadas de derivativos	(180)	(182)
	2	-
Outras moedas		
Financiamentos	80	106
Passivo líquido exposto ao risco de taxa de câmbio	705	1.088

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 subseqüentes com a criação do mecanismo de compensação da Parcela A. Desta forma, essas compras não representam mais um risco de taxa de câmbio.

(b) 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 estrangeira com taxas de juros variáveis, principalmente a LIBOR, no montante de R$322 (R$702 em 31 de dezembro de 2003).

(c) Risco de crédito

O risco decorrente de perdas com créditos de liquidações duvidosas 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 esgotados, a CEMIG procede a suspensão do fornecimento.

(d) 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 – CCEE/MAE. Um período prolongado de escassez de chuvas, que tenha como conseqüência 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.

(e) Risco de Aceleração de Dívidas

A Companhia e algumas de suas subsidiárias possuem 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 Empresa de Infovias S.A. junto ao MBK Furukawa Sistemas S.A. / UNIBANCO, para a qual foi obtido o consentimento formal ("waiver") dos credores (vide nota 14).

25. 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 à Southern.

Em 27 de setembro de 1999, o Tribunal de Justiça do Estado de Minas Gerais concedeu liminar suspendendo efeitos das disposições sobre quorum qualificado, permanecendo no aguardo da conclusão do processo.

Em março de 2000, a 1ª Vara Estadual da Fazenda Pública sentenciou como nulo o referido acordo de acionistas.

Em 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 Tribunal de Justiça do Estado de 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.

26. CONCENTRAÇÕES

(a) Empregados:

A maioria dos empregados 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, sendo que o de 2004 incluiu um reajuste salarial médio de 7,0%.

(b) Renovação dos contratos de concessão

De acordo com a lei das concessões, modificada pelo novo modelo regulatório do setor elétrico, aplicável a concessionária, certas concessões podem ser renovadas pelo governo federal por um período de até 20 anos sem a necessidade de um processo licitatório, desde que a concessionária atenda a alguns índices mínimos de desempenho e que a proposta seja aceita pelo Governo Federal. Embora a CEMIG acredite que as concessões serão renovadas, de forma consistente com os termos em vigor em 31 de dezembro de 2004, o processo de renovação das concessões está sujeito a decisão do governo federal. Não existe precedente em relação ao poder decisório do governo federal e a interpretação e aplicação da lei de concessões.

Em setembro de 2004, a CEMIG solicitou uma extensão de 20 anos na concessão das seguintes usinas: UHE Emborcação, UHE Nova Ponte, PCH São Bernardo, PCH Poço Fundo, PCH Santa Luzia, PCH Luiz Dias e PCH Xicão. A ANEEL e o Ministério das Minas e Energia ainda não responderam ao pedido da CEMIG.

Sete de nossas usinas hidrelétricas são responsáveis por aproximadamente 87% de nossa capacidade de geração instalada em 31 de dezembro de 2004.

CONCESSÕES DE GERAÇÃO	Capacidade instalada (MW) (não auditado)	Data de término da concessão
São Simão	1.710	Janeiro 2015
Emborcação	1.192	Julho 2005
Nova Ponte	510	Julho 2005
Jaguara	424	Agosto 2013
Miranda	408	Dezembro 2016
Três Marias	396	Julho 2015
Volta Grande	380	Fevereiro 2017
Outras	929	Agosto 2004 a Dezembro 2036
Total da capacidade instalada	5.949	

CONCESSÕES DE DISTRIBUIÇÃO-	Data de Vencimemento das Cossessões
Região Norte	02/2016
Região Sul	02/2016
Região Leste	02/2016
Região Oeste	02/2016

A Companhia acredita na renovação das concessões e portanto não espera perdas.

27. SEGUROS

A CEMIG mantém apólices de seguro visando cobrir danos de determinados itens do seu ativo, como segue:

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada
Aeronáutico – Aeronaves	Total	28/02/2005 a 28/02/2006	18
Almoxarifados e instalações prediais	Incêndio	10/07/2004 a 10/07/2005	418
Operacional – Geradores, Turbina e Equipamentos de Potência	Total	04/02/2005 a 04/02/2006	1.333

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 a 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.

28. 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 2004:

	Total	Menos de 1 ano	Entre 1 e 3 anos	Entre 3 e 5 anos	Mais do que 5 anos
Empréstimos e financiamentos de longo prazo	4.238	1.417	1.322	873	626
Obrigações de compra:					
Energia comprada de Itaipu para revenda (1)	8.619	1.024	2.048	2.048	3.499
Leilão de energia - CCEE	6.478	267	1.618	1.621	2.972
Transferência e transporte de energia elétrica de Itaipu (1)	505	60	120	120	205
Investimentos:					
Usina hidrelétrica de Aimorés (2)	66	66	-	-	-
Usina hidrelétrica de Irapé (2)	287	271	16	-	-
Usina hidrelétrica de Funil (2)	11	11	-	-	-
Usina hidrelétrica de Queimado (2)	20	20	-	-	-
Usina hidrelétrica de Pai Joaquim (2)	10	10	-	-	-
Investimentos na Cemig Capim Branco Energia (2)	39	22	17	-	-
Investimentos em linhas de transmissão	46	35	11	-	-
Investimentos na GASMIG	75	5	64	6	-
Investimentos na EMPRESA DE INFOVIAS S.A.	48	48	-	-	-
Outras obrigações de longo prazo:					
Contribuições para plano de pensão	1.555	112	237	186	1.020
Total	21.997	3.368	5.453	4.854	8.322

(1) Contrato com Furnas, determinado em dólares norte-americanos, para suprimento de energia comprada de Itaipu até maio de 2013.

(2) Obrigações contratuais com contratados.

29. 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 prover serviço de Internet e TV a cabo.

As operações de todos os segmentos da CEMIG são conduzidas substancialmente no estado de Minas Gerais, Brasil, sendo unidades estratégicas de negócios que oferecem diferentes produtos e serviços. Todas as atividades entre segmentos, receitas e margem bruta, foram eliminadas. Cada um desses segmentos possui um administrador responsável e as informações financeiras de cada um são como segue:

	2004	2003
Ativos identificáveis -		
Eletricidade	18.919	16.652
Gás	-	145
Telecomunicações	346	355
Eliminações	(13)	(33)
Total dos ativos consolidados	19.252	17.119

	2004				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
Receita líquida de clientes externos	7.267	335	52	-	7.654
Vendas intersegmentos	-	-	9	(9)	-
Receitas líquidas	7.267	335	61	(9)	7.654
Lucro (prejuízo) operacional antes da receita (despesa) financeira	2.085	46	(13)	-	2.118
Receitas (despesas) financeiras líquidas	348	7	(5)	-	350
Despesas com impostos de renda	(712)	(18)	(1)	-	(731)
Minoritários	-	-	2	-	2
Lucro (prejuízo) líquido	1.721	35	(17)	-	1.739
Despesas com depreciação e amortização	644	4	29	-	677
Adições ao ativo imobilizado	1.045	-	16	-	1.061

	2003				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
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	987	20	22	-	1.029

	2002				
	Eletricidade	Gás	Telecomunicações	Eliminações	Consolidado
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)
Despesas com depreciação e amortização	646	3	17	-	666
Adições ao ativo imobilizado	761	19	89	-	869

Em conformidade aos contratos de concessão de distribuição da CEMIG assinados em 1997, a Companhia deveria reestruturar as suas operações de forma a desenvolver as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia em subsidiárias distintas, controladas integralmente pela CEMIG. De forma a atender ao requerido, em 2004 a CEMIG criou duas novas subsidiárias: CEMIG Geração e Transmissão S.A. e CEMIG Distribuição S.A.. Na Assembléia geral extraordinária de acionistas, realizada em 30 de dezembro de 2004, foi autorizada a transferência, em 1º de janeiro de 2005, dos investimentos, ativos e obrigações para essas subsidiárias de forma a segregar as

atividades de geração, transmissão e distribuição de energia. A CEMIG Geração e Transmissão S.A. e a CEMIG Distribuição S.A. iniciaram as suas operações a partir de 1º de janeiro de 2005. A efetiva transferência das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica para as novas subsidiárias está sujeita a aprovação da ANEEL, conforme Resolução nº 407, de 20 de dezembro de 2004. Essa reestruturação não provocou efeito nas Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia. Como resultado da desverticalização da CEMIG, o segmento de energia será dividido em geração/transmissão e distribuição para 2005.

30. EVENTOS SUBSEQUENTES

A ANEEL emitiu a resolução nº 87, de 6 de abril de 2005, que estabeleceu um reajuste tarifário anual médio de 23,88%, em vigor a partir de 8 de abril de 2005. Os componentes do reajuste tarifário são (i) 6,68% devido ao índice de reajuste tarifário; (ii) 5,72% em função do ativo regulatório diferido; (iii) 7,35% em função da variação anual dos custos fixos, ou CVA; (iv) 2,46% devido aos reajustes nas alíquotas da PASEP e COFINS e (v) 1,67% devido a receita que não foi obtida em 2004 em função da reemissão da Resolução nº 83, de 24 de maio de 2004, que reduziu nossas tarifas.

31 – PRONUNCIAMENTOS RECENTES SOBRE U.S. GAAP.

Em Julho de 2003, o EITF emitiu o pronunciemanto EITF 03-11, que trata do fato de que a definição da forma de reporte dos ganhos e perdas nos contratos de derivativos não mantidos com a finalidade de “trading” pelo valor líquido ou bruto depende do julgamento profissional, da análise dos fatos e circunstancias relevantes relacionados e da essência da transação. Na análise dos fatos e circunstancias, o EITF. 99-19 e Opinion. 29, Contabilização de Transações Não-Monetárias *("Accounting for Non-monetary Transactions")* devem ser considerados. EITF 03-11 é efetivo para transações realizadas após 30 de Setembro de 2003. A adoção do EITF 03-11 não teve efeito material nas demonstrações financeiras da Companhia.

Em Dezembro de 2004, o FASB emitiu o pronunciamento SFAS 153 – Troca de Ativos Não-Monetários – alterando o APB 29 (SFAS 153) *("Exchanges of Non-monetary Assets - an amendment of APB Opinion No. 29" ("SFAS 153")*, que altera o APB 29, Contabilização de Transações com Ativos Não –Monetários *("Accounting for Non-monetary Transactions")* para eliminar a exceção de trocas de ativos não-monetários por ativos produtivos similares, os quais não tem substancia comercial. SFAS 153 é efetivo para trocas de ativos não–monetários ocorridas em períodos iniciados após 15 de Junho de 2005. A Companhia aplicará o SFAS 153 quando ocorrerem trocas de ativos não-monetários em períodos iniciados após 15 de Junho de 2005.

Índice de Anexos

Número do Anexo	Documento
1	Estatuto Social da CEMIG, conforme alterado, vigente desde 13 de dezembro 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)).
3	Contrato, datado de 17 de junho de 2002, celebrado entre Empresa de Infovias S.A. e CLIC, tendo por objeto as ações da WAY TV. (incorporado por referência ao Anexo 3 do nosso Termo de Registro segundo o Formulário 20-F, arquivado em 26 de março de 2003 (Registro nº 1-15224)).
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	Escritura 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)).
4.10	Resumo da Escritura Cobrindo a Terceira Emissão Pública de Debêntures Ordinárias, datada de 14 de junho de 2004, entre a CEMIG e a Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários.
8	Lista de Subsidiárias
11	Código de Ética (incorporado por referência ao Anexo 11 de nosso Relatório Anual do Formulário 20-F arquivado em 1º de julho de 2004 (Arquivo Nº 1-15224)).
12.1	Certificado do Diretor Presidente de acordo com o art. 302 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 24 de maio de 2005.
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 24 de maio de 2005.
13.1	Certificado do Diretor Presidente de acordo com o art. 906 do *Sarbanes-Oxley Act* de 2002, datado de 24 de maio de 2005.
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 24 de maio de 2005.

Anexo 1

CEMIG

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 indiretamente 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 15.290, de 4 de agosto de 2004, 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 cinqüenta 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 emitidas até 5 de agosto de 2004, 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 da Lei Estadual nº 15.290, de 4 de agosto de 2004.

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.

Parágrafo único – A estrutura e a composição do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva da Companhia serão idênticas nas Subsidiárias Cemig Distribuição S.A e Cemig Geração e Transmissão S.A., com as seguintes exceções: A Diretoria de Distribuição e Comercialização comporá

exclusivamente a Subsidiária Cemig Distribuição S.A e a Diretoria de Geração e Transmissão comporá exclusivamente a Subsidiária Cemig Geração e Transmissão S.A.

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.

§ 4º - Os Conselhos de Administração das Subsidiárias Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A. serão constituídos, obrigatoriamente, pelos membros efetivos e suplentes eleitos para o Conselho de Administração da Companhia.

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, inclusive benefícios de qualquer natureza, 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 o exercício concomitante e não remunerado em cargos de administração de subsidiárias integrais, controladas e coligadas da Companhia, a critério do Conselho de Administração, competindo-lhes porém, obrigatoriamente, o exercício dos cargos correspondentes nas Subsidiárias Cemig Distribuição S.A. e Cemig Geração e Transmissão S.A.

§ 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 conterá 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 e efetuar venda de energia elétrica e serviços para consumidores cativos;

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 na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

h) planejar e efetuar operações de compra e venda de energia no atacado e para consumidores livres, bem como as operações de gerenciamento de riscos associados;

i) desenvolver atividades de compra, venda e contabilização de energia na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

j) representar a Empresa junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE;

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 eleger, em consonância com a legislação vigente.

CAPÍTULO VI

Do Exercício Social

Art. 27 - O exercício social coincidirá com o ano civil, encerrando-se a 31 de dezembro de cada ano, quando serão elaboradas as Demonstrações Financeiras, de acordo com a legislação pertinente, podendo ser levantados balanços semestrais ou intermediários referentes a períodos menores.

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 – O lucro líquido apurado em cada exercício social será assim destinado:

a) 5% (cinco por cento) para a reserva legal, até o limite máximo previsto em lei;

b) 50% (cinqüenta por cento) será distribuído, como dividendo obrigatório, aos acionistas da Companhia, observadas as demais disposições do presente Estatuto e a legislação aplicável; e,

c) o saldo, após a retenção prevista em orçamento de capital e/ou investimento elaborado pela administração da Companhia, com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista e devidamente aprovado, será aplicado na constituição de reserva de lucros destinada à distribuição de dividendos extraordinários, nos termos do artigo 30 deste Estatuto, até o limite máximo previsto no artigo 199 da Lei de Sociedade por Ações.

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.

§ 1º - Uma vez distribuídos os dividendos previstos nas alíneas “a” e “b” do caput deste artigo, as ações preferenciais concorrerão em igualdade com as ações ordinárias na eventual distribuição de dividendos adicionais.”.

§ 2º - 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 em balanços semestrais ou intermediários.

§ 3º - As importâncias pagas ou creditadas a título de juros sobre o capital próprio, de acordo com a legislação pertinente, serão imputadas 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. 30 – Sem prejuízo do dividendo obrigatório, a cada dois anos, a partir do exercício social de 2005, ou em menor periodicidade se a disponibilidade de caixa da Companhia o permitir, a Companhia utilizará a reserva de lucros prevista na alínea “c” do artigo 28 deste Estatuto para a distribuição de dividendos extraordinários, até o limite do caixa disponível, conforme determinado pelo Conselho de Administração com observância do Plano Diretor da Companhia e da política de dividendos nele prevista.

§ 1º - Compete ao Conselho de Administração da Companhia aprovar o Plano Diretor, bem como suas revisões.

§ 2º - O Plano Diretor da Companhia conterá o planejamento estratégico de longo prazo, os fundamentos, metas, objetivos e resultados a serem perseguidos e atingidos pela Companhia e sua política de dividendos, nos quais se basearão os planos, projeções, atividades, estratégias, investimentos e despesas a serem incorporados no Plano Plurianual e Estratégico da Companhia e no Orçamento Anual.

Art. 31 - Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, serão pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 30 de dezembro de cada ano, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais 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.

ANÚNCIO DE INÍCIO DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA DE DEBÊNTURES SIMPLES

CEMIG Companhia Energética de Minas Gerais

COMPANHIA ABERTA
CNPJ nº 17.155.730/0001-64
Avenida Barbacena, 1200 – Belo Horizonte – Minas Gerais – CEP 30190-131

Comunica o início de distribuição para subscrição pública, em 2 de agosto de 2004, da 3ª emissão, constituída de 40.000 (quarenta mil) debêntures simples (não conversíveis em ações), em Série Única, da espécie sem garantia nem preferência, escriturais e nominativas, com valor nominal unitário de R$10.000,00 (dez mil reais) em 1º de junho de 2004 (a "Data de Emissão"), emitidas pela Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (as "Debêntures"), totalizando o valor de:

R$ 400.000.000,00

ISIN: BRCMIGDBS032

CLASSIFICAÇÃO DE RISCO *(RATING)*

Moody's: **Baa2.br** Fitch: **A(bra)**

I INFORMAÇÕES SOBRE A EMISSORA E A DISTRIBUIÇÃO DAS DEBÊNTURES

1. RAZÃO E SEDE SOCIAL
Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (a "Emissora"), sociedade por ações de capital aberto com sede na Avenida Barbacena, 1200, na Cidade de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais, inscrita no CNPJ sob o nº 17.155.730/0001-64, com seus atos constitutivos arquivados na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais, sob NIRE nº 06.2.00216005/7.

2. DELIBERAÇÃO
Nas reuniões do Conselho de Administração da EMISSORA ("RCAs"), realizadas em 27 de maio de 2004 e 23 de junho de 2004, foi deliberada a 3ª emissão (a "Emissão"), para oferta pública das Debêntures. As RCAs foram arquivadas na Junta Comercial do Estado de Minas Gerais sob os nºs 3188769 e 3188778, respectivamente, ambas em 28 de junho de 2004 e publicadas nos jornais a "Gazeta Mercantil – Edição Nacional", "Minas Gerais" e "O Tempo", em 30 de junho de 2004.

3. PROGRAMA DE DISTRIBUIÇÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS
Esta Emissão é realizada no âmbito do Programa de Emissão Pública de Debêntures da Emissora, no valor máximo de R$ 1.500.000.000,00 (um bilhão e quinhentos milhões de reais) (o "Programa"), aprovado por meio da RCA realizada em 27 de maio de 2004. O Programa foi arquivado na Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") em 19 de julho de 2004.

4. CARACTERÍSTICAS DAS DEBÊNTURES
4.1. Valor da Emissão: R$ 400.000.000,00 (quatrocentos milhões de reais), na Data de Emissão.
4.2. Quantidade de Debêntures: 40.000 (quarenta mil) Debêntures.
4.3. Forma: As Debêntures são nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados.
4.4. Conversibilidade: As Debêntures são simples, ou seja, não conversíveis em ações.
4.5. Espécie: As Debêntures são da espécie sem garantia (quirografárias) nem preferência.
4.6. Valor Nominal Unitário: R$10.000,00 (dez mil reais), na Data de Emissão.
4.7. Número de Séries: A Emissão é realizada em série única.
4.8. Vencimento: O prazo de vencimento das Debêntures é de 120 (cento e vinte) meses a contar da Data de Emissão, com vencimento no 1º dia útil de junho de 2014 (a "Data de Vencimento"), ocasião em que a Emissora se obriga a proceder ao pagamento das Debêntures que ainda estejam em circulação, pelo seu Valor Nominal unitário, acrescido da Remuneração devida.

5. REMUNERAÇÃO
As Debêntures desta Emissão farão jus à seguinte remuneração (a "Remuneração"):
5.1. Atualização das Debêntures
As Debêntures terão o seu valor nominal atualizado a partir da Data de Emissão, pelo Índice Geral de Preços do Mercado – IGPM, apurado e divulgado pela Fundação Getúlio Vargas. Essa atualização será calculada de forma *pro rata temporis*, por dias úteis, segundo a seguinte fórmula (a "Atualização das Debêntures"):

$$VNa = VNe \times C$$

$$C = \left\{\left[\frac{NI_1}{NI_0}\right]^{\frac{dup_1}{dut_1}} \times \left[\frac{NI_2}{NI_1}\right]^{\frac{dup_2}{dut_2}} \times \ldots \times \left[\frac{NI_n}{NI_{n-1}}\right]^{\frac{dup_n}{dut_n}}\right\}, \text{ onde:}$$

VNa = é o valor nominal atualizado calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;
VNe = é o valor nominal ou saldo do valor nominal calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;
C = é o fator acumulado das variações mensais dos índices utilizados, calculado com 8 (oito) casas decimais, sem arredondamento;
NI_0 = é o valor do número-índice do mês anterior ao mês de início de atualização;
NI_1 = é o valor do número-índice do mês de início de atualização;
NI_2 = é o valor do número-índice do mês subseqüente ao mês de início de atualização;
NI_n = é o valor do número-índice do mês anterior ao mês de atualização até a data de aniversário. Após a data de aniversário, valor do número-índice do mês de atualização;
NI_{n-1} = é o valor do número-índice do mês anterior ao mês "n";
dup = é o número de dias úteis da última data-base até a data de atualização, sendo dup um número inteiro; e
dut = é o número de dias úteis contidos entre a última e a próxima data-base, sendo dut um número inteiro.
Considera-se como mês de atualização, o mês compreendido entre duas datas de aniversários consecutivas das Debêntures em questão.
Considera-se data de aniversário o dia da data correspondente ao primeiro dia útil de cada mês.
Considera-se data-base a data de aniversário em cada mês.
O número índice do IGPM deverá ser utilizado considerando-se idêntico número de casas decimais daquele divulgado pelo órgão responsável por seu cálculo.
A aplicação do IGPM incidirá anualmente, ou no menor período permitido pela legislação em vigor, nesse caso, sem necessidade de ajuste à respectiva Escritura de Emissão ou qualquer outra formalidade.
5.1.1. Se, na data de vencimento de quaisquer obrigações pecuniárias da Emissora, não houver divulgação do IGPM, será aplicado o último número índice do IGPM divulgado, calculado *pro rata temporis*, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os detentores das Debêntures quando da divulgação posterior do IGPM que seria aplicável.
5.1.2. No caso de extinção, ausência de apuração e/ou divulgação do IGPM por mais de 10 (dez) dias consecutivos após a data esperada para sua apuração e/ou divulgação, ou impossibilidade legal de aplicação do IGPM às Debêntures, Agente Fiduciário deverá, no prazo máximo de 30 (trinta) dias a contar do evento, realizar Assembléia Geral de Debenturistas, para a deliberação, de comum acordo com a Emissora, observada a regulamentação aplicável, do novo parâmetro de remuneração das Debêntures a ser proposto pela Emissora. Até a deliberação desse parâmetro será utilizada, para o cálculo do valor da Atualização das Debêntures o último IGPM divulgado oficialmente, acrescido dos Juros Remuneratórios (conforme abaixo definido), até a data da deliberação da Assembléia Geral de Debenturistas.
5.1.3. Caso não haja acordo sobre a nova Remuneração entre a Emissora e os Debenturistas representando, no mínimo, 2/3 (dois terços) do total das Debêntures em circulação (ainda que em decorrência da falta de quorum para deliberar sobre a matéria), a Emissora deverá resgatar a totalidade das Debêntures em circulação, no prazo de 30 (trinta) dias contados da data da realização da respectiva Assembléia Geral de Debenturistas, pelo saldo de seu Valor Nominal unitário acrescido da Remuneração devida até a data do efetivo resgate, calculada *pro rata temporis*, a partir da Data de Emissão ou da data do último pagamento dos Juros Remuneratórios, conforme o caso, utilizando-se o último IGPM divulgado oficialmente. O resgate ao qual se refere este item não será acrescido de prêmio de qualquer natureza.
5.1.4. A Atualização das Debêntures será paga pela Emissora juntamente com o Valor Nominal unitário das Debêntures, na respectiva Data de Vencimento.
5.1.5. Na data em que ocorrer a subscrição das Debêntures, e somente para fins de apuração do preço de subscrição, caso não haja divulgação do IGP-M referente ao mês em que a subscrição das Debêntures estiver sendo realizada, deverá ser utilizado para cálculo do Valor Nominal atualizado das Debêntures, a última projeção de IGP-M da ANDIMA – Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro, conforme base na prévia divulgada pela Fundação Getúlio Vargas - FGV, disponível no endereço da rede mundial de computadores "www.andima.com.br", ou na sua falta o último IGP-M oficialmente divulgado, não sendo devidas quaisquer compensações financeiras entre a Emissora e os Debenturistas quando da divulgação posterior do IGP-M que seria aplicável.
5.2. Juros Remuneratórios das Debêntures
Incidirão sobre o Valor Nominal unitário acrescido da Atualização das Debêntures juros de 10,5% (dez vírgula cinco por cento) ao ano, apurado com base em procedimento de *bookbuilding*, calculados por dias úteis, com base em um ano de 252 (duzentos e cinqüenta e dois) dias, a partir da Data de Emissão (os "Juros Remuneratórios"). O cálculo dos Juros Remuneratórios obedecerá à seguinte fórmula:

$$J = VNa \times \left\{\left[\left(1 + \frac{taxa}{100}\right)^{\frac{n}{252}}\right]^{\frac{DP}{DT}} - 1\right\}, \text{ onde:}$$

J = é o valor dos juros devidos no final de cada Período de Capitalização (conforme definido abaixo), calculado com 6 (seis) casas decimais, sem arredondamento;
VNa = é o Valor Nominal unitário ou saldo do valor nominal atualizado, conforme anteriormente estabelecido;
taxa = igual a 10,5;
N = igual a 252;
n = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo "n" um número inteiro;
DT = é o número de dias úteis entre a data do próximo evento e a data do evento anterior, sendo DT um número inteiro; e
DP = é o número de dias úteis entre a data do evento anterior e a data atual, sendo DP um número inteiro.
5.2.1. Os Juros Remuneratórios foram aprovados pelo Conselho de Administração da Emissora, em reunião realizada em 23 de junho de 2004, cuja ata foi publicada em 30 de junho de 2004, nos jornais "Gazeta Mercantil – Edição Nacional", "Minas Gerais" e "O Tempo".
5.2.2. Os Juros Remuneratórios deverão ser pagos pela Emissora anualmente, sendo que o primeiro pagamento deverá ser realizado 12 (doze) meses após a Data de Emissão, ou seja, no 1º dia útil do mês de junho de 2005, e os demais pagamentos no 1º dia útil do mês de junho dos anos subseqüentes, calculados em regime de capitalização composta de forma *pro rata temporis* por dias úteis.
5.2.3. Não serão concedidos, aos investidores, descontos de qualquer natureza com relação à aquisição das Debêntures.

6. DIREITO DE PREFERÊNCIA
Não haverá preferência para subscrição das Debêntures pelos atuais acionistas da Emissora.

7. CONDIÇÕES DE SUBSCRIÇÃO E INTEGRALIZAÇÃO E CONDIÇÕES DE PAGAMENTO
7.1. Preço de Subscrição e Forma de Integralização: O preço de subscrição das Debêntures será o seu Valor Nominal unitário acrescido da Remuneração, calculada *pro rata temporis* desde a Data de Emissão até a data de integralização, de acordo com o item 5 acima. As Debêntures serão integralizadas à vista, no ato da subscrição, em moeda corrente nacional.
7.2. Local de Pagamento: Os pagamentos a que fizerem jus as Debêntures serão efetuados utilizando-se, conforme o caso: (i) os procedimentos adotados pela Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia ("CBLC"), para as Debêntures registradas no Sistema de Negociação BOVESPA FIX ("BOVESPA FIX"); ou (ii) os procedimentos adotados pela CETIP - Câmara de Custódia e Liquidação ("CETIP"), para as Debêntures registradas no Sistema Nacional de Debêntures ("SND"); ou (iii) para os titulares de Debêntures que não estejam vinculados a esses sistemas, por meio do respectivo Banco Mandatário e Escriturador desta Emissão.
7.3. Amortização Programada: As Debêntures não serão objeto de amortização programada antes da respectiva Data de Vencimento.
7.4. Prorrogação dos Prazos: Considerar-se-ão prorrogados os prazos referentes ao pagamento de qualquer obrigação por quaisquer das partes, inclusive pelos Debenturistas, no que se refere ao pagamento do preço de subscrição, até o primeiro dia útil subseqüente, se o vencimento coincidir com dia em que não houver expediente comercial ou bancário nas Cidades de São Paulo e/ou Belo Horizonte, nos Estados de São Paulo e Minas Gerais, respectivamente, sem nenhum acréscimo aos valores a serem pagos, ressalvados os casos cujos pagamentos devam ser realizados pela CETIP ou pela CBLC, hipótese em que somente haverá prorrogação quando a data de pagamento coincidir com feriado nacional.

8. COLOCAÇÃO E PROCEDIMENTO DE DISTRIBUIÇÃO
8.1. As Debêntures serão objeto de distribuição pública, sob regime de melhores esforços de distribuição, com intermediação de instituições financeiras integrantes do sistema de distribuição de valores mobiliários, por meio do SDT, administrado pela Associação Nacional das Instituições do Mercado Financeiro ("ANDIMA") e operacionalizado pela CETIP e/ou por meio do BOVESPAFIX e/ou listado na CBLC.
8.2. Observadas as disposições da regulamentação aplicável, as instituições intermediárias deverão realizar a distribuição pública das Debêntures conforme plano de distribuição adotado em consonância com o disposto no § 3º do artigo 33 da Instrução CVM nº 400/03, de forma a assegurar: (i) que o tratamento conferido aos investidores seja justo e eqüitativo, (ii) a adequação do investimento ao perfil de risco dos respectivos clientes das Instituições Intermediárias, e (iii) que os representantes de venda das Instituições Intermediárias recebam previamente o exemplar do Prospecto e do Suplemento para leitura obrigatória e que suas dúvidas possam ser esclarecidas por pessoa designada pelo Coordenador Líder da Emissão. O plano de distribuição foi fixado nos seguintes termos:
(i) anteriormente ao registro da distribuição das Debêntures foi realizado o *"Road Show"* conforme determinado pelas instituições intermediárias de comum acordo com a Emissora, durante o qual foram distribuídas versões do Prospecto Preliminar e do Suplemento Preliminar;
(ii) após a realização do *"Road Show"* e, conforme determinado pelas instituições intermediárias de comum acordo com a Emissora, as instituições intermediárias deram início ao processo de *bookbuilding*, respeitados os procedimentos relativos a esta Emissão;
(iii) encerrado o processo de *bookbuilding*, as instituições intermediárias consolidaram as propostas dos investidores para subscrição das Debêntures;
(iv) uma vez determinada a remuneração final das Debêntures, os documentos relativos à oferta das Debêntures foram apresentados à CVM;
(v) publicação deste Anúncio de Início de Distribuição, após a obtenção do registro da oferta pública das Debêntures na CVM;
(vi) não existirão lotes mínimos ou máximos de subscrição das Debêntures; e
(vii) serão atendidos, preferencialmente, os clientes das instituições intermediárias que desejarem efetuar investimentos nas Debêntures, tendo em vista a relação das instituições intermediárias com esses clientes e outras considerações de natureza comercial ou estratégica.
8.2.1. Nos termos das RCAs e conforme previsto no artigo 30 da Instrução CVM nº 400/03, será admitida a distribuição parcial das Debêntures, sendo que esta Emissão em nada será afetada caso as Debêntures não sejam subscritas e integralizadas na sua totalidade. As Debêntures que não forem efetivamente subscritas e integralizadas deverão ser canceladas pela Emissora. A manutenção desta Emissão não está condicionada à quantidade mínima de Debêntures subscritas e integralizadas ou montante mínimo de recursos a ser captado pela Emissora por meio desta Emissão.
8.2.2. Caso a Oferta não seja finalizada, por qualquer motivo, os recursos depositados por investidores com relação às Debêntures deverão ser devolvidos aos respectivos depositantes, na forma e condições estabelecidas no Suplemento, ficando, porém, desde já estabelecido que esses recursos serão devolvidos aos investidores sem adição de juros ou correção monetária e deduzida a quantia relativa à Contribuição Provisória sobre Movimentação ou Transmissão de Valores e de Créditos e Direitos de Natureza Financeira - CPMF. O aqui disposto se aplica, também, se for o caso, aos investidores que condicionarem sua adesão à Emissão quando da assinatura dos respectivos boletins de subscrição, caso essa condição não seja satisfeita quando do encerramento da oferta das Debêntures.
8.2.3. A Emissora outorgou à instituição intermediária líder, a critério desta última, a possibilidade de distribuição de lote suplementar de Debêntures, caso a demanda pelas Debêntures assim justifique. Neste caso, a quantidade de Debêntures a serem distribuídas no âmbito desta oferta pública poderá ser aumentada em até 15% (quinze por cento) da quantidade inicialmente ofertada, respeitadas as mesmas condições e preço das Debêntures originalmente ofertadas.
8.2.4. O prazo máximo para colocação pública das Debêntures será de 5 (cinco) dias úteis, a contar da data da publicação deste Anúncio de Início de Distribuição Pública das Debêntures.
8.2.5. Não há e nem será constituído fundo de manutenção de liquidez para as Debêntures e não serão firmados contratos de estabilização de preços com relação às Debêntures.
8.3. As Debêntures objeto desta distribuição pública que não forem efetivamente subscritas e integralizadas deverão ser canceladas.

9. REPACTUAÇÃO
As Debêntures desta Emissão não estarão sujeitas à repactuação programada.

10. RESGATE ANTECIPADO FACULTATIVO
As Debêntures desta Emissão não estarão sujeitas ao resgate antecipado facultativo pela EMISSORA.

11. AQUISIÇÃO ANTECIPADA
11.1. Aquisição Antecipada Facultativa: A Emissora poderá, a qualquer tempo, adquirir as Debêntures em circulação no mercado, por preço não superior ao seu Valor Nominal acrescido da Remuneração, observado o disposto no artigo 55, da Lei 6.404/76. As Debêntures objeto de tal aquisição poderão ser canceladas, permanecer em tesouraria da Emissora, ou colocadas novamente no mercado.
11.2. Aquisição Antecipada Obrigatória: A Emissora será obrigada a adquirir, caso haja mudança direta ou indireta de seu controle acionário, as Debêntures desta Emissão que estiverem em circulação, à opção dos respectivos Debenturistas que não aceitarem permanecer como Debenturistas da Emissora após a alteração de seu controle acionário. A oferta de compra será comunicada a esses Debenturistas por meio de aviso específico publicado no prazo de até 15 (quinze) dias contados da data da efetiva mudança do controle acionário, com prazo não inferior a 60 (sessenta) dias para a manifestação dos Debenturistas interessados, contado a partir da publicação do aviso e nos termos dos procedimentos descritos nesse aviso. A aquisição das Debêntures pela Emissora deverá ocorrer no 30º (trigésimo) dia contado do último dia de prazo para manifestação dos Debenturistas, pelo seu Valor Nominal, acrescido da Remuneração, conforme disposto no item 5 acima. Para efeito do disposto neste item, ocorrerá "mudança de controle acionário" caso o atual controlador da Emissora, Governo do Estado de Minas Gerais, direta ou indiretamente, deixe de deter o equivalente a, pelo menos, 50% (cinqüenta por cento) mais uma ação do total de ações representativas do capital votante da Emissora.

12. NEGOCIAÇÃO
As Debêntures terão registro para negociação no mercado secundário junto ao (i) SND, administrado pela ANDIMA e operacionalizado pela CETIP e/ou (ii) BOVESPA FIX, da BOVESPA, custodiado na CBLC.

13. PÚBLICO INVESTIDOR ALVO DA OFERTA
O público alvo da presente oferta será composto por investidores em geral.

14. INADEQUAÇÃO DO INVESTIMENTO NAS DEBÊNTURES
A presente Emissão **não** é adequada aos investidores que (i) necessitem de liquidez considerável com relação aos títulos adquiridos, uma vez que a negociação de debêntures no mercado secundário brasileiro é restrita e (ii) não estejam dispostos a correr risco de crédito de empresas do Setor Elétrico brasileiro.

II INSTITUIÇÕES INTERMEDIÁRIAS

COORDENADOR LÍDER:
UNIBANCO – União de Bancos Brasileiros S.A.
Avenida Eusébio Matoso, 891, CEP 05423-901, São Paulo, SP
Tel: (11) 3097-1213 – Fax: (11) 3813-2675
Internet: www.unibanco.com.br

DEMAIS COORDENADORES:
Banco Itaú BBA S.A.
Avenida Brigadeiro Faria Lima, 3400, 5º andar, CEP 04538-132, São Paulo, SP
Tel: (11) 3708-8717 – Fax: (11) 3708-8107
Internet: www.itaubba.com.br

BB-Banco de Investimento S.A.
Rua Lélio Gama, 105, 28º andar, CEP 20301-080, Rio de Janeiro, RJ
Tel: (21) 3808-3773 – Fax: (21) 3808-3239
Internet: www.bb.com.br

III BANCO MANDATÁRIO E ESCRITURADOR

Banco Itaú S.A.
Avenida Engenheiro Armando de Arruda Pereira, 707, 9º andar, CEP 01014-919, São Paulo, SP

IV AGENTE FIDUCIÁRIO

Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.
Rua Sete de Setembro, 99, 16º andar, CEP 20050-005, Rio de Janeiro, RJ

V REGISTRO DA EMISSÃO NA CVM

A PRESENTE EMISSÃO FOI REGISTRADA NA COMISSÃO DE VALORES MOBILIÁRIOS SOB O Nº CVM/SRE/DEB/2004/015, EM 19 DE JULHO DE 2004.

VI DATA DE INÍCIO DE DISTRIBUIÇÃO PÚBLICA

A data de início da distribuição pública é 2 de agosto de 2004.

VII PROSPECTO, SUPLEMENTO, INFORMAÇÕES ADICIONAIS E ATENDIMENTO AOS DEBENTURISTAS

O Prospecto e Suplemento da presente Oferta estão disponíveis nas sedes e nas páginas da rede mundial de computadores das Instituições Intermediárias da presente Emissão, da Emissora e da Comissão de Valores Mobiliários, bem como na CETIP e CBLC.
Maiores informações poderão ser obtidas junto às Instituições Intermediárias da presente Emissão ou na CVM.
Além dos endereços das Instituições Intermediárias, do Banco Mandatário e Escriturador e da Emissora, apresentamos abaixo outros endereços relevantes:

Comissão de Valores Mobiliários
Rua Sete de Setembro, 111, 5º andar, Centro, CEP 20159-900, Rio de Janeiro, RJ
Rua Formosa, 367, 20º andar, Centro, CEP 01049-000, São Paulo, SP
Endereço eletrônico: www.cvm.gov.br

CETIP - Câmara de Custódia e Liquidação
Rua Líbero Badaró, 425, 24º andar, CEP 01009-000, São Paulo, SP
Endereço eletrônico: www.cetip.com.br

Companhia Brasileira de Liquidação e Custódia - CBLC
Rua XV de Novembro, 275, CEP 01013-001, São Paulo, SP
Endereço Eletrônico: www.cblc.com.br

"O REGISTRO DA PRESENTE DISTRIBUIÇÃO NÃO IMPLICA, POR PARTE DA CVM, GARANTIA DE VERACIDADE DAS INFORMAÇÕES PRESTADAS OU JULGAMENTO SOBRE A QUALIDADE DA EMISSORA, BEM COMO SOBRE AS DEBÊNTURES A SEREM DISTRIBUÍDAS."

ANBID

"A presente oferta pública foi elaborada de acordo com as disposições do Código de Auto-Regulação da ANBID para as Ofertas Públicas de Títulos e Valores Mobiliários registrado no 5º Ofício de Títulos e Documentos do Estado do Rio de Janeiro sob o nº 497585, atendendo aos padrões mínimos de informação contidos no mesmo, não cabendo à ANBID qualquer responsabilidade pelas referidas informações, pela qualidade do emissor/ofertante, das instituições participantes e dos títulos e valores mobiliários objeto da oferta."

BB INVESTIMENTOS Itaú BBA UNIBANCO

Anexo 8

Lista das Principais Subsidiárias da Cemig

Subsidiária	Jurisdição de Constituição
Cemig Geração e Transmissão S.A.	Minas Gerais, Brasil
Cemig Distribuição S.A.	Minas Gerais, Brasil

Anexo 12.1

CERTIFICADO

Eu, Djalma Bastos 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 Bastos de Morais____
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

Data: 24 de maio de 2005

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 do Sarbanes-Oxly 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.

Anexo 12.2

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 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./: Flávio Decat de Moura____
Nome: Flávio Decat de Moura
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 24 de maio de 2005

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 302 do Sarbanes-Oxly 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

Anexo 13.1

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 2004, conforme arquivado na *Securities and Exchange Commission* na presente data (o "Relatório"), eu, Djalma Bastos de Morais, 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./_ Djalma Bastos de Morais
Nome: Djalma Bastos de Morais
Cargo: Diretor Presidente

Data: 24 de maio de 2005

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 do Sarbanes-Oxly 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.

Anexo 13.2

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 2004, 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./: Flávio Decat de Moura____
Nome: Flávio Decat de Moura
Cargo: Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Data: 24 de maio de 2005

Via original da presente declaração escrita exigida por força do Artigo 906 do Sarbanes-Oxly 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.