



Geração e Transmissão S.A.

## SUMÁRIO

<b>BALANÇOS PATRIMONIAIS</b> .....	<b>2</b>
<b>DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS</b> .....	<b>4</b>
<b>DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b> .....	<b>5</b>
<b>DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA</b> .....	<b>6</b>
<b>NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS</b> .....	<b>8</b>
1) – CONTEXTO OPERACIONAL .....	8
2) – APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS .....	10
3) – PRINCÍPIOS DE CONSOLIDAÇÃO .....	11
4) – DISPONIBILIDADES .....	12
5) – CONSUMIDORES E REVENDEDORES .....	13
6) – REVENDEDORES – TRANSAÇÕES COM ENERGIA LIVRE .....	13
7) – ATIVO REGULATÓRIO - REVISÃO TARIFÁRIA .....	14
8) – TRIBUTOS COMPENSÁVEIS .....	15
9) – CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS .....	16
10) – DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIO .....	17
11) – INVESTIMENTOS .....	18
12) – IMOBILIZADO .....	20
13) - INTANGÍVEL .....	22
14) – FORNECEDORES .....	23
15) – IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES .....	24
16) – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES .....	25
17) – ENCARGOS REGULATÓRIOS .....	28
18) – OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO .....	28
19) – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS .....	30
20) – PATRIMÔNIO LÍQUIDO .....	31
21) – FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA .....	32
22) – RECEITA DE USO DA REDE .....	32
CONSOLIDADO .....	32
23) – DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL .....	33
24) – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS .....	33
25) – DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS .....	35
26) – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS .....	35
27) – INSTRUMENTOS FINANCEIROS .....	37
28) – EVENTO SUBSEQUENTE .....	42
<b>DESEMPENHO ECONÔMICO – FINANCEIRO CONSOLIDADO</b> .....	<b>43</b>
<b>RELATÓRIO DE REVISÃO DOS AUDITORES INDEPENDENTES</b> .....	<b>47</b>

**BALANÇOS PATRIMONIAIS**

**EM 31 DE MARÇO DE 2010 E EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009**

**ATIVO**

**(Em milhares de reais)**

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<b>CIRCULANTE</b>				
Disponibilidades (nota 4)	2.953.159	3.043.715	2.727.833	2.834.476
Consumidores e Revendedores (nota 5)	334.470	393.275	303.948	364.149
Concessionários - Transporte de Energia	70.274	67.727	70.274	67.727
Tributos Compensáveis (nota 8)	324.654	245.584	315.845	212.519
Revendedores – Transações Energia Livre (nota 6)	45.175	46.028	45.175	46.028
Créditos Tributários (nota 9)	13.446	14.222	13.446	14.222
Estoques	5.743	4.707	4.435	3.478
Ativo Regulatório – Revisão Tarifária (nota 7)	77.746	75.813	77.746	75.813
Outros Créditos	107.444	91.895	86.340	71.291
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>3.932.111</b>	<b>3.982.966</b>	<b>3.645.042</b>	<b>3.689.703</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
<b>Realizável a Longo Prazo</b>				
Consumidores e Revendedores (nota 5)	46.188	46.188	46.188	46.188
Créditos Tributários (nota 9)	64.891	71.072	64.891	71.072
Tributos Compensáveis (nota 8)	12.625	12.073	10.518	10.823
Depósitos Vinculados a Litígio (nota 10)	97.100	89.245	95.956	87.870
Créditos com Pessoas Ligadas	16.879	18.244	9.309	12.906
Ativo Regulatório – Revisão Tarifária (nota 7)	23.423	43.466	23.423	43.466
Outros Créditos	18.800	20.346	7.063	7.648
	279.906	300.634	257.348	279.973
Investimentos (nota 11)	1.738	1.743	1.623.910	1.609.714
Imobilizado (nota 12)	7.273.924	7.214.392	5.395.084	5.436.380
Intangível (nota 13)	822.644	844.153	26.208	26.498
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>8.378.212</b>	<b>8.360.922</b>	<b>7.302.550</b>	<b>7.352.565</b>
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>12.310.323</b>	<b>12.343.888</b>	<b>10.947.592</b>	<b>11.042.268</b>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Trimestrais.

**BALANÇOS PATRIMONIAIS**

**EM 31 DE MARÇO DE 2010 E EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009**

**PASSIVO**

(Em milhares de reais)

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<b>CIRCULANTE</b>				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	865.662	3.561.849	616.703	3.305.823
Debêntures (nota 16)	22.863	3.365	22.863	3.365
Fornecedores (nota 14)	121.284	147.553	83.722	83.978
Impostos, Taxas e Contribuições (nota 15)	233.491	146.283	226.292	116.240
Juros Sobre Capital Próprio e Dividendos a Pagar	418.304	917.054	418.304	917.054
Salários e Encargos Sociais	69.716	75.900	67.479	74.105
Encargos Regulatórios (nota 17)	47.278	44.449	43.386	40.253
Participações nos Lucros	9.901	22.896	9.901	22.894
Dívidas com Pessoas Ligadas	11.851	43.917	21.639	53.705
Obrigações Pós-Emprego (nota 18)	18.862	18.895	18.862	18.895
Obrigações com Instrumentos Financeiros (nota 27)	-	3.149	-	-
Outras Obrigações	41.166	42.679	40.440	40.275
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>1.860.378</b>	<b>5.027.989</b>	<b>1.569.591</b>	<b>4.676.587</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	2.922.522	2.816.387	2.031.793	2.038.738
Debêntures (nota 16)	3.193.477	437.693	3.025.963	275.869
Provisões para Contingências (nota 19)	10.528	9.659	9.699	9.601
Obrigações Pós-Emprego (nota 18)	238.714	241.958	238.714	241.958
Impostos, Taxas e Contribuições (nota 15)	150.834	139.155	150.834	139.155
Encargos Regulatórios (nota 17)	61.218	59.266	61.218	59.266
Outras Obrigações	52.382	48.884	39.510	38.197
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>6.629.675</b>	<b>3.753.002</b>	<b>5.557.731</b>	<b>2.802.784</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO (nota 20)</b>				
Capital Social	3.296.785	2.896.785	3.296.785	2.896.785
Reservas de Lucros	266.112	666.112	266.112	666.112
Reservas de Reavaliação	1.220	-	1.220	-
Lucros Acumulados	256.153	-	256.153	-
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>3.820.270</b>	<b>3.562.897</b>	<b>3.820.270</b>	<b>3.562.897</b>
<b>PASSIVO TOTAL</b>	<b>12.310.323</b>	<b>12.343.888</b>	<b>10.947.592</b>	<b>11.042.268</b>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Trimestrais.

**DEMONSTRAÇÕES DE RESULTADOS**

**PARA OS PERÍODOS DE 3 MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2010 E 2009**

**(Em milhares de reais, exceto o lucro líquido por lote de mil ações)**

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009 Reclassificado	31/03/2010	31/03/2009 Reclassificado
<b>RECEITA OPERACIONAL</b>				
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica (nota 21)	837.266	769.147	831.626	766.106
Receita de Uso da Rede (nota 22)	232.949	151.030	169.061	151.030
Outras Receitas Operacionais	6.051	5.653	6.017	5.653
	1.076.266	925.830	1.006.704	922.789
<b>DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL (nota 23)</b>	(226.662)	(198.339)	(221.515)	(197.675)
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	849.604	727.491	785.189	725.114
<b>CUSTOS DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA</b>				
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA (nota 24)</b>				
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	(64.075)	(72.294)	(63.718)	(72.294)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(73.773)	(27.190)	(73.763)	(26.712)
	(137.848)	(99.484)	(137.481)	(99.006)
<b>CUSTO DE OPERAÇÃO (nota 24)</b>				
Pessoal e Administradores	(56.958)	(58.975)	(55.069)	(58.934)
Obrigações Pós-Emprego	(6.154)	(6.206)	(6.154)	(6.206)
Materiais	(4.116)	(2.884)	(3.617)	(2.867)
Serviços de Terceiros	(25.534)	(20.246)	(23.814)	(20.127)
Depreciação e Amortização	(67.679)	(55.979)	(56.671)	(55.858)
Reversões (Provisões) Operacionais	427	252	427	252
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	(35.386)	(34.767)	(35.325)	(34.767)
Outros custos de operação	(9.794)	(1.577)	(8.995)	(1.526)
	(205.194)	(180.382)	(189.218)	(180.033)
<b>CUSTO TOTAL</b>	(343.042)	(279.866)	(326.699)	(279.039)
<b>LUCRO BRUTO</b>	506.562	447.625	458.490	446.075
<b>DESPESAS OPERACIONAIS (nota 24)</b>				
Despesas com Vendas				
Despesas Gerais e Administrativas	(22.517)	(16.932)	(20.102)	(16.932)
Outras Despesas Operacionais	(10.847)	(5.725)	(2.293)	(5.725)
	(33.364)	(22.657)	(22.395)	(22.657)
<b>RESULTADO DO SERVIÇO (LUCRO OPERACIONAL ANTES DO RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL E DAS RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS)</b>	473.198	424.968	436.095	423.418
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	12.401	1.494
Despesas Financeiras Líquidas (nota 25)	(78.103)	(50.190)	(60.726)	(50.244)
<b>LUCRO ANTES DA TRIBUTAÇÃO E PARTICIPAÇÕES</b>	395.095	374.778	387.770	374.668
Imposto de Renda e Contribuição Social (nota 9 b)	(129.700)	(126.711)	(122.360)	(126.639)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos (nota 9 b)	(2.346)	(9.931)	(2.361)	(9.893)
Participação dos Empregados e Administradores no Resultado (nota 24)	(6.896)	(5.723)	(6.896)	(5.723)
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO</b>	256.153	232.413	256.153	232.413
<b>LUCRO LÍQUIDO DO PERÍODO POR AÇÃO</b>			88,43	80,23

As notas explicativas são parte integrante das Informações Trimestrais.

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO**  
**PARA O TRIMESTRE FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2010**

(Em milhares de reais, exceto dividendos e juros sobre capital próprio por lote de mil ações)

	<u>Capital Social</u>	<u>Reservas de Lucros</u>	<u>Reservas de Reavaliação</u>	<u>Lucros Acumulados</u>	<u>Total</u>
<b>SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009</b>	2.896.785	666.112	-	-	3.562.897
Aumento de Capital	400.000	(400.000)			
Lucro Líquido do Período	-	-	-	256.153	256.153
Constituição de Reserva de Reavaliação	-	-	1.220	-	1.220
<b>SALDOS EM 31 DE MARÇO DE 2010</b>	<u>3.296.785</u>	<u>266.112</u>	<u>1.220</u>	<u>256.153</u>	<u>3.820.270</u>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Trimestrais.

**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA**
**PARA OS PERÍODOS DE 3 MESES FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2010 E 2009**
**(Em milhares de Reais)**

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/03/2009
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>				
Lucro Líquido do Exercício	256.153	232.413	256.153	232.413
Despesas (Receitas) que não afetam as disponibilidades				
Depreciação e Amortização	69.171	56.026	56.678	55.905
Baixas Líquidas de Imobilizado	1.465	2.119	-	2.119
Amortização de Ágio na Aquisição de Controlada	-	-	3.206	-
Equivalência Patrimonial	-	-	(12.401)	(1.494)
Juros e Variações Monetárias - Não Circulantes	13.225	(16.994)	14.557	(18.019)
Impostos Federais Diferidos	2.346	9.931	2.361	9.893
Provisões para Perdas Operacionais	(427)	269	(427)	269
Provisões para Perdas em Transações com Energia Livre	-	8.722	-	8.722
Provisões para Perdas com Instrumentos Financeiros	-	19.697	34	19.697
Obrigações Pós-Emprego	7.728	7.333	7.728	7.333
Outros	-	1.087	-	1.087
	<u>349.661</u>	<u>320.603</u>	<u>327.889</u>	<u>317.925</u>
<b>(Aumento) Redução de Ativos</b>				
Consumidores e Revendedores	58.804	(27.597)	60.201	(27.307)
Revendedores – Transações com energia livre	1.113	2.107	1.113	2.107
Tributos Compensáveis	(79.622)	(57.825)	(103.020)	(57.792)
Transporte de Energia	(2.547)	(388)	(2.547)	(388)
Créditos Tributários	4.611	2.527	4.596	2.527
Depósito Judiciais	(7.855)	(15.046)	(8.086)	(8.182)
Outros	4.437	(4.761)	6.286	(1.523)
	<u>(21.059)</u>	<u>(100.983)</u>	<u>(41.457)</u>	<u>(90.558)</u>
<b>Aumento (Redução) de Passivos</b>				
Fornecedores	(22.824)	8.664	(248)	(13.591)
Tributos e Contribuição Social	98.887	122.247	121.731	121.213
Salários e Contribuições Sociais	(6.185)	(20.371)	(6.626)	(20.574)
Encargos Regulatórios	3.467	(18.657)	(159)	(18.657)
Empréstimos e Financiamentos	39.889	64.125	20.129	64.327
Obrigações Pós-Emprego	(11.005)	(10.110)	(11.005)	(10.110)
Perdas com Instrumentos Financeiros	(3.149)	465	(34)	465
Outros	(45.223)	(45.834)	(43.847)	(29.676)
	<u>53.857</u>	<u>100.529</u>	<u>79.941</u>	<u>93.397</u>
<b>CAIXA LÍQUIDO PROVENIENTE DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>382.459</b>	<b>320.149</b>	<b>366.373</b>	<b>320.764</b>
<b>FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>				
Financiamentos Obtidos	2.903.841	186.698	2.748.281	107.086
Pagamentos de Empréstimos e Financiamentos	(2.770.672)	(4.758)	(2.704.456)	(4.758)
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	(498.750)	-	(498.750)	-
<b>CAIXA LÍQUIDO PROVENIENTE DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO</b>	<b>(365.581)</b>	<b>181.940</b>	<b>(454.925)</b>	<b>102.328</b>

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/03/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/03/2009</b>
<b>FLUXOS DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>				
Em Investimentos	1.223	6.968	(2.999)	(25.018)
No Imobilizado	(92.830)	(113.285)	(15.029)	(10.840)
No Intangível	(15.827)	-	(63)	-
<b>CAIXA LÍQUIDO USADO NAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO</b>	<b>(107.434)</b>	<b>(106.317)</b>	<b>(18.091)</b>	<b>(35.858)</b>
<b>VARIAÇÃO LÍQUIDA DAS DISPONIBILIDADES</b>	<b>(90.556)</b>	<b>395.772</b>	<b>(106.643)</b>	<b>387.234</b>
<b>DEMONSTRAÇÃO DA VARIAÇÃO DAS DISPONIBILIDADES</b>				
No início do exercício	3.043.715	862.098	2.834.476	852.213
No fim do exercício	<u>2.953.159</u>	<u>1.257.870</u>	<u>2.727.833</u>	<u>1.239.447</u>
	<b>(90.556)</b>	<b>395.772</b>	<b>(106.643)</b>	<b>387.234</b>

As notas explicativas são parte integrante das Informações Trimestrais.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS****PARA O EXERCÍCIO FINDO EM 31 DE DEZEMBRO DE 2009 E OS PERÍODOS DE 3 MESES  
FINDOS EM 31 DE MARÇO DE 2010 E 2009****(Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)****1) – CONTEXTO OPERACIONAL**

A Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia” ou “Cemig Geração e Transmissão”) é uma sociedade anônima de capital aberto, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG (“CEMIG”), constituída em 8 de setembro de 2004 e com início das suas operações a partir de 1º de janeiro de 2005, como resultado do processo de desmembramento das atividades da CEMIG. Suas ações não são negociadas em bolsa de valores.

A Cemig Geração e Transmissão tem por objeto social: (i) estudar, planejar, projetar, construir, operar e explorar sistemas de geração, transmissão e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido ou venham a ser concedidos, por qualquer título de direito, ou a empresas das quais mantenha o controle acionário; (ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; (iii) prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior; e (iv) exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social.

A Cemig Geração e Transmissão possui 48 usinas, sendo 43 usinas hidrelétricas, 4 eólicas e 1 termelétrica e linhas de transmissão pertencentes, em sua maior parte, à rede básica do sistema brasileiro de geração e transmissão.

A Companhia possui participação societária nas seguintes controladas:

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, através da usina hidrelétrica Cachoeirão localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais, e com capacidade instalada de 27 MW (informação não revisada pelos auditores independentes). A usina iniciou operações em 2009.
- Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica localizada no município de Beberibe no Estado do Ceará e com capacidade instalada de 28,8 MW (informação não revisada pelos auditores independentes). A usina iniciou operações em agosto de 2009.
- Baguari Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 69,39%) - Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), 140 MW de potência instalada (informação não revisada pelos auditores independentes), localizada no rio Doce em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais. A usina iniciou operações em setembro de 2009 (1ª unidade), em novembro de 2009 (2ª unidade), em março de 2010 (3ª unidade) e tem previsão para maio de 2010 (4ª unidade).



- ❑ Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (“TAESA”) (anteriormente denominada Terna Participações S.A.) (controlada em conjunto – participação de 32,27%) – Construção, implantação, operação e manutenção das instalações de transmissão de energia elétrica em 11 estados do país através das seguintes sociedades por ela controladas ou das quais participa: TSN – Transmissora Sudeste Nordeste S.A.; Novatrans Energia S.A.; ETEO – Empresa de Transmissão de Energia do Oeste S.A.; ETAU – Empresa de Transmissão do Alto Uruguai S.A.; Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e Terna Serviços Ltda., que juntas possuem mais de 3.712 km (informação não revisada pelos auditores independentes) de linhas de transmissão de alta voltagem (de 230 a 500 Kv), integrantes da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional.
- ❑ Transmissora Alterosa de Energia S.A. (“Alterosa”) (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Participação no capital de outras sociedades ligadas ao setor elétrico e será responsável pela oferta pública da aquisição das ações da TAESA em poder dos acionistas minoritários.
- ❑ Central Eólica Praias do Morgado S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica localizada no município de Aracajú no Estado do Ceará e com capacidade instalada de 28,8 MW (informação não revisada pelos auditores independentes). A usina iniciou operações em abril de 2010.

Controladas em fase pré-operacional:

- ❑ Guanhães Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através da implantação e exploração das pequenas centrais hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães, e Fortuna II, localizada no Município de Virginópolis, todas no Estado de Minas Gerais. As usinas têm previsão de início de operação em agosto de 2011, e totalizarão uma capacidade instalada de 44 MW (informação não revisada pelos auditores independentes).
- ❑ Cemig Baguari Energia S.A. (controlada – participação de 100,00%) – Produção e a comercialização de energia elétrica em regime de produção independente em futuros empreendimentos.
- ❑ Madeira Energia S.A. (controlada em conjunto – participação de 10,00%) – Implementação, construção, operação e exploração da usina hidrelétrica de Santo Antônio através da seguinte sociedade por ela controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia, com potência de 3.150 MW (informação não revisada pelos auditores independentes) e previsão de início de operação comercial em 2012.
- ❑ Hidrelétrica Pipoca S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) - Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, com 20 MW de potência instalada (informação não revisada pelos auditores independentes), localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais. Previsão de entrada em operação em julho de 2010.
- ❑ Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A. (“EBTE”) (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Concessionária de serviço público de transmissão de energia elétrica, através das linhas de transmissão no Estado de Mato Grosso. Previsão de entrada em operação em junho de 2010.
- ❑ Central Eólica Volta do Rio S.A. (controlada em conjunto – participação de 49,00%) – Produção e comercialização de energia elétrica através de usina eólica localizada no município de Aracajú no Estado do Ceará e com capacidade instalada de 42 MW (informação não revisada pelos auditores independentes). Previsão de entrada em operação em maio de 2010.

**2) – APRESENTAÇÃO DAS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS****2.1) Apresentação das Informações Trimestrais**

As Informações trimestrais individuais e consolidadas foram elaboradas e preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, compreendendo: a Lei das Sociedades por Ações; os pronunciamentos, as orientações e as interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (“CPC”); normas da Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”); e normas da legislação específica aplicáveis às concessionárias de energia elétrica, emanadas da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

Estas Informações Trimestrais – ITR’s foram elaboradas seguindo princípios, práticas e critérios consistentes com aqueles adotados na elaboração das demonstrações contábeis anuais de 31 de dezembro de 2009. Desta forma, estas ITR’s devem ser lidas em conjunto com as referidas demonstrações contábeis anuais.

As reclassificações efetuadas nos saldos de 31 de março de 2009 para fins de comparabilidade em função de alterações do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica – MCSPEE estão a seguir discriminadas:

<u>Conta Original</u>	<u>Consolidado</u> <u>Valor (R\$)</u>	<u>Controladora</u> <u>Valor (R\$)</u>	<u>Conta de Reclassificação</u>	<u>Consolidado</u> <u>Valor (R\$)</u>	<u>Controladora</u> <u>Valor (R\$)</u>
<b>Outras despesas operacionais</b>			<b>Deduções da Receita</b>		
Outras despesas operacionais	4.788	4.788	Encargo de Aquisição Emergencial	(4.788)	(4.788)
	<b>4.788</b>	<b>4.788</b>		<b>(4.788)</b>	<b>(4.788)</b>

**2.2) Aplicação das novas regras contábeis a partir de 2010**

Com intuito de criar novas normas contábeis, que fazem parte da agenda conjunta da CVM e do CPC, em continuidade ao processo de harmonização das práticas contábeis adotadas no Brasil aos IFRS iniciado em 2008, o CPC emitiu diversos pronunciamentos no exercício de 2009, com aplicação obrigatória para os exercícios sociais iniciados a partir de 1º de janeiro de 2010, retroativas a 2009 para fins de comparabilidade, aprovados também pela CVM, alterando determinadas práticas contábeis atualmente adotadas pela Companhia.

Entretanto, através da Deliberação nº 603, de 10 de novembro de 2009, a CVM facultou às companhias abertas apresentarem as suas informações trimestrais conforme as normas contábeis vigentes até 31 de dezembro de 2009, desde que sejam adotadas as seguintes medidas:

- divulgar esse fato em nota explicativa as ITR’s de 2010, com uma descrição das principais alterações que poderão ter impacto sobre as suas demonstrações financeiras do encerramento do exercício, bem como uma estimativa dos seus possíveis efeitos no patrimônio líquido e no resultado ou os esclarecimentos das razões que impedem a apresentação dessa estimativa; e
- reapresentar as ITR’s de 2010, comparativamente com os de 2009 também ajustados às normas de 2010, pelo menos quando da apresentação das demonstrações financeiras do exercício social iniciado a partir de 1º de janeiro de 2010.

A Companhia postergará a adoção dos CPC's vigentes a partir de 2010 para melhor análise das alterações requeridas pelos novos pronunciamentos e também das discussões que estão sendo realizadas no que se refere a interpretação sobre os critérios de aplicação desses pronunciamentos, entre os quais destacamos a Interpretação Técnica ICPC.01, que trata da contabilidade das concessões. A Companhia está participando das discussões e debates no mercado, em especial nos órgãos e associações da classe contábil e junto aos reguladores, que possivelmente se manifestarão sobre aspectos específicos para aplicação no setor elétrico.

Até que haja um maior entendimento sobre a aplicação prática dos pronunciamentos, entendemos não ser possível ainda avaliar e quantificar com razoável segurança os eventuais efeitos nas demonstrações contábeis.

### **2.3) Receita de Transmissão - Critério de Reconhecimento**

Em 14 de outubro de 2009 a CVM, mediante decisão de seu colegiado, determinou que as concessionárias do serviço de transmissão de energia elétrica controladas pela Taesa alterem, a partir da primeira divulgação da ITR de 2010, o tratamento contábil a ser adotado na contabilização da receita, com efeitos retroativos em 2009 apenas para fins de comparabilidade, ficando a Taesa dispensada de qualquer refazimento de suas demonstrações contábeis referentes a exercícios anteriores.

Considerando que a Cemig Geração e Transmissão e também as empresas transmissoras do grupo TBE tem contratos de concessão de transmissão de energia similares aos da TAESA, também deveriam adotar os mesmos procedimentos determinados pela CVM.

A nova prática contábil determina que a receita seja contabilizada de forma linear para os contratos de concessão de transmissão de energia onde a receita nos primeiros 15 anos de operação é superior em 100% a receita dos últimos anos. Ou seja, a receita a maior recebida nos primeiros 15 anos seria diferida e somente transferida para o resultado após esse período, de forma que a receita seja distribuída uniformemente durante o período integral da concessão.

Em 4 de maio de 2010, a CVM, através do Ofício SEP/GEA- nº189/10 autorizou a não aplicação dessa nova prática para os ITR's a serem divulgados ao longo do exercício de 2010, podendo ser adotada somente a partir do exercício social a encerrar-se em 31 de dezembro de 2010, conjuntamente dos demais pronunciamentos contábeis com vigência em 2010.

A Companhia está em processo de entendimento e cálculo dos efeitos contábeis decorrentes da aplicação dessa determinação da CVM, tendo em vista que os critérios de reconhecimento de receita poderão ser também impactados pela adoção da Interpretação Técnica ICPC.01, que trata da contabilidade de concessões.

### **3) – PRINCÍPIOS DE CONSOLIDAÇÃO**

Foram consolidadas as informações financeiras da controlada e das controladas em conjunto mencionadas na nota explicativa nº 1, sendo que as controladas em conjunto foram consolidadas com base no método de consolidação proporcional, aplicável sobre cada componente das ITR's das controladas. Todas as controladas, inclusive aquelas de controle compartilhado, seguem práticas contábeis consistentes com as da controladora.

	<b>Participação direta no capital total - %</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
	<b>Controlada</b>	
Cemig Baguari Energia S.A.	100,00	100,00
<b>Controladas em conjunto</b>		
Hidrelétrica Cachoeirão S.A.	49,00	49,00
Guanhães Energia S.A.	49,00	49,00
Hidrelétrica Pipoca S.A.	49,00	49,00
Madeira Energia S.A.	10,00	10,00
Baguari Energia S.A.	69,39	69,39
Empresa Brasileira de Transmissão de Energia S.A.	49,00	49,00
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	49,00	-
Central Eólica Volta do Rio S.A.	49,00	-
Central Eólica Praias de Morgado S.A.	49,00	-
Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A.	32,27	-
Transmissora Alterosa de Energia S.A.	49,00	-

Na consolidação foram eliminadas as participações da controladora nos patrimônios líquidos das empresas controladas, bem como os saldos relevantes de ativos, passivos, receitas e despesas, decorrentes de transações efetuadas entre as empresas.

As referências efetuadas nestas ITR's da controlada e das controladas em conjunto são realizadas na proporção de participação da Companhia.

As datas das informações trimestrais das sociedades controladas utilizadas para cálculo de equivalência patrimonial e consolidação coincidem com as da controladora.

Conforme determinação da Instrução CVM nº 408, as informações trimestrais consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos de investimentos exclusivos, compostos de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco mínimo A+(bra) (rating nacional de longo prazo) garantindo alta liquidez nos papéis.

O fundo exclusivo, cujas informações trimestrais são regularmente revisadas, está sujeito às obrigações restritas ao pagamento de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuída à operação dos investimentos, como taxas de custódia, auditoria e outras despesas, inexistindo obrigações financeiras relevantes, bem como ativos dos quotistas para garantir essas obrigações.

#### 4) – DISPONIBILIDADES

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
Contas Bancárias	11.797	20.510	9.511	12.522
Aplicações Financeiras				
Certificados de depósitos bancários	2.749.524	2.820.547	2.596.701	2.648.339
Letras Financeiras do Tesouro	55.385	88.893	38.256	66.598
Letras do Tesouro Nacional	43.486	6.538	-	6.538
Outros	92.967	107.227	83.365	100.479
	<b>2.941.362</b>	<b>3.023.205</b>	<b>2.718.322</b>	<b>2.821.954</b>
	<b>2.953.159</b>	<b>3.043.715</b>	<b>2.727.833</b>	<b>2.834.476</b>

As aplicações financeiras correspondem às operações contratadas em instituições financeiras nacionais e internacionais com filiais no Brasil a preços e condições de mercado. Todas as operações são de alta liquidez, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor. Os Certificados de Depósito Bancário – CDB pré ou pós-fixados e Depósitos a Prazo com Garantia Especial - DPGE são remunerados a um percentual do CDI divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação - CETIP (que variam entre 100% a 110% conforme operação).

## 5) – CONSUMIDORES E REVENDEDORES

Classe de Consumidor	Saldos a Vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				31/03/2010	31/12/2009
<b>Controladora</b>					
Industrial	173.165	1.235	3.201	177.601	192.180
Suprimento a Outras Concessionárias	121.402	50.058	3.447	174.907	220.529
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	-	-	(2.372)	(2.372)	(2.372)
	<b>294.567</b>	<b>51.293</b>	<b>4.276</b>	<b>350.136</b>	<b>410.337</b>
<b>Controladas</b>					
Industrial	1.657	61	103	1.821	1.108
Comércio, Serviços e Outras	1.623	-	-	1.623	1.622
Suprimento a Outras Concessionárias	26.736	191	151	27.078	26.396
	<b>30.016</b>	<b>252</b>	<b>254</b>	<b>30.522</b>	<b>29.126</b>
<b>Total Consolidado</b>	<b>324.583</b>	<b>51.545</b>	<b>4.530</b>	<b>380.658</b>	<b>439.463</b>

**Circulante** 334.470 393.275

**Não Circulante** 46.188 46.188

A Companhia constitui a provisão para créditos de liquidação duvidosa através de uma análise individual do saldo dos clientes, sendo considerado o histórico de inadimplência, negociações em andamento e existência de garantias reais.

A Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa constituída é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos.

Encontra-se registrado o valor de R\$46.188 referente a créditos de consumidor industrial que não foram pagos em função de liminar cautelar que permitiu o não pagamento desse montante até o julgamento final de ação judicial questionando reajuste tarifário durante a vigência do Plano Cruzado através da Portaria 045/86. A Companhia tem a expectativa de que os valores mencionados serão integralmente recebidos.

## 6) – REVENDEDORES – TRANSAÇÕES COM ENERGIA LIVRE

As obrigações e direitos da Companhia referentes às transações com energia livre no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE durante a vigência do Programa de Racionamento estão demonstrados como seguem:

	<b>Consolidado e Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>		
Valores a serem recebidos de distribuidoras	45.175	46.028
	<b>45.175</b>	<b>46.028</b>

Os valores a receber no Ativo referem-se à diferença entre os preços pagos pela Companhia nas transações com energia na CCEE, durante o período de vigência do Programa de Racionamento, e o valor de R\$49,26/MWh, que deverá ser ressarcido pelas distribuidoras através dos montantes arrecadados por meio da Recomposição Tarifária Extraordinária - RTE, conforme definido no Acordo Geral do Setor Elétrico.

Conforme Resolução ANEEL nº 36, de 29 de janeiro de 2003, as distribuidoras de energia elétrica arrecadam e repassam os valores obtidos mensalmente através da RTE aos geradores e distribuidoras com valores a receber, entre os quais está incluída a Companhia, desde março de 2003.

Em 12 de janeiro de 2010, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 387 em que estabeleceu que os saldos da Energia Livre e da Perda de Receita, após o encerramento da cobrança da RTE nas tarifas de fornecimento da distribuidoras, deverão ser recalculados através de uma nova metodologia.

O repasse final da Energia Livre corresponderá ao somatório das diferenças mensais, positivas ou negativas, entre os repasses financeiros da Energia Livre efetuados conforme critérios definidos e os repasses já efetivamente realizados, acrescidas da remuneração financeira pela taxa Selic desde a data da ocorrência da diferença até a data de encerramento da cobrança da RTE nas tarifas de fornecimento.

Os direitos da Cemig Geração e Transmissão são atualizados pela variação da taxa Selic acrescidos de 1,00% de juros ao ano.

A conclusão de alguns processos judiciais em andamento movidos por agentes do mercado, relativos à interpretação das regras em vigor à época da realização das transações no âmbito da CCEE, poderá implicar em alterações nos montantes registrados.

## **7) – ATIVO REGULATÓRIO - REVISÃO TARIFÁRIA**

A primeira revisão tarifária da transmissão da Companhia foi aprovada pela diretoria da ANEEL em 17 de junho de 2009 na qual a Agência fixou o reposicionamento da Receita Anual Permitida (RAP) da Companhia em 5,35%, retroativo a 2005.

Adicionalmente, foi estabelecido pela ANEEL um componente financeiro de R\$158.090 a ser pago à Companhia através da Parcela de Ajuste (PA) em 24 meses. Esse valor é decorrente dos efeitos retroativos do reposicionamento tarifário ocorrido no período entre 1º de julho de 2005 e 30 de junho de 2009. A primeira parcela de R\$85.732 foi incorporada no reajuste do ciclo 2009/2010 e a segunda parcela de R\$72.358 será compensada no reajuste 2010/2011.

À medida que os valores da Parcela de Ajuste são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado. A movimentação da Parcela de Ajuste está demonstrada conforme abaixo:

<b>Composição Total da Parcela de Ajuste</b>				
	<b>Saldo em 31/12/2009</b>	<b>Atualização monetária</b>	<b>Amortização</b>	<b>Saldo em 31/03/2010</b>
Rede Básica	93.866	1.559	(17.335)	78.090
Fronteira	10.076	170	(1.897)	8.349
DIT – Demais Instalações de Transmissão	15.337	(607)	-	14.730
	<b>119.279</b>	<b>1.122</b>	<b>(19.232)</b>	<b>101.169</b>
<b>Circulante</b>	<b>75.813</b>			<b>77.746</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>43.466</b>			<b>23.423</b>

Como previsto no contrato de concessão da Companhia, os cálculos da revisão foram feitos sobre toda a base de ativos de transmissão da Companhia e não apenas dos ativos referentes às novas instalações.

## 8) – TRIBUTOS COMPENSÁVEIS

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<b>Circulante</b>				
ICMS a Recuperar	37.928	42.069	37.719	40.984
Imposto de Renda	206.538	138.866	200.702	120.019
Contribuição Social	57.307	39.131	56.667	27.736
PASEP	4.009	4.511	3.691	4.228
COFINS	18.244	20.704	16.926	19.400
Outros	628	303	140	152
	<b>324.654</b>	<b>245.584</b>	<b>315.845</b>	<b>212.519</b>
<b>Não Circulante</b>				
ICMS a Recuperar	8.223	7.742	7.742	7.742
Imposto de Renda	1.626	1.250	-	-
PASEP	495	550	495	550
COFINS	2.281	2.531	2.281	2.531
	<b>12.625</b>	<b>12.073</b>	<b>10.518</b>	<b>10.823</b>
	<b>337.279</b>	<b>257.657</b>	<b>326.363</b>	<b>223.342</b>

Os saldos de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se a créditos da Declaração do Imposto de Renda da Pessoa Jurídica – DIPJ de anos anteriores e a antecipações que serão compensadas com tributos federais a pagar apurados nos exercícios, registrados na rubrica de Impostos e Contribuições.

Os créditos de ICMS a recuperar são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e podem ser compensados em 48 meses.

Os créditos de PASEP/COFINS a recuperar Não Circulante, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado, que podem ser compensados em 48 meses. A transferência para curto prazo foi feita de acordo com estimativas dos valores que deverão ser realizados até dezembro de 2010.

**9) – CRÉDITOS TRIBUTÁRIOS****a) Imposto de renda e contribuição social diferidos:**

A Companhia possui créditos tributários registrados de Imposto de Renda, constituídos à alíquota de 25,00% e Contribuição Social, constituídos à alíquota de 9,00%, conforme segue:

	<b>Consolidado e Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
Créditos Tributários sobre diferenças temporárias:		
Obrigações Pós-Emprego	18.262	19.028
Provisão de PASEP/COFINS – Recomposição Tarifária Extraordinária	4.348	4.926
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	797	797
Instrumentos Financeiros	14.282	14.153
Variação Cambial	35.584	35.342
Contingências	3.298	3.264
Outros	1.766	7.784
	<b>78.337</b>	<b>85.294</b>
Ativo Circulante	13.446	14.222
Ativo Não Circulante	64.891	71.072

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 23 de março de 2010, aprovou o estudo técnico elaborado pela Diretoria de Finanças, Participações e de Relações com Investidores referente à projeção de lucratividade futura ajustada a valor presente, que evidencia a capacidade de realização do ativo fiscal diferido em um prazo máximo de 10 anos, conforme definido na Instrução CVM nº 371. Referido estudo foi também submetido ao exame do Conselho Fiscal em 04 de março de 2010.

Conforme as estimativas da Companhia, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do ativo fiscal diferido, existente em 31 de março de 2010, conforme abaixo:

	<b>Consolidado e</b>
	<b>Controladora</b>
	<b>31/03/2010</b>
2010	8.586
2011	19.439
2012	19.268
2013	13.337
2014	8.576
2015 a 2017	5.478
2018 a 2020	3.653
	<b>78.337</b>



**b) Conciliação da Despesa com Imposto de Renda e Contribuição Social:**

A conciliação da despesa nominal de Imposto de Renda (alíquota de 25%) e da Contribuição Social (alíquota de 9%) com a despesa efetiva apresentada na demonstração de resultado é como segue:

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/03/2009
Lucro Antes do Imposto de Renda e Contribuição Social	395.095	374.778	387.770	374.668
Imposto de Renda e Contribuição Social – Despesa Nominal	(134.332)	(127.424)	(131.842)	(127.387)
Efeitos Fiscais Incidentes sobre:				
Prejuízo Fiscal	(1.894)	-	-	-
Participação dos Empregados no Resultado	2.345	1.946	2.345	1.946
Incentivos Fiscais	5.452	624	711	624
Resultado de Equivalência Patrimonial	-	-	4.216	506
Contribuições e Doações Inadmissíveis	(50)	(34)	(50)	(34)
Ajuste Imposto de Renda e Contribuição Social – Exercício anterior	-	(12.369)	-	(12.369)
Créditos Fiscais não reconhecidos	178	177	178	177
Outros	(3.745)	438	(279)	5
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social</b>	<b>(132.046)</b>	<b>(136.642)</b>	<b>(124.721)</b>	<b>(136.532)</b>

Incentivo fiscal IRPJ da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. – TAESA

O Ministério de Integração Nacional, por meio da Agência de Desenvolvimento do Nordeste - ADENE, e da Agência para o Desenvolvimento da Amazônia - ADA, emitiu laudos constitutivos, que outorgam à parte das controladas da TAESA benefícios fiscais relativos à redução de 75% do imposto de renda devido pela atividade desenvolvida na região incentivada.

**10) – DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIO**

Os depósitos vinculados a litígio referem-se principalmente a contingências trabalhistas e a obrigações fiscais.

Os principais depósitos vinculados a litígio relativos a obrigações fiscais referem-se ao Imposto de Renda na Fonte sobre Juros sobre Capital Próprio e ao ICMS – referente à exclusão da base de cálculo do PIS/COFINS.

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
<b>Trabalhista</b>	34.158	36.295	34.116	36.254
<b>Obrigações Fiscais</b>				
Imposto de Renda sob JCP	8.014	8.014	8.014	8.014
PASEP/COFINS	52.480	41.959	52.314	41.793
Outros	1.465	1.764	983	1.281
<b>Outros</b>	983	1.213	529	528
	<b>97.100</b>	<b>89.245</b>	<b>95.956</b>	<b>87.870</b>

Os saldos de depósitos judiciais relativos à PASEP/COFINS possuem provisão correspondente na rubrica de Impostos, Taxas e Contribuições. Vide detalhes na nota explicativa nº 15.

**11) – INVESTIMENTOS**

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
Em Sociedade Controlada e Controladas em Conjunto				
Hidrelétrica Cachoeirão S.A.	-	-	22.605	22.917
Guanhães Energia S.A.	-	-	10.226	10.191
Hidrelétrica Pipoca S.A.	-	-	17.389	18.027
Cemig Baguari Energia S.A.	-	-	18	18
Madeira Energia S.A.	-	-	-	-
Baguari Energia S.A.	-	-	180.797	178.969
EBTE	-	-	76.685	76.685
Central Eólica Praias de Parajuru S.A.	-	-	34.337	34.687
Central Eólica Volta do Rio S.A.	-	-	59.056	56.941
Central Eólica Praias de Morgado S.A.	-	-	26.860	25.686
TAESA	-	-	696.873	673.910
Transmissora Alterosa	-	-	9.629	15.260
Ágio na Aquisição de Participação na TAESA	-	-	386.754	389.959
Ágio na Aquisição de Participação na C. E. Praias de Parajuru	-	-	29.802	30.070
Ágio na Aquisição de Participação na C. E. Volta do Rio	-	-	28.548	30.808
Ágio na Aquisição de Participação na C.E. Praias de Morgado	-	-	42.593	43.843
Outros	1.738	1.743	1.738	1.743
	<b>1.738</b>	<b>1.743</b>	<b>1.623.910</b>	<b>1.609.714</b>

**a) As principais informações sobre as investidas são como segue:**

Sociedades Controlada em Conjunto	Quantidade de Ações	Em 31 de março de 2010			Janeiro a março de 2010	
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Dividendos	Lucro (Prejuízo)
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	46.132	1.298	2.433
Guanhães Energia	52.000.000	49,00	19.608	20.870	-	1.262
Hidrelétrica Pipoca	35.382.415	49,00	40.610	35.487	-	(1.644)
Cemig Baguari Energia	1.000	100,00	1	18	-	(41)
Madeira Energia	100.000	10,00	100	(109.239)	-	(52.760)
Baguari Energia	1.000.000	69,39	10	260.499	-	(100)
EBTE	49.604.465	49,00	156.499	156.499	-	-
Central Eólica Praias de Parajuru	70.560.000	49,00	71.284	70.074	57	(1.210)
Central Eólica Volta do Rio	117.230.000	49,00	120.806	120.522	-	(284)
Central Eólica Praias de Morgado	52.960.000	49,00	55.510	54.815	-	(155)
TAESA	263.498.907	32,27	1.312.536	1.945.795	-	71.831
Transmissora Alterosa	34.253.504	49,00	34.254	19.651	-	(11.491)

Sociedades Controlada em Conjunto	Quantidade de Ações	Em 31 de março de 2009			Janeiro a março de 2009	
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Dividendos	Lucro (Prejuízo)
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	38.303	-	1.494
Guanhães Energia	52.000.000	49,00	19.608	19.608	-	-
Hidrelétrica Pipoca	7.413.296	49,00	7.413	26.378	-	-
Madeira Energia	100.000	10,00	100	100	-	-
Cemig Baguari Energia	1.000	100,00	1	10	-	(2)
Baguari Energia	1.000.000	69,39	10	221.498	-	-
EBTE	29.267.465	49,00	33.378	33.378	-	-

A movimentação dos investimentos em sociedades controladas é a seguinte:

	31.12.2009	Equivalência Patrimonial	Aportes/Aquisições	Dividendos Propostos	Outros	31.03.2010
Hidrelétrica Cachoeirão	22.917	1.192	-	(1.298)	(206)	22.605
Guanhães Energia	10.191	618	-	-	(583)	10.226
Hidrelétrica Pipoca	18.027	(806)	-	-	168	17.389
Cemig Baguari Energia	18	-	-	-	-	18
Madeira Energia	-	(5.276)	-	-	5.276	-
Baguari Energia	178.969	(69)	1.949	-	(52)	180.797
EBTE	76.685	-	-	-	-	76.685
Central Eólica Praias de Parajuru	34.687	(593)	269	(28)	2	34.337
Central Eólica Volta do Rio	56.941	(139)	2.260	-	(6)	59.056
Central Eólica Praias de Morgado	25.686	(76)	1.250	-	-	26.860
TAESA	673.910	23.180	-	-	(217)	696.873
Transmissora Alterosa	15.260	(5.630)	-	-	(1)	9.629
	<b>1.113.291</b>	<b>12.401</b>	<b>5.728</b>	<b>(1.326)</b>	<b>4.381</b>	<b>1.134.475</b>

#### b) Ágios nas aquisições de Participações

O ágio na aquisição das empresas adquiridas pela Companhia, correspondente à diferença entre o valor pago e o valor contábil da participação no Patrimônio Líquido das controladas em conjunto, decorre da rentabilidade futura em função da exploração das concessões no prazo previsto pelo regulador. A amortização dos ágios ocorrerá durante o período remanescente de vigência das concessões.

**12) – IMOBILIZADO**

Controladora	31/03/2010			31/12/2009
	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Em Serviço</b>	<b>9.168.324</b>	<b>(3.969.679)</b>	<b>5.198.645</b>	<b>5.235.300</b>
- Geração	6.751.497	(3.085.964)	3.665.533	3.685.636
Terrenos	196.216	-	196.216	196.192
Reservatórios, Barragens e Adutoras	3.672.239	(1.462.717)	2.209.522	2.228.551
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	780.007	(374.127)	405.880	411.332
Máquinas e Equipamentos	2.098.044	(1.244.790)	853.254	849.116
Veículos	2.413	(1.919)	494	269
Móveis e Utensílios	2.578	(2.411)	167	176
- Transmissão	1.336.600	(701.763)	634.837	643.832
Terrenos	2.138	-	2.138	2.138
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	108.627	(61.783)	46.844	47.784
Máquinas e Equipamentos	1.224.064	(638.922)	585.142	593.169
Veículos	751	(221)	530	561
Móveis e Utensílios	1.020	(837)	183	180
- Administração	60.225	(38.433)	21.792	22.775
Terrenos	458	-	458	458
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	13.760	(7.707)	6.053	6.178
Máquinas e Equipamentos	32.383	(20.363)	12.020	12.437
Veículos	10.648	(7.483)	3.165	3.603
Móveis e Utensílios	2.976	(2.880)	96	99
- Atividade não Vinculada	1.020.002	(143.519)	876.483	883.057
Terrenos	50.820	-	50.820	50.820
Reservatórios, Barragem e Adutoras	282.318	(36.433)	245.885	247.372
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	193.861	(27.427)	166.434	167.784
Máquinas e Equipamentos	491.983	(79.202)	412.781	416.495
Veículos	57	(39)	18	20
Móveis e Utensílios	963	(418)	545	566
<b>Em Curso</b>	<b>240.628</b>	<b>-</b>	<b>240.628</b>	<b>243.133</b>
- Geração	115.477	-	115.477	126.707
- Transmissão	109.072	-	109.072	100.325
- Administração	14.568	-	14.568	14.604
- Atividade não Vinculada	1.511	-	1.511	1.497
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>9.408.952</b>	<b>(3.969.679)</b>	<b>5.439.273</b>	<b>5.478.433</b>
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(44.189)	-	(44.189)	(42.053)
<b>Imobilizado Líquido - Controladora</b>	<b>9.364.763</b>	<b>(3.969.679)</b>	<b>5.395.084</b>	<b>5.436.380</b>

	31/03/2010			31/12/2009
	Custo Histórico	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Valor Líquido
<b>Controladas</b>				
<b>Em Serviço</b>	<b>1.188.514</b>	<b>(171.008)</b>	<b>1.017.506</b>	<b>961.078</b>
- Geração	293.105	(4.108)	288.997	236.504
- Transmissão	890.381	(165.743)	724.638	720.608
- Administração	3.726	(1.070)	2.656	2.719
- Atividade não Vinculada	1.302	(87)	1.215	1.247
<b>Em Curso</b>	<b>861.937</b>	-	<b>861.937</b>	<b>817.541</b>
- Geração	498.148	-	498.148	490.052
- Transmissão	180.383	-	180.383	145.824
- Administração	2.591	-	2.591	2.705
- Atividade não Vinculada	180.815	-	180.815	178.960
<b>Total do Imobilizado</b>	<b>2.050.451</b>	<b>(171.008)</b>	<b>1.879.443</b>	<b>1.778.619</b>
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(653)	50	(603)	(607)
<b>Imobilizado Líquido - Controladas</b>	<b>2.049.798</b>	<b>(170.958)</b>	<b>1.878.840</b>	<b>1.778.012</b>
<b>Imobilizado Líquido - Consolidado</b>	<b>11.414.561</b>	<b>(4.140.637)</b>	<b>7.273.924</b>	<b>7.214.392</b>

As Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão referem-se basicamente a contribuições de consumidores para execução de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica.

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados. Os contratos de concessão preveem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia, de forma que a Administração entende que o valor contábil do imobilizado não depreciado ao final da concessão será reembolsável pelo Poder Concedente.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto n.º 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na geração e transmissão, são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. A Resolução ANEEL n.º 20/99 regulamenta a desvinculação de bens das concessões do serviço público de energia elétrica, concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à Concessão, quando destinados à alienação, determinando que este produto seja depositado em conta bancária vinculada, sendo aplicado na concessão.

A Companhia transferiu em 2008 a sua participação na usina de Baguari para a controlada em conjunto Baguari Energia S.A. e a ANEEL aprovou a transferência da concessão em 02 de fevereiro de 2010.

**13) - INTANGÍVEL**

	<u>31/03/2010</u>		<u>31/12/2009</u>	
	<u>Custo Histórico</u>	<u>Amortização Acumulada</u>	<u>Valor Residual</u>	<u>Valor Residual</u>
<b>Controladora</b>				
<b>Em Serviço</b>	<b>44.406</b>	<b>(22.783)</b>	<b>21.623</b>	<b>21.137</b>
<b>Com Vida Útil Definida</b>				
- Direito de uso de softwares	25.601	(21.514)	4.087	3.557
- Marcas e Patentes	6	(2)	4	4
- Servidão	18.788	(1.256)	17.532	17.576
- Outros	11	(11)	-	-
<b>Em Curso</b>	<b>4.585</b>	<b>-</b>	<b>4.585</b>	<b>5.361</b>
- Ativos em formação	4.585	-	4.585	5.361
<b>Intangível Líquido - Controladora</b>	<b>48.991</b>	<b>(22.783)</b>	<b>26.208</b>	<b>26.498</b>
<b>Consolidado</b>				
<b>Em Serviço</b>				
<b>Com Vida Útil Definida</b>	<b>872.345</b>	<b>(57.095)</b>	<b>815.250</b>	<b>835.779</b>
- Direito de uso de softwares	25.716	(21.606)	4.110	3.580
- Marcas e Patentes	19	(2)	17	15
- Servidão	30.346	(1.256)	29.090	40.196
- Outros	2.774	(91)	2.683	2.722
- Direito Exploração de Concessão Serviço Público				
- Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A	711.455	(33.048)	678.407	684.545
- Central Eólica Praias de Parajuru	30.894	(1.092)	29.802	30.070
- Central Eólica Praia do Morgado	42.593	-	42.593	43.843
- Central Eólica Volta do Rio	28.548	-	28.548	30.808
<b>Em Curso</b>	<b>7.394</b>	<b>-</b>	<b>7.394</b>	<b>8.374</b>
- Ativos em formação	7.394	-	7.394	8.374
<b>Intangível Líquido - Consolidado</b>	<b>879.739</b>	<b>(57.095)</b>	<b>822.644</b>	<b>844.153</b>

Os ativos intangíveis Direito de Uso de Softwares, Marcas e Patentes, Servidão Temporária e outros são amortizáveis pelo método linear e as taxas utilizadas são as definidas pela ANEEL.

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos intangíveis, que são de vida útil definida, e vem sendo amortizados pelo prazo de concessão ou pelos prazos definidos pela ANEEL.

O montante de intangível em serviço e totalmente amortizado representava R\$18.064 em 31 de março de 2010 e R\$17.890 em 31 de dezembro de 2009.

**14) – FORNECEDORES**

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
<b>Circulante</b>				
Suprimento e Transporte de Energia Elétrica -				
Mercado Atacadista - CCEE	2.330	2.330	2.330	2.330
Cemig Distribuição	4.156	4.093	4.156	4.093
Furnas	4.121	4.222	4.121	4.222
CTEEP – Cia. Trans. Energia Elétrica Paulista	3.072	3.102	3.072	3.102
CHESF – Cia. Hidroelétrica do São Francisco	2.800	2.845	2.800	2.845
Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil	1.985	2.031	1.985	2.031
Eletrosul – Centrais Elétricas	1.948	1.969	1.948	1.969
União Com. de Energia Elétrica	5.965	-	5.965	-
Petrobras Com. de Energia Ltda	8.925	-	8.925	-
Outros Geradores e Distribuidores	31.309	40.733	26.009	31.160
	66.611	61.325	61.311	51.752
Materiais e Serviços	54.673	86.228	22.411	32.226
	<b>121.284</b>	<b>147.553</b>	<b>83.722</b>	<b>83.978</b>

A conclusão de alguns processos judiciais em andamento, movidos por agentes do mercado, relativos à interpretação das regras em vigor à época da realização das transações no âmbito da Compra de Energia Livre durante o Racionamento, poderá implicar em alterações nos montantes registrados. Vide maiores comentários na nota explicativa nº 19.

**15) – IMPOSTOS, TAXAS E CONTRIBUIÇÕES**

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
<b>Circulante</b>				
Imposto de Renda	89.582	14.146	87.923	-
Contribuição Social	33.526	11.990	31.891	-
ICMS	26.168	26.736	25.932	26.483
COFINS	21.930	21.736	21.361	21.198
PASEP	10.018	9.976	9.894	9.859
INSS	3.733	3.859	3.472	3.686
Outros	4.298	5.656	1.583	2.830
	<u>189.255</u>	<u>94.099</u>	<u>182.056</u>	<u>64.056</u>
Obrigações diferidas				
Imposto de Renda	25.570	30.164	25.570	30.164
Contribuição Social	9.205	10.859	9.205	10.859
COFINS	7.773	9.170	7.773	9.170
PASEP	1.688	1.991	1.688	1.991
	<u>44.236</u>	<u>52.184</u>	<u>44.236</u>	<u>52.184</u>
	<b><u>233.491</u></b>	<b><u>146.283</u></b>	<b><u>226.292</u></b>	<b><u>116.240</u></b>
<b>Não Circulante</b>				
COFINS	44.979	38.832	44.979	38.832
PASEP	9.765	8.431	9.765	8.431
	<u>54.744</u>	<u>47.263</u>	<u>54.744</u>	<u>47.263</u>
Obrigações diferidas				
Imposto de Renda	68.207	65.122	68.207	65.122
Contribuição Social	24.555	23.442	24.555	23.442
COFINS	2.734	2.734	2.734	2.734
PASEP	594	594	594	594
	<u>96.090</u>	<u>91.892</u>	<u>96.090</u>	<u>91.892</u>
	<u>150.834</u>	<u>139.155</u>	<u>150.834</u>	<u>139.155</u>
	<b><u>384.325</u></b>	<b><u>285.438</u></b>	<b><u>377.126</u></b>	<b><u>255.395</u></b>

As obrigações diferidas circulantes referem-se basicamente aos ativos e passivos vinculados ao Acordo Geral do Setor Elétrico e outras questões regulatórias, sendo devidas à medida da realização desses ativos e passivos.

As obrigações não circulantes de PASEP/COFINS referem-se ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo desses impostos, sendo requerida, inclusive, a compensação dos valores recolhidos nos últimos 10 anos. A Companhia obteve liminar para não efetuar o recolhimento e autorização para o depósito judicial a partir de 2008.

As obrigações diferidas não circulantes de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se substancialmente ao reconhecimento dos instrumentos financeiros (variação cambial e hedge) pelo regime de caixa, que são devidos à medida da realização, pelo pagamento ou resgate.

As obrigações diferidas não circulantes de PASEP/COFINS referem-se substancialmente a ativos e passivos vinculados a questões regulatórias, os quais são devidos a medida da realização desses.



**16) – EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES**

Consolidado							
31/03/2010							31/12/2009
FINANCIADORES	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais (%)	Moedas	Circulante	Não Circulante	Total	Total
<b>MOEDA ESTRANGEIRA</b>							
B.N.P. Paribas	2010	Libor + 1,875	US\$	6.056	-	6.056	5.877
B.N.P Paribas	2012	5,89	EURO	2.712	2.682	5.394	7.146
BNDES (11)	2017	3,51%	UMBND\$	3.072	23.472	26.544	-
<b>Dívida referente a Moeda Estrangeira</b>				<b>11.840</b>	<b>26.154</b>	<b>37.994</b>	<b>13.023</b>
<b>MOEDA NACIONAL</b>							
Banco Credit Suisse First Boston S.A.	2010	106,00 do CDI	R\$	75.182	-	75.182	75.156
Banco do Brasil S.A.	2012	111,00 do CDI	R\$	23.113	41.762	64.875	63.463
Banco do Brasil S.A.	2012	110,00 do CDI	R\$	245.685	442.348	688.033	673.057
Banco do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	27.054	66.957	94.011	91.774
Banco do Brasil S.A.	2013	107,60 do CDI	R\$	2.594	30.000	32.594	31.900
Banco do Brasil S.A.	2014	104,10 do CDI	R\$	33.496	900.000	933.496	914.255
Banco Itaú – BBA S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	50.846	126.323	177.169	172.930
Banco Votorantim S.A.	2010	113,50 do CDI	R\$	25.735	-	25.735	25.157
Banco Votorantim S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	784	2.326	3.110	3.188
BNDES	2026	TJLP + 2,34	R\$	7.142	117.004	124.146	124.159
Bradesco S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	40.268	102.288	142.556	139.163
Bradesco S.A.	2014	CDI + 1,70	R\$	500	1.365	1.865	1.821
Bradesco S.A. (13)	2010	113,00% do CDI	R\$	-	-	-	2.742.383
Debêntures (2)	2011	104,00 do CDI	R\$	8.457	238.816	247.273	242.181
Debêntures – Governo do Estado de M. G. (2)(4)	2031	IGP-M	R\$	-	38.161	38.161	37.053
Debêntures (1)	2015	IPCA + 7,68	R\$	5.158	1.166.212	1.171.370	-
Debêntures (1)	2012	CDI + 0,90	R\$	9.248	1.582.774	1.592.022	-
ELETROBRÁS	2013	FINEL + 7,50 a 8,50	R\$	12.391	33.043	45.434	48.265
Santander do Brasil S.A.	2013	CDI + 1,70	R\$	7.648	22.286	29.934	30.471
UNIBANCO S.A	2013	CDI + 1,70	R\$	54.219	134.296	188.515	184.004
Energ Power (7)	2012	IPCA	R\$	327	545	872	873
FINEP (7)	2015	TJLP + 5,00	R\$	359	7.581	7.940	7.941
ORTENG Equipamentos e Sistemas (7)	2012	IPCA	R\$	141	236	377	377
Construtora Quebec (7)	2012	IPCA	R\$	451	751	1.202	1.202
Unibanco S.A. (3)	2020	TJLP + 2,55	R\$	517	6.438	6.955	7.152
Banco do Brasil S.A. (3)	2020	TJLP + 2,55	R\$	2.048	25.501	27.549	28.232
BNDES (5)	2033	TJLP + 2,40	R\$	-	137.403	137.403	134.660
Debêntures (5)	2013	IPCA	R\$	-	167.514	167.514	161.824
BNDES (Repasse) (5)	2033	TJLP + 3,8	R\$	-	129.392	129.392	79.649
Banco da Amazônia (5)	2029	TJLP + 4,0	R\$	-	44.434	44.434	28.913
BNDES (6)	2024	TJLP+2,50	R\$	-	25.248	25.248	25.248
CEF (8)	2022	TJLP + 3,50	R\$	5.890	59.394	65.284	64.170
CEF (9)	2022	TJLP + 3,50	R\$	5.104	50.613	55.717	56.122
CEF (10)	2021	TJLP + 3,50	R\$	8.073	82.751	90.824	88.957
BNDES (11)	2018	TJLP	R\$	28.786	214.300	243.086	277.180
BNDES (11)	2018	UMBND\$	R\$	4.081	22.463	26.544	26.653
Sindicato Bancos Novatrans (11)	2013	CDI + 0,90	R\$	5.313	14.376	19.689	20.994
Sindicato Bancos (11)	2010	CDI + 1,50	R\$	-	-	-	180.472
Sindicato Bancos (11)	2010	113% do CDI	R\$	184.598	-	184.598	-
Banco Pine (12)	2010	CDI + 4,80	R\$	-	-	-	15.272
BNDES (12)	2019	TJLP + 4,50%	R\$	184	4.719	4.903	-
BNDES (12)	2024	TJLP + 2,56%	R\$	1.293	50.225	51.518	-
<b>Dívida referente a Moeda Nacional</b>				<b>876.685</b>	<b>6.089.845</b>	<b>6.966.530</b>	<b>6.806.271</b>
<b>Total Geral</b>				<b>888.525</b>	<b>6.115.999</b>	<b>7.004.524</b>	<b>6.819.294</b>

(1) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural.

(2) Debêntures Simples, não conversíveis em ações, sem garantia nem preferência, nominativa e escritural.

(3) Empréstimo realizado pela controlada em conjunto Hidrelétrica Cachoeirão S.A.

(4) Contratos ajustados a valor presente, conforme alterações da Lei das Sociedades Anônimas, Lei 11.638/07.

(5) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto Madeira Energia S.A.

(6) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto Hidrelétrica Pipoca S.A.

(7) Crédito para integralização do capital social da Hidrelétrica Pipoca S.A.

(8) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto Praia de Morgado S.A.

- (9) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto Praia de Parajuru S.A.  
 (10) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto Volta do Rio S.A.  
 (11) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto TAESA  
 (12) Empréstimo realizado para a controlada em conjunto EBTE  
 (13) 3<sup>a</sup> Emissão de Notas Promissórias da Companhia

Em 03 de março de 2010, a Cemig Geração e Transmissão S.A. concluiu a 2ª Emissão Pública de Debêntures Simples, por meio da qual foram emitidas 270.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$10, totalizando R\$2.700.000, destinada ao pré pagamento da 3ª Emissão de Notas Promissórias (Commercial Papers). As debêntures da primeira série, no montante de R\$1.586.058 (valor atualizado de 09 de março de 2010), têm prazo de vencimento de 24 meses a contar da data de emissão e remuneração de taxa DI mais Spread de 0,90%. As debêntures de segunda série, no montante de R\$1.162.222 (valor atualizado de 10 março de 2010) têm prazo de vencimento de 60 meses a contar da data de emissão e remuneração de juros de 7,6796% ao ano. Essas debêntures contam com o aval da sua controladora, a Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG.

A Caixa Econômica Federal poderá declarar antecipadamente vencido os contratos de empréstimos com as Centrais Eólicas Praia de Parajuru, Praia de Morgado e Volta do Rio, no caso de ocorrer uma das seguintes situações: inadimplemento, falência, retardamento ou paralisação das obras, inexecução das obras no prazo contratual, aplicação dos recursos em finalidade diversa da prevista, ocorrência de procedimento judicial, redução do quadro de pessoal e extinção da autorização da ANEEL para exploração do empreendimento.

A composição consolidada dos empréstimos por moeda e indexador, com a respectiva amortização, é como segue:

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017 em diante	Total
<b>Moedas</b>									
Dólar Norte-Americano	6.056	-	-	-	-	-	-	-	6.056
Euro	1.371	2.682	1.341	-	-	-	-	-	5.394
UMBND\$	2.304	3.786	4.024	4.024	4.024	4.024	4.024	335	26.545
	9.731	6.468	5.365	4.024	4.024	4.024	4.024	335	37.995
<b>Indexadores</b>									
UMBND\$	3.083	3.992	3.992	3.985	3.910	3.853	3.275	454	26.544
Índice Geral de Preços –Mercado–IGP-M	-	-	-	-	-	-	-	38.157	38.157
Índice Interno da Eletrobrás – FINEL	9.293	12.391	12.391	11.359	-	-	-	-	45.434
Índice Preço ao Consumidor Amplo-IPCA	5.770	1.227	109.496	58.630	-	1.166.212	-	-	1.341.335
Certificado Depósito Interbancário – CDI	793.433	637.591	2.282.004	487.175	300.455	-	-	-	4.500.658
URTJ	41.601	83.136	73.181	73.585	86.960	86.414	80.872	488.652	1.014.401
	853.180	738.337	2.481.064	634.734	391.325	1.256.479	84.147	527.263	6.966.529
	862.911	744.805	2.486.429	638.758	395.349	1.260.503	88.171	527.598	7.004.524

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos e financiamentos tiveram as seguintes variações:

Moedas	Variação no trimestre findo em 31/03/2010	Variação Acumulada em 2009	Indexadores	Variação no trimestre findo em 31/03/2010	Variação Acumulada em 2009
	%	%		%	%
Dólar Norte-Americano	2,29	(25,39)	IGP-M	2,78	(1,72)
Euro	(3,98)	(22,57)	FINEL	0,55	(0,35)
			CDI	1,99	9,84

A movimentação dos empréstimos e financiamentos é como segue:

	<b>Consolidado</b>	<b>Controladora</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2009</b>	<b>6.819.294</b>	<b>5.623.795</b>
Empréstimos e Financiamentos obtidos	2.903.841	2.748.281
Variação monetária e cambial	11.980	9.653
Encargos financeiros provisionados	153.571	124.172
AVP	(2.038)	(2.038)
Encargos Financeiros Pagos	(105.788)	(96.422)
Amortização de financiamentos	(2.770.672)	(2.704.456)
Outros	(5.664)	(5.663)
<b>Saldo em 31 de março de 2010</b>	<b>7.004.524</b>	<b>5.697.322</b>

### Cláusulas contratuais restritivas – Covenants

A Cemig Geração e Transmissão possui empréstimos e financiamentos com cláusulas restritivas (“covenants”), conforme segue:

<u>Descrição da Cláusula Restritiva</u>	<u>Índice Requerido</u>
Dívida/EBITDA;	Menor ou igual a 3,36
Dívida Líquida/EBITDA	Menor ou igual a 3,25
Dívida Circulante/EBITDA	Menor ou igual a 90%
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 53%
EBITDA/Encargos Dívidas	Maior ou igual a 2,8
EBITDA/Resultado Financeiro	Maior ou igual a 2,0
Investimento/EBITDA	Menor ou igual a 60%

Dívida Líquida = Dívida total menos saldo de caixa e menos títulos negociáveis

EBITDA = Lucro antes dos juros, impostos (sobre o lucro), depreciações e amortizações. Em alguns contratos são estabelecidos critérios específicos de cálculo do EBITDA, com algumas variações em relação a fórmula mencionada.

Das cláusulas restritivas acima mencionadas, uma delas não foi atendida, conforme abaixo:

<u>Descrição da Cláusula Restritiva</u>	<u>Índice Requerido</u>	<u>Posição em 31/03/2010</u>
Dívida/Patrimônio Líquido + Dívida	Menor ou igual a 53%	59,98%

A Companhia obteve dos credores os consentimentos de que não irão exercer o direito de exigir o pagamento imediato ou antecipado do montante devido até 31 de dezembro de 2010. Os financiamentos são classificados como Passivo Circulante e Não Circulante, de acordo com os termos originais do contrato, tendo em vista a obtenção do referido consentimento.

Os contratos de financiamentos da TAESA contemplam cláusulas restritivas relativas aos índices de cobertura do serviço da dívida. Em 31 de março de 2010 a TAESA e suas controladas apresentavam índices de cobertura do serviço da dívida que atendiam aos limites estabelecidos no contrato.

A Madeira Energia possui empréstimo junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia S.A com cláusulas restritivas que foram integralmente atendidas em 31 de março de 2010.

**17) – ENCARGOS REGULATÓRIOS**

	<b>Consolidado</b>		<b>Controladora</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/12/2009</b>
Reserva Global de Reversão - RGR	19.465	19.104	18.954	18.629
Quota para Conta de Consumo de Combustível – CCC	4.998	4.608	4.998	4.608
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	5.921	5.410	5.921	5.410
Taxa de Fiscalização da ANEEL	1.705	1.480	1.605	1.386
Programa de Incentivo às Fontes Altern. de Energia Elétrica – PROINFA	3.195	2.558	3.195	2.558
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico Tecnológico - FNDCT	1.831	2.380	1.831	2.229
Pesquisa e Desenvolvimento	70.400	67.000	67.184	63.584
Pesquisa Expansão Sistema Energético	981	1.175	916	1.115
	<b>108.496</b>	<b>103.715</b>	<b>104.604</b>	<b>99.519</b>
Passivo Circulante	47.278	44.449	43.386	40.253
Passivo Não Circulante	61.218	59.266	61.218	59.266

**18) – OBRIGAÇÕES PÓS-EMPREGO**

A Companhia é uma das patrocinadoras da Fundação Forluminas de Seguridade Social - FORLUZ, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes complementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A FORLUZ disponibiliza a seus participantes os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano Misto de Benefícios Previdenciários (Plano B) – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

A contribuição da Cemig Geração e Transmissão para este plano é de 27,52% para a parcela com característica de benefício definido, referente a cobertura de invalidez e morte de participante ativo, sendo utilizada para amortização das obrigações definidas através de cálculo atuarial. Os 72,48% restantes, referentes à parcela do plano com característica de contribuição definida, destinam-se as contas nominais dos participantes e são reconhecidos no resultado do exercício em conformidade aos pagamentos feitos pela Companhia na rubrica de Despesa com Pessoal.

Desta forma, as obrigações com pagamento de suplementação de aposentadoria do Plano Misto, com característica de contribuição definida, e seu respectivo ativo, no valor de R\$664.491, não estão apresentados nesta Nota Explicativa.

Plano Saldado de Benefícios Previdenciários (“Plano A”) – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram migrar do antigo plano de Benefício Definido, fazendo jus a um benefício proporcional saldado. No caso dos ativos, esse benefício foi diferido para a data da aposentadoria.

Plano de Benefício Definido – Plano de benefícios adotado pela FORLUZ até 1998, através do qual é realizada a complementação do salário real médio dos três últimos anos de atividade do empregado na Companhia em relação ao valor do benefício da Previdência Social Oficial. Estão inscritos neste plano 2 empregados na ativa e 10 aposentados/pensionistas.

A Cemig Geração e Transmissão mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela FORLUZ, pagamentos de parte do prêmio de seguro de vida para os aposentados e contribui para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela FORLUZ.

### Separação do Plano de Saúde

Em 26 de agosto de 2008, o Conselho Deliberativo da Forluz, em cumprimento às determinações da Secretaria de Previdência Complementar - SPC, deliberou a transferência da gestão do Plano de Saúde Integrado - PSI - para outra entidade a ser criada com essa finalidade. A decisão foi motivada pelo entendimento do SPC quanto à impossibilidade da manutenção dos participantes no plano de saúde não inscritos concomitantemente nos planos previdenciários. Visando resguardar os interesses de seus participantes, além de cumprir a exigência da SPC, a Forluz optou pela separação das atividades, mantendo os atuais planos odontológico e previdenciário nesta entidade. A previsão para a conclusão do processo de separação do plano de saúde é em 2010, onde serão mantidos todos os benefícios e coberturas existentes.

### Amortização das Obrigações Atuariais

Parte da obrigação atuarial com benefícios pós-emprego no montante de R\$204.241 em 31 de março de 2010 (R\$205.265 em 31 de dezembro de 2009) foi reconhecida como obrigação a pagar pela Companhia 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 Geração e Transmissão, excluindo produtividade), e para o Plano Saldado, reajustado pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto de Pesquisas Econômicas, Administrativas e Contábeis de Minas Gerais - IPEAD, acrescido de 6% ao ano.

O passivo e as despesas reconhecidas pela Companhia em conexão com o Plano de Complementação de Aposentadoria, Plano de Saúde e Seguro de Vida são ajustados de acordo com os termos da deliberação CVM nº 371/00 e laudo preparado por atuários independentes. Desta forma, a atualização financeira da obrigação na dívida pactuada com a FORLUZ, mencionado no parágrafo anterior, não produziu efeitos contábeis no resultado da Cemig Geração e Transmissão. Os valores reconhecidos em 31 de março de 2010 estão apresentados a seguir.

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	<b>Planos de Pensão e Suplementação de Aposentadoria</b>	<b>Plano de Saúde</b>	<b>Plano Odontológico</b>	<b>Seguro de Vida</b>	<b>Total</b>
Passivo Líquido em 31 de dezembro de 2009	<b>65.004</b>	<b>83.352</b>	<b>4.328</b>	<b>108.169</b>	<b>260.853</b>
Despesa Reconhecida no Resultado	1.382	3.772	224	2.350	<b>7.728</b>
Contribuições Pagas	(7.918)	(2.482)	(44)	(561)	<b>(11.005)</b>
Passivo Líquido em 31 de março de 2010	<b>58.468</b>	<b>84.642</b>	<b>4.508</b>	<b>109.958</b>	<b>257.576</b>
Passivo Circulante	18.862	-	-	-	<b>18.862</b>
Passivo Não Circulante	39.606	84.642	4.508	109.958	<b>238.714</b>

**19) – PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS**

A Companhia e suas controladas constituíram provisão para contingências das ações cuja expectativa de perda seja considerada provável, conforme segue:

	Consolidado			Saldo em 31/03/2010
	Saldo em 31/12/2009	Adições	Baixas	
<b>Trabalhistas</b>				
Diversos	245	197	-	442
<b>Cíveis</b>				
Ambiental	7.457	1.080	-	8.537
Outras	1.262	185	-	1.447
<b>Fiscais</b>				
Outras	99	3	-	102
<b>Regulatórios</b>				
ANEEL	596	-	(596)	-
<b>Total</b>	<b>9.659</b>	<b>1.465</b>	<b>(596)</b>	<b>10.528</b>

	Controladora			Saldo em 31/03/2010
	Saldo em 31/12/2009	Adições	Baixas	
<b>Trabalhistas</b>				
Diversos	245	197	-	442
<b>Cíveis</b>				
Ambiental	7.457	310	-	7.767
Outras	1.204	184	-	1.388
<b>Fiscais</b>				
Outras	99	3	-	102
<b>Regulatórios</b>				
ANEEL	596	-	(596)	-
<b>Total</b>	<b>9.601</b>	<b>694</b>	<b>(596)</b>	<b>9.699</b>

**Processos Administrativos de Natureza Ambiental**

A Cemig Geração e Transmissão foi autuada pelo Instituto Estadual de Florestas – IEF, alegando que a Companhia deixou de adotar medidas de proteção à fauna ictiológica, causando mortalidade de peixes, em decorrência de vazão e operação de máquinas na Usina Hidrelétrica de Três Marias. A Companhia apresentou defesa e considera o risco de perda nesta ação como provável, no valor de R\$7.767, que está devidamente provisionado.

**Madeira Energia S.A.**

A Madeira Energia S.A. recebeu um auto de infração pelo Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis - IBAMA no valor de R\$770. O objeto do referido auto é a alegada mortandade de 11.000 kg de peixes de várias espécies em decorrência de eventual poluição nas enseadeiras da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, no rio Madeira, município de Porto Velho - RO.

A Controlada apresentou defesa administrativa, a qual encontra-se em análise por parte da Superintendência do IBAMA. Consoante o entendimento dos seus advogados, a expectativa é de perda possível em relação ao mérito da autuação e de perda remota em relação aos agravantes de penalidade citados em referido auto. Em relação às chances de perda na questão, a administração da Controlada optou por provisionar o valor integral do auto de infração no montante de R\$770, tendo em vista a dificuldade de segregar, nessa fase da discussão judicial, os valores vinculados a cada um dos itens consignados no referido auto.

## **Causas com risco de perda possível**

A Cemig Geração e Transmissão e suas controladas discutem processos de naturezas trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como possível, periodicamente reavaliados, não requerendo a constituição de provisão nas Demonstrações Contábeis, demonstrados a seguir:

### Obrigações Previdenciárias e Fiscais – Indenização do Anuênio

A Cemig Geração e Transmissão pagou uma indenização aos empregados no exercício de 2006, no montante de R\$41.660, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia não efetuou os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerar que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa no futuro em função de uma interpretação divergente da Receita Federal e INSS, a Companhia decidiu impetrar um mandado de segurança que permitiram efetuar os depósitos judiciais no valor das potenciais obrigações sobre esta verba, no montante de R\$28.716, registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. A Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa. Portanto, nenhuma provisão foi constituída para eventuais perdas.

### Contingência regulatória – CCEE

A AES Sul Distribuidora questiona judicialmente, em face da ANEEL, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no mercado atacadista de energia durante o período do racionamento e obteve decisão judicial liminar favorável em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atenda ao pleito da Distribuidora e proceda, junto à CCEE, a recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288/2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE a partir de novembro de 2008 e implicaria em um desembolso adicional para a CEMIG, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, junto à CCEE, no valor aproximado de R\$99.032 em 31 de março de 2010. A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de se depositar o valor devido em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE. Em razão do exposto, nenhuma provisão foi constituída para fazer face a essa disputa, uma vez que a Companhia acredita ter argumentos de mérito para defesa contra esta demanda, sendo que a expectativa de perda é considerada como possível.

## **20) – PATRIMÔNIO LÍQUIDO**

Em 31 de março de 2010, o Capital Social da Cemig Geração e Transmissão é de R\$3.296.785, representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, de propriedade integral da CEMIG.

O Conselho da Administração da Companhia, em reunião realizada em 15 de abril de 2010, aprovou o pagamento de Juros Sobre o Capital Próprio, em substituição aos dividendos obrigatórios do exercício de 2009, no montante de R\$69.878 e autorizou a deliberação periódica, pela Diretoria Executiva, de Juros Sobre o Capital Próprio, observando o limite máximo permitido pela legislação (TJLP sobre o patrimônio líquido) no montante de R\$213.773.

### Aumento do Capital Social

Em 13 de janeiro de 2010, foi aprovado o aumento do Capital Social da Cemig Geração e Transmissão de R\$2.896.785 para R\$3.296.785 sem emissão de novas ações, mediante a capitalização de R\$400.000 do saldo da Reserva de Retenção de Lucros.

**21) – FORNECIMENTO BRUTO DE ENERGIA ELÉTRICA**

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	<b>Consolidado</b>					
	<b>(Não revisado pelos auditores independentes)</b>					
	<b>Nº de Consumidores</b>		<b>MWh</b>		<b>R\$</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/03/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/03/2009</b>	<b>31/03/2010</b>	<b>31/03/2009</b>
Industrial	163	134	4.165.106	4.137.469	473.504	435.448
Comercial	5	-	6.362	-	1.077	-
Fornecimento não Faturado, Líquido	-	-	-	-	(4.517)	(23.731)
	168	134	4.171.468	4.137.469	470.064	411.717
Suprimento a Outras Concessionárias(*)	45	39	3.667.385	3.012.082	329.037	283.150
Transações com energia na CCEE	-	-	1.114.230	773.360	35.618	74.280
Vendas no Proinfa	-	-	10.392	-	2.547	-
<b>Total</b>	<b>213</b>	<b>173</b>	<b>8.963.475</b>	<b>7.922.911</b>	<b>837.266</b>	<b>769.147</b>

(\*) Inclui Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado -CCEAR e contratos bilaterais com outros agentes.

**22) – RECEITA DE USO DA REDE**

Essa receita refere-se à tarifa cobrada dos agentes do setor elétrico, incluindo os consumidores livres ligados na alta tensão, pela utilização da rede básica de transmissão, de propriedade da Companhia, associada ao sistema interligado brasileiro. O fornecimento de energia ao sistema nacional interligado é registrado quando ocorre o fornecimento e faturado mensalmente, de acordo com o reembolso definido pelo contrato de concessão. De acordo com alguns destes contratos, a receita a ser reembolsada nos últimos quinze anos será 50% menor que nos primeiros quinze anos de concessão. A Companhia reconhece os reembolsos destas concessões conforme o contrato estabelecido.

	<b>Consolidado</b>	
	<b>31/03/2010</b>	<b>31/03/2009</b>
Receita de Uso da Rede Básica	206.768	122.493
Receita de Sistema de Conexão	26.181	28.537
	<b>232.949</b>	<b>151.030</b>



### 23) – DEDUÇÕES À RECEITA OPERACIONAL

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009 Reclassificado	31/03/2010	31/03/2009 Reclassificado
<b>Tributos sobre a Receita</b>				
ICMS	81.333	81.483	80.888	80.987
COFINS	76.346	60.744	74.233	60.653
PIS-PASEP	16.574	13.185	16.116	13.165
ISSQN	137	113	133	113
	<u>174.390</u>	<u>155.525</u>	<u>171.370</u>	<u>154.918</u>
<b>Encargos do Consumidor</b>				
Reserva Global de Reversão – RGR	23.104	19.769	21.571	19.769
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	8.588	5.796	8.588	5.796
Quota para Conta de Consumo de Combustível - CCC	7.223	5.349	7.223	5.349
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	3.531	2.822	2.937	2.822
Fundo Nacional de Desen. Científico e Tecnológico - FNDCT	2.937	2.822	2.937	2.822
Pesquisa Expansão Sistema Energético - EPE	1.469	1.468	1.469	1.411
Encargo de Aquisição Emergencial	5.420	4.788	5.420	4.788
	<u>52.272</u>	<u>42.814</u>	<u>50.145</u>	<u>42.757</u>
	<u><b>226.662</b></u>	<u><b>198.339</b></u>	<u><b>221.515</b></u>	<u><b>197.675</b></u>

### 24) – CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009 Reclassificado	31/03/2010	31/03/2009 Reclassificado
Pessoal	72.087	68.795	69.145	68.754
Obrigações Pós-Emprego	7.728	7.333	7.728	7.333
Materiais	4.099	2.949	3.589	2.932
Serviços de Terceiros	34.864	24.537	25.577	24.418
Depreciação e Amortização	69.171	56.026	56.678	55.905
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos	35.385	34.767	35.325	34.767
Provisões Operacionais	(427)	(252)	(427)	(252)
Encargos de Uso da Rede Básica de Transmissão	64.148	72.294	63.718	72.294
Energia Elétrica Comprada para Revenda	73.773	27.190	73.763	26.712
Outros Custos Operacionais Líquidos	15.578	8.884	13.998	8.833
	<u><b>376.406</b></u>	<u><b>302.523</b></u>	<u><b>349.094</b></u>	<u><b>301.696</b></u>

#### a) DESPESAS COM PESSOAL

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/03/2009
Remunerações e Encargos	59.975	62.322	57.033	62.281
Contribuições para Suplementação de Aposentadoria – Plano de Contribuição Definida	4.186	4.254	4.186	4.254
Benefícios Assistenciais	6.495	6.477	6.495	6.477
	<u>70.656</u>	<u>73.053</u>	<u>67.714</u>	<u>73.012</u>
( - ) Custos com Pessoal Transferidos para Obras em Andamento	<u>(1.723)</u>	<u>(3.936)</u>	<u>(1.723)</u>	<u>(3.936)</u>
	<u>68.933</u>	<u>69.117</u>	<u>65.991</u>	<u>69.076</u>
Programa Prêmio de Desligamento – PPD (a)	-	(322)	-	(322)
Programa de Desligamento Voluntário – PDV (b)	3.154	-	3.154	-
	<u><b>72.087</b></u>	<u><b>68.795</b></u>	<u><b>69.145</b></u>	<u><b>68.754</b></u>

#### Programas de desligamento de empregados

(a) Programa Prêmio Desligamento – PPD

A Companhia possui um Programa Prêmio Desligamento – PPD, de caráter permanente e aplicável sobre as rescisões dos contratos de trabalho, de forma livre e espontânea. Dentre os principais incentivos financeiros do Programa, estão os pagamentos de 3 remunerações brutas e 6 meses de contribuições para o plano de saúde após o desligamento, depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios e o pagamento de até 24 meses de contribuições para o Fundo de Pensão e INSS após o desligamento, em conformidade a determinados critérios estabelecidos no regulamento do Programa.

Este Programa, desde o seu início em março de 2008, contou com a adesão de 143 empregados da Companhia, sendo reconhecida a despesa referente aos incentivos financeiros substancialmente no resultado de 2008.

(b) Programa de Desligamento Voluntário - PDV

A Companhia implementou, em abril de 2009, um Programa de Desligamento Voluntário - PDV, de caráter transitório, com a adesão dos empregados no período de 22 de abril a 05 de junho de 2009.

O incentivo financeiro para os empregados que fizeram a adesão ao PDV corresponde a uma indenização que varia de 3 a 16 vezes o valor da remuneração mensal do empregado, conforme critérios específicos estabelecidos no regulamento do Programa, dentre os quais o principal é o tempo de contribuição faltante para aposentadoria integral do INSS. Constam ainda dentre os incentivos financeiros o pagamento da contribuição para o fundo de pensão e INSS até a data em que o empregado atenda aos requisitos para requerer aposentadoria junto ao INSS (limitado a 5 anos) e depósito da multa de 40% sobre o saldo do FGTS para fins rescisórios.

Adicionalmente, a Companhia garante o pagamento integral dos custos do seguro de vida em grupo e plano de saúde pelo período de 6 e 12 meses, respectivamente, a partir da data do desligamento dos empregados, no período de junho de 2009 a setembro de 2010.

Este Programa contou com a adesão de 207 empregados da Companhia, sendo reconhecida uma despesa referente aos incentivos financeiros no valor de R\$41.099, sendo a maior parte desse reconhecimento no exercício de 2009.

b) SERVIÇOS DE TERCEIROS	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/03/2009
Comunicação	1.396	1.072	1.054	1.068
Manutenção e Conservação de Instalações e Equip. Elétricos	3.448	2.065	2.304	2.065
Conservação e Limpeza de Prédios	4.516	4.052	4.283	4.052
Mão de Obra Contratada	813	2.254	810	2.253
Fretes e Passagens	855	594	692	594
Hospedagem e Alimentação	1.045	835	1.036	835
Vigilância	2.232	1.972	2.222	1.972
Consultoria	6.525	989	288	973
Manutenção e Conservação de Móveis Utensílios	453	429	453	429
Manutenção e Conservação de Veículos	1.085	743	1.021	743
Energia Elétrica	1.187	1.150	1.080	1.150
Meio Ambiente	3.549	2.857	3.431	2.857
Outros	7.760	5.525	6.903	5.427
	<b>34.864</b>	<b>24.537</b>	<b>25.577</b>	<b>24.418</b>

## 25) – DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS

	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/03/2009
<b>RECEITAS FINANCEIRAS</b>				
Renda de Aplicação Financeira	66.056	28.908	63.085	28.853
Acréscimos Moratórios de Contas de Energia	2.798	708	2.796	708
Variação Monetária – Acordo Geral do Setor Elétrico	(588)	1.211	14	1.211
Variações Cambiais	825	10.580	825	10.580
PASEP e COFINS incidente sobre as Receitas Financeiras	(183)	(112)	(179)	(112)
Ganhos com Instrumentos Financeiros (nota 27)	347	820	347	820
Ajuste a Valor Presente	5.285	614	5.285	614
Outras	5.413	5.925	5.108	5.924
	<b>79.953</b>	<b>48.654</b>	<b>77.281</b>	<b>48.598</b>
<b>DESPESAS FINANCEIRAS</b>				
Encargos de Empréstimos e Financiamentos	(140.397)	(80.848)	(124.212)	(80.848)
Variação Monetária – Empréstimos e Financiamentos	(12.673)	-	(9.764)	-
Variações Cambiais	(729)	(2)	(729)	(2)
Variação Monetária – CCEE	-	(2.532)	-	(2.532)
Perdas com Instrumentos Financeiros (nota 27)	(381)	(20.517)	(381)	(20.517)
Reversão (Provisão) para Perdas com Trans. Energia livre	-	8.722	-	8.722
Ajuste a Valor Presente	(428)	(2.107)	(428)	(2.107)
Outras	(3.448)	(1.560)	(2.493)	(1.558)
	<b>(158.056)</b>	<b>(98.844)</b>	<b>(138.007)</b>	<b>(98.842)</b>
<b>DESPESAS FINANCEIRAS LÍQUIDAS</b>	<b>(78.103)</b>	<b>(50.190)</b>	<b>(60.726)</b>	<b>(50.244)</b>

## 26) – TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Conforme mencionado na Nota Explicativa nº 1, a Companhia é uma subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais – CEMIG, cujo acionista controlador é o Governo do Estado de Minas Gerais.

A Cemig Distribuição e a Light também são controladas da CEMIG.

Os principais saldos e transações com partes relacionadas da Cemig Geração e Transmissão são como seguem:

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/03/2009	31/03/2010	31/03/2009
<b>CEMIG</b>								
<b>Circulante</b>								
Juros sobre Capital Próprio e Dividendos	-	-	418.304	917.054	-	-	-	-
Coligadas e Controladora	-	-	12	5.715	-	-	-	-
<b>Não Circulante</b>								
Coligadas e Controladora	2.663	668	-	-	-	-	-	-
<b>Cemig Distribuição S.A.</b>								
<b>Circulante</b>								
Coligadas e Controladora	-	-	10.703	34.739	-	-	-	-
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica (1)	13.012	25.296	-	-	32.603	54.486	(1.000)	(19.658)
Encargos de Uso da Rede Elétrica – Fornec.	14.042	13.429	4.156	4.093	31.428	-	(13.889)	-
<b>Não Circulante</b>								
Coligadas e Controladora	6.633	12.225	-	-	-	-	-	-
<b>Light S.A.</b>								
<b>Circulante</b>								
Fornecimento Bruto de Energia Elétrica (1)	-	-	-	52	2.993	7.155	-	(1.445)
Encargos de Uso da Rede Elétrica – Fornec.	554	72	4	1	653	-	-	-
<b>Governo do Estado de Minas Gerais</b>								
<b>Circulante</b>								
Impostos, Taxas e Contribuição – ICMS (4)	37.928	42.069	26.168	26.736	(81.333)	(81.483)	-	-
<b>Não Circulante</b>								
Tributos Compensáveis – ICMS (4)	8.223	7.742	-	-	-	-	-	-
Debêntures (2)	-	-	38.161	37.053	-	-	(1.107)	(841)
<b>FORLUZ</b>								
<b>Circulante</b>								
Obrigações Pós-Emprego – Circulante (3)	-	-	18.862	18.895	-	-	(7.728)	(7.333)
Outros	-	-	10.310	8.538	-	-	-	-
<b>Não Circulante</b>								
Obrigações Pós-Emprego – Não Circulante (3)	-	-	238.714	241.958	-	-	-	-
Despesa de Pessoal (5)	-	-	-	-	-	-	(4.186)	(4.254)
Custeio Administrativo (6)	-	-	-	-	-	-	(1.185)	(1.010)
<b>OUTROS</b>								
<b>Não Circulante</b>								
Coligadas e Controladas ou Controladores	13	13	-	-	-	-	-	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados abaixo:

( 1 ) A Companhia possui contratos de venda de energia para Cemig Distribuição e Light Energia, decorrente do leilão público de energia existente ocorrido em 2005, com vigência de 8 anos a partir do início do fornecimento e correção anual pelo IGP-M.

( 2 ) Emissão Privada de Debêntures Simples não conversíveis em ações no valor de R\$120.000 milhões, atualizada pelo Índice Geral de Preços – Mercado - IGP-M ajustado a valor presente, para a conclusão da Usina Hidrelétrica de Irapé, com resgate após 25 anos da data de emissão.

( 3 ) Parte dos contratos da FORLUZ são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE. Vide nota explicativa nº 16 e serão amortizados até o exercício de 2024.

( 4 ) As operações com ICMS registradas nas Demonstrações Contábeis referem-se as operações de venda de energia e são realizadas em conformidade a legislação específica do Estado de Minas Gerais.

( 5 ) Contribuições da CEMIG para o Fundo de Pensão referentes aos empregados participantes do Plano Misto (vide nota explicativa nº 18) e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo.

( 6 ) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade a legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia.

Vide maiores informações referentes às principais transações realizadas nas Notas Explicativas 8, 15, 16, 18, 21, 24 e 25.

## **27) – INSTRUMENTOS FINANCEIROS**

Os instrumentos financeiros da Companhia e de suas controladas estão restritos a Disponibilidades, Consumidores e Revendedores, Empréstimos e Financiamentos, Obrigações com Debêntures e “swaps” de moedas, sendo os ganhos e perdas obtidos nas operações integralmente registrados de acordo com o regime de competência.

Os instrumentos financeiros da Companhia e de suas controladas foram reconhecidos e encontram - se classificados conforme abaixo:

- Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado: encontram-se nesta categoria as aplicações financeiras e os instrumentos derivativos (mencionados no item “b”). São mensuradas ao valor justo e os ganhos ou as perdas são reconhecidos diretamente no resultado;
- Recebíveis: encontram-se nesta categoria os créditos com consumidores e revendedores. São reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos.
- Empréstimos e Financiamentos e Obrigações com Debêntures. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.

### **a) Gestão de riscos**

O gerenciamento de riscos corporativos é uma ferramenta de gestão integrante das práticas de Governança Corporativa alinhada com o Processo de Planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos negócios da Companhia.

A Companhia possui um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros com o objetivo de implementar diretrizes e monitorar o risco financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando estratégias de proteção (hedge) aos riscos de câmbio, juros e inflação, os quais estão efetivos em linha com a estratégia da Companhia.

A premissa do Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros é dar previsibilidade ao caixa da Companhia para um prazo máximo de 12 meses, considerando o cenário econômico divulgado por uma consultoria externa.

Os principais riscos de exposição da Companhia estão relacionados a seguir:

#### *Risco de taxas de câmbio*

A Cemig Geração e Transmissão está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, principalmente à cotação do dólar Norte-Americano em relação ao real, com impacto no endividamento, no resultado e no fluxo de caixa. Com a finalidade de reduzir a exposição da Companhia às elevações das taxas de câmbio, a Cemig Geração e Transmissão possuía, em 31 de março de 2010, operações contratadas de hedge, descritas em maiores detalhes no item “b”.

A exposição líquida às taxas de câmbio é como segue:

	Consolidado e Controladora	
	31/03/2010	31/12/2009
<b>EXPOSIÇÃO ÀS TAXAS DE CÂMBIO</b>		
Dólar Norte-Americano		
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	6.056	5.877
( - ) Operações contratadas de hedge/swap (*)	75.000	75.000
	<u>81.056</u>	<u>80.877</u>
Euro		
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	5.394	7.146
Outras Moedas Estrangeiras		
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	26.544	-
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b><u>112.994</u></b>	<b><u>88.023</u></b>

(\*) Inclui a operação contratada de R\$75.000

Deve-se ressaltar que a exposição demonstrada acima às taxas de câmbio é mitigada pela Companhia também através dos contratos de venda de energia a consumidores livres de longo prazo indexados a variação do dólar norte-americano (PTAX). Esses contratos representam uma receita anual de cerca de US\$120 milhões.

#### Análise de sensibilidade

A Companhia estima que, em um cenário provável, a depreciação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real em 31 de março de 2011 será de 13,19%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma depreciação cambial de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente.

Risco - Exposições Cambiais	Exposição Atual	Cenário Provável	Cenário Possível Depreciação Cambial 25,00%	Cenário Remoto Depreciação Cambial 50,00%
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	6.056	6.855	8.569	10.283
( - ) Operações Contratadas de Hedge/swap	75.000	84.896	106.120	127.344
	<u>81.056</u>	<u>91.751</u>	<u>114.689</u>	<u>137.627</u>
Euro				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	5.394	6.106	7.632	9.159
Outras Moedas Estrangeiras				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	26.544	30.046	37.558	45.070
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b><u>112.994</u></b>	<b><u>127.903</u></b>	<b><u>159.879</u></b>	<b><u>191.856</u></b>
<b>Efeito Líquido da Depreciação Cambial</b>		<b><u>(14.909)</u></b>	<b><u>(46.885)</u></b>	<b><u>(78.862)</u></b>

#### Risco de Taxa de juros

A Cemig Geração e Transmissão está exposta ao risco de elevação das taxas de juros internacionais, com impacto nos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira com taxas de juros flutuantes (Libor), no montante de R\$6.056, em 31 de março de 2010.

No que se refere ao risco de elevação das taxas de juros nacionais, a exposição da Companhia e suas controladas ocorre em função do passivo líquido indexado à variação das taxas de juros, conforme demonstrado a seguir:

EXPOSIÇÃO DA CEMIG ÀS TAXAS DE JUROS NACIONAIS	Consolidado		Controladora	
	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009
<b>Ativos</b>				
Aplicações Financeiras (nota 4)	2.941.362	3.023.205	2.718.322	2.821.954
Ativos Regulatórios (nota 6 e nota 7)	146.344	165.307	146.344	165.307
Operações Contratadas de Hedge/Swap	195.000	75.000	75.000	75.000
	<u>3.282.706</u>	<u>3.263.512</u>	<u>2.939.666</u>	<u>3.062.261</u>
<b>Passivos</b>				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	(4.500.658)	(5.607.641)	(4.296.370)	(5.390.898)
Operações Contratadas de Hedge/Swap	-	(120.000)	-	-
	<u>(4.500.658)</u>	<u>(5.727.641)</u>	<u>(4.296.370)</u>	<u>(5.390.898)</u>
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b><u>(1.217.952)</u></b>	<b><u>(2.464.129)</u></b>	<b><u>(1.356.704)</u></b>	<b><u>(2.328.637)</u></b>

### Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevante, a Companhia estima que, em um cenário provável, a taxa Selic em 31 de março de 2011 será de 11,75%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da Companhia advindos de uma alta na taxa Selic de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto, respectivamente. A taxa CDI acompanha a variação da taxa Selic.

Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais	Exposição Atual Selic 8,75%	Cenário Provável Selic 11,75%	Cenário Possível Selic 14,69%	Cenário Remoto Selic 17,63%
<b>Ativos</b>				
Aplicações Financeiras	2.941.362	3.286.972	3.373.375	3.459.777
Ativos Regulatórios	146.344	163.539	167.838	172.137
Operações Contratadas de Hedge/Swap	195.000	217.913	223.641	229.369
	<u>3.282.706</u>	<u>3.668.424</u>	<u>3.764.854</u>	<u>3.861.283</u>
<b>Passivos</b>				
Empréstimos	(4.500.658)	(5.029.485)	(5.161.692)	(5.293.889)
<b>Passivo Líquido Exposto</b>	<b><u>(1.217.952)</u></b>	<b><u>(1.361.061)</u></b>	<b><u>(1.396.839)</u></b>	<b><u>(1.432.616)</u></b>
<b>Efeito Líquido da Variação da SELIC</b>		<b><u>(143.109)</u></b>	<b><u>(178.887)</u></b>	<b><u>(214.664)</u></b>

### Risco de Crédito

O risco decorrente da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes é considerado baixo. A Companhia faz um acompanhamento buscando reduzir a inadimplência, de forma individual, junto aos seus consumidores. Também são estabelecidas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos eventualmente em atraso.

No que se refere ao risco decorrente da possibilidade da Companhia e suas controladas virem a incorrer em perdas advindas da decretação de insolvência de instituição financeira, foi aprovada uma Política de Aplicação Financeira que vigora desde 2004 onde cada instituição é analisada segundo critérios de liquidez corrente, grau de alavancagem, grau de inadimplência, rentabilidade e custos além de análise de três agências de classificação de riscos financeiros. As instituições recebem limites máximos de alocação de recursos que são revisados periodicamente ou sob qualquer alteração nos cenários macroeconômicos da economia brasileira.

*Risco quanto à Escassez de Energia*

A Energia vendida é substancialmente gerada por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios das usinas, comprometendo a recuperação do volume dos mesmos e acarretar em perdas em função do aumento de custos na aquisição de energia ou redução de receitas com a adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001.

*Risco de Aceleração do Vencimento de Dívidas*

A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos e financiamentos, com cláusulas restritivas (“covenants”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros indicadores. O não atendimento dessas cláusulas poderia implicar o vencimento antecipado das dívidas. Uma dessas cláusulas restritivas não foi atendida em 31 de março de 2010 e a Companhia obteve o consentimento formal (“waiver”) do credor (nota 16), de que não irá exigir o vencimento antecipado da obrigação.

*Risco de não renovação das concessões*

A Companhia e suas controladas possuem concessões para exploração dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica com a expectativa, pela Administração, de que sejam renovadas pela ANEEL e/ou Ministério das Minas e Energia. Caso as renovações das concessões não sejam deferidas pelos órgãos reguladores ou mesmo renová-las mediante a imposição de custos adicionais para a Companhia (“concessão onerosa”) ou estabelecimento de um preço teto, os atuais níveis de rentabilidade e atividade podem ser alterados.

A Companhia não será impactada negativamente, de forma significativa, em função de ocorrências relacionadas aos riscos descritos acima.

**b) Instrumentos Financeiros - Derivativos**

Os instrumentos derivativos contratados pela Companhia e suas controladas têm o propósito de proteger as operações contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

Os valores do principal das operações com derivativos não são registrados no balanço patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente dos ganhos ou perdas auferidos ou incorridos registrados pelo valor justo. Os resultados líquidos nestas operações representam uma perda em 31 de março de 2010 no montante de R\$34 e uma perda em 31 de março de 2009 no montante de R\$19.697, respectivamente, registradas no resultado financeiro.

A contraparte da operação de derivativos da Cemig Geração e Transmissão é o banco Credit Suisse First Boston e os contratos são de swap cambial.

A Companhia possui um Comitê e Gestão de Riscos Financeiros criado com o objetivo de monitorar os riscos financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros que afetam suas transações financeiras e as quais poderiam afetar negativamente sua liquidez e lucratividade. Esse Comitê objetiva também a implementação de diretrizes para operação proativa relativa ao ambiente de riscos financeiros ao implementar planos de ação.

*Valor e tipo de margens dadas em garantia*

A Companhia não deposita margens de garantias para os instrumentos derivativos.



### Metodologia de cálculo do valor justo das posições

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras foi elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, e as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos contratados pela Companhia e suas controladas em 31 de março de 2010.

Direito da Companhia e suas controladas	Obrigação da Companhia e suas controladas	Período de Vencimento	Mercado de negociação	Perda não realizada				Efeito Acumulado			
				Valor principal contratado*		Valor Conforme Contrato		Valor Justo		Valor Recebido	Valor Pago
				31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/12/2009	31/03/2010	31/03/2010
<b>Cemig Geração e Transmissão</b>											
R\$ 106,00% do CDI	R\$ ou US\$ 48,00% do CDI ou Variação cambial Mensal (o que for maior)	Em 04/2010	Balcão	R\$75.000	R\$75.000	100	86	100	86	295	(395)
<b>Madeira Energia</b>											
R\$ IGP-M	R\$ 5,86% pré-fixada	Em 12/2012	Balcão	R\$120.000	R\$120.000	1.313	(3.149)	1.313	(3.149)	11.210	(11.378)
						<u>1.413</u>	<u>(3.063)</u>	<u>1.413</u>	<u>(3.063)</u>	<u>11.505</u>	<u>(11.773)</u>

A contraparte da operação de derivativos da Companhia é o banco Credit Suisse First Boston e os contratos são de swap cambial.

### Análise de sensibilidade

O instrumento derivativo demonstrado na tabela acima indica que a Companhia está exposta a variação mensal da cotação do dólar norte-americano em relação ao Real caso seja superior a 48,00% do CDI. A Companhia estima que a cotação do dólar norte-americano em relação ao Real em 31 de março de 2011 será de R\$2,016 e que a taxa CDI em 31 de março de 2011 será de 11,75%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados da Companhia advindos de uma alta uniforme na cotação do dólar e do CDI de 25% e 50% em 2010, cenários que consideramos como possível e remoto, respectivamente. Nesses cenários possível e remoto, a cotação do dólar em 31 de março de 2011 seria de R\$2,52 e R\$3,024 respectivamente e a taxa CDI seria de 14,69% e 17,63%.

	Base	Cenário Provável	Cenário Possível	Cenário Remoto
<b>Risco - Alta do US\$</b>				
Variação Cambial mensal	75.000	84.896	106.120	127.344
<b>Efeito Líquido da Variação do US\$</b>		<b>(9.896)</b>	<b>(31.120)</b>	<b>(52.344)</b>
<b>Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais</b>				
Contratos atualizados a 106,00% do CDI	75.000	83.813	86.016	88.219
<b>Efeito Líquido da Variação do CDI</b>		<b>(8.816)</b>	<b>(11.016)</b>	<b>(13.219)</b>

**28) – EVENTO SUBSEQUENTE**Oferta Pública de Ações – OPA da TAESA

Em 23 de março de 2010 a controlada em conjunto Transmissora Alterosa de Energia S.A. (“Ofertante”), publicou Edital visando submeter aos acionistas detentores de ações e/ou units, de emissão da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A. (atual denominação social da Terna Participações S.A.) (“TAESA”), oferta pública para a aquisição das Ações e Units de emissão da Companhia (“Oferta”), cujas principais condições encontram-se estabelecidas a seguir:

Para adquirir o controle acionário da TAESA, a Ofertante pagou a montante de R\$2.148.379.099,24, correspondendo a R\$37,14 por Unit e R\$12,38 por Ação (“Preço da Aquisição”), o qual já contempla a dedução dos valores de dividendos que foram pagos pela TAESA em 26 de outubro de 2009, nos montantes de R\$3,443522063 por Unit e R\$1,147840688 por Ação, bem como a correção de 103% da Taxa Selic desde 30 de setembro de 2009 até 03 de novembro de 2009, exclusive, conforme previsto no contrato de compra e venda de ações da TAESA.

A Ofertante pretende adquirir as Ações e as Units dos destinatários da Oferta por um preço equivalente a 100% do Preço da Aquisição, ou seja, R\$37,14 por Unit e R\$12,38 por Ação (“Preço da Oferta”).

O Preço da Oferta será pago à vista, em moeda corrente nacional, na Data de Liquidação. O Preço da Oferta será corrigido pela taxa Selic, calculada pro rata temporis a contar da Data de Fechamento, ou seja, desde a Data do Fechamento, exclusive, até a Data de Liquidação, inclusive. O Preço da Oferta será informado pela Instituição Intermediária ao Diretor de Operações da BM&FBOVESPA em até 2 dias antes da data de realização do Leilão.

O acionista que desejar aceitar a Oferta deverá habilitar-se até às 18h, do dia anterior à data de realização do Leilão junto à Itaú Corretora ou a qualquer outra sociedade corretora autorizada a operar no segmento BOVESPA da BM&FBOVESPA (“Corretora”), de forma que tal Corretora possa representá-lo no Leilão.

O leilão da Oferta será realizado no dia 06 de maio de 2010 (“Data do Leilão”), às 13 horas, obedecendo às regras estabelecidas pela BM&FBOVESPA (“Leilão”).

O Edital de Oferta Pública para Aquisição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais e UNITS de emissão da Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A está disponível no site da companhia ([www.taesa.com.br](http://www.taesa.com.br)) e no site da CVM ([www.cvm.gov.br](http://www.cvm.gov.br)).

## DESEMPENHO ECONÔMICO – FINANCEIRO CONSOLIDADO

(valores expressos em milhares de Reais, exceto se indicado de outra forma)

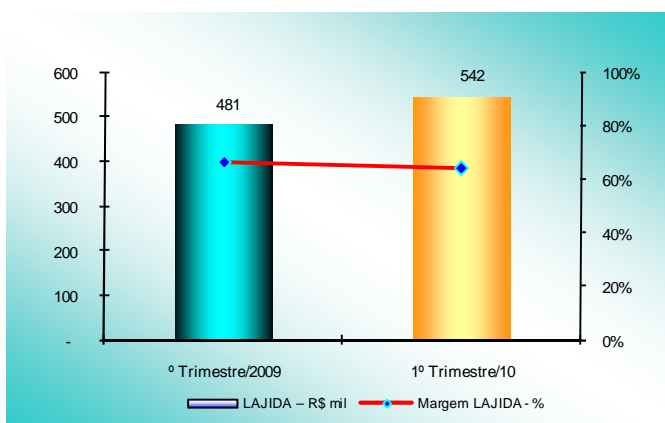
### Lucro do Período

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, no primeiro trimestre de 2010, um lucro líquido de R\$256.153, em comparação ao lucro líquido de R\$232.413 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 10,21%. Este resultado deve-se principalmente ao aumento de 16,79% na receita líquida em função do aumento do preço médio por MWh para o consumidor livre e do aumento na receita de uso da rede em função da aquisição da TAESA na comparação com o mesmo período do ano anterior, compensados parcialmente pelo aumento nas despesas operacionais.

*LAJIDA (metodologia de cálculo não revisada pelos auditores independentes)*

O LAJIDA da Cemig Geração e Transmissão apresentou um aumento no primeiro trimestre de 2010 na comparação com o primeiro trimestre de 2009, conforme pode ser verificado na tabela abaixo:

LAJIDA - R\$ mil	31/03/2010	31/03/2009	Var %
Lucro Líquido	256.153	232.413	10,21
+ Despesa de IR e Contribuição Social Correntes e Diferidos	132.046	136.642	(3,36)
+ Participações de Empregados e Administradores no Resultado	6.896	5.723	20,50
+ Resultado Financeiro	78.103	50.190	55,61
+ Amortização e Depreciação	69.171	56.026	23,46
<b>= LAJIDA</b>	<b>542.369</b>	<b>480.994</b>	<b>12,76</b>
Itens não recorrentes:			
+ Programa de Desligamento Voluntário – PDV/PPD	3.154	(322)	-
<b>= LAJIDA AJUSTADO</b>	<b>545.523</b>	<b>480.672</b>	<b>13,49</b>



O crescimento do LAJIDA no primeiro trimestre de 2010 em comparação ao primeiro trimestre de 2009 deve-se, principalmente, ao aumento de 16,79% na receita líquida, compensado parcialmente pelo aumento de 24,64% nas despesas operacionais (excluídos os efeitos das despesas com depreciação e amortização). Em decorrência do aumento das despesas operacionais, a margem do LAJIDA apresentou uma redução de 66,12% em 2009 para 63,84% em 2010.

### *Fornecimento Bruto de Energia Elétrica*

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica foi de R\$837.266 no primeiro trimestre de 2010 em comparação a R\$769.147 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 8,86%.

Este resultado decorre principalmente do aumento de 14,17% da receita com consumidores livres em função do aumento do preço médio por MWh, parte devido ao reajuste anual desses contratos, na maior parte, indexados a variação do IGP-M. Dessa forma a receita foi de R\$470.064 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$411.717 no primeiro trimestre de 2009.

A quantidade de energia vendida a outras concessionárias e contratos bilaterais aumento em 21,76% em função de contratos dos leilões de ajuste de energia elétrica e de energia nova, com tarifa média de R\$134,00 a R\$145,77 e do aumento da energia alocada em função da maior geração do sistema. Dessa forma a receita com energia vendida foi de R\$329.037 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$283.150 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 16,21%.

### *Receita de uso da rede*

Esta receita refere-se basicamente a utilização das instalações componentes da rede básica de transmissão da Cemig Geração e Transmissão pelos geradores e distribuidores de energia elétrica participantes do sistema interligado brasileiro, conforme valores definidos através de Resolução pela ANEEL.

A receita de uso da rede foi de R\$232.949 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$151.030 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 54,24% em decorrência da revisão tarifária da atividade de transmissão da Companhia em junho de 2009 e da aquisição da transmissora de energia elétrica, TAESA.

Mais explicações, vide nota explicativa nº 7 e 11 às Demonstrações Contábeis Consolidadas.

### *Deduções à receita operacional*

As deduções à receita operacional foram de R\$226.662 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$198.339 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 14,28%. As principais variações nas deduções à receita são como segue:

#### Conta de Consumo de Combustível – CCC

A dedução à receita referente a CCC foi de R\$7.223 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$5.349 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 35,03%. Refere-se aos custos de operação das usinas térmicas dos sistemas interligado e isolado brasileiro rateados entre os concessionários de energia elétrica através de Resolução da ANEEL. A Cemig Geração e Transmissão é apenas repassadora deste custo, uma vez que o valor da CCC é cobrado dos consumidores livres, na fatura de uso da rede básica, e repassado à Eletrobrás.

#### Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A dedução à receita referente a CDE foi de R\$8.588 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$5.796 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 48,17%. Os pagamentos são definidos através de Resolução da ANEEL. A Cemig Geração e Transmissão é apenas repassadora deste custo uma vez que o valor da CDE é cobrado dos consumidores livres, na fatura de uso da rede básica, e repassado à Eletrobrás.

As demais deduções à receita referem-se a impostos calculados com base em percentual do faturamento, portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, da evolução da receita.

#### *Custos e despesas operacionais (excluindo resultado financeiro)*

Os custos e despesas operacionais (excluindo resultado financeiro) foram de R\$376.406 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$302.523 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 24,42%. Vide mais informações sobre a composição dos custos e despesas operacionais na nota explicativa nº 24 das Informações Trimestrais.

As principais variações nas despesas estão descritas a seguir:

#### Energia Elétrica Comprada para Revenda

A despesa com energia elétrica comprada para revenda foi de R\$73.773 no primeiro trimestre de 2010, comparados a R\$27.190 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 171,32%. Essa variação decorre de uma maior compra de energia relacionada à atividade de comercialização.

#### Serviços de Terceiros

A despesa com serviços de terceiros foi de R\$34.864 no primeiro trimestre de 2010, comparados a R\$24.537 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 42,09%, com as principais variações nos gastos com consultoria e instalações de equipamentos elétricos, conforme segue:

- Os serviços de consultoria foram de R\$6.525 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$989 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 559,76%. Esta variação decorre principalmente da contratação de serviços relacionados à análise de aquisição de novos empreendimentos.
- Os serviços de manutenção e conservação de instalações e equipamentos elétricos foram de R\$3.448 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$2.065 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 66,97%. Esta variação decorre principalmente da maior atividade da Companhia com reajuste de contratos e da consolidação das empresas adquiridas no segundo semestre de 2009.

O detalhamento dos serviços de terceiros está demonstrado na nota explicativa nº 24 das Informações Trimestrais.

#### Depreciação/Amortização

A despesa com depreciação e amortização foi de R\$69.171 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$56.026 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 23,46%. Este resultado decorre substancialmente da consolidação das empresas adquiridas no segundo semestre de 2009.

#### Outras Despesas Operacionais

As outras despesas operacionais foram de R\$15.578 no primeiro trimestre de 2010, comparados a R\$8.884 no primeiro trimestre de 2009, representando um aumento de 75,35%. Este resultado decorre do aumento com gastos com concessão onerosa, arrendamento e aluguéis e seguros.

*Receitas (Despesas) Financeiras*

O resultado financeiro correspondeu a uma despesa financeira líquida de R\$78.103 no primeiro trimestre de 2010 comparada a uma despesa financeira líquida de R\$50.190 no primeiro trimestre de 2009, um aumento de 55,61%. Os itens que compõem o resultado financeiro e que apresentaram as variações mais expressivas estão relacionados a seguir:

- Aumento de 128,50% na receita de aplicações financeiras, R\$66.056 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$28.908 no primeiro trimestre de 2009. Esse aumento decorre de maior volume de recursos aplicados no primeiro trimestre de 2010 comparados ao trimestre do ano anterior.
- Despesa de variação monetária de empréstimos e financiamentos em moeda nacional de R\$12.673, apurada no primeiro trimestre de 2010. Essa despesa decorre do IGPM que passou de uma redução de 0,9153% no primeiro trimestre de 2009 para uma variação positiva de 2,7798% no primeiro trimestre de 2010.
- Aumento na despesa de encargos de empréstimos e financiamentos, R\$140.397 no primeiro trimestre de 2010 comparados a R\$80.848 no primeiro trimestre de 2009. Esse aumento decorre da entrada de novos recursos, principalmente da emissão das debêntures da Companhia no primeiro trimestre de 2010.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 25 das Informações Trimestrais.

*Imposto de Renda e Contribuição Social*

A Cemig Geração e Transmissão apurou, no primeiro trimestre de 2010, despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$132.046 em relação ao lucro de R\$395.095, antes dos efeitos fiscais, um percentual de 33,42%. No primeiro trimestre de 2009, a Companhia apurou despesas com Imposto de Renda e Contribuição Social no montante de R\$136.642 em relação ao lucro de R\$374.778, antes dos efeitos fiscais, um percentual de 36,46%. Estas taxas efetivas estão conciliadas com as taxas nominais na nota explicativa nº 9 das Informações Trimestrais.

\*\*\*\*\*

## RELATÓRIO DE REVISÃO DOS AUDITORES INDEPENDENTES

Ao

Conselho de Administração e aos Acionistas da

Cemig Geração e Transmissão S.A.

Belo Horizonte - MG

1. Revisamos as informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais - ITR da Cemig Geração e Transmissão S.A. ("Companhia") e nas Informações Trimestrais Consolidadas dessa Companhia e suas controladas, referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2010, compreendendo os balanços patrimoniais, as demonstrações do resultado, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa, as notas explicativas e o relatório de desempenho, elaborados sob a responsabilidade de sua Administração. As revisões especiais das Informações Trimestrais de certas controladas em conjunto da Companhia, cujos investimentos foram avaliados pela equivalência patrimonial, foram conduzidas sob a responsabilidade de outros auditores independentes e nosso relatório de revisão especial no que se referem ao valor desses investimentos no montante de R\$186,1 milhões em 2010, representando 1,7% do ativo total, e a participação desses investimentos no resultado do trimestre findo em 31 de março de 2010 totalizou R\$6,1 milhões de prejuízo, representado -2,38% do resultado do trimestre, e, no que se refere ao consolidado, ativos totais proporcionais de R\$1.087,5 milhões em 2010, representando 8,8% dos ativos totais proporcionais, está baseado exclusivamente nos relatórios de revisão especial desses outros auditores independentes.
2. Nossa revisão foi efetuada de acordo com as normas específicas estabelecidas pelo IBRACON - Instituto dos Auditores Independentes do Brasil, em conjunto com o Conselho Federal de Contabilidade - CFC, e consistiu, principalmente, em: (a) indagação e discussão com os administradores responsáveis pelas áreas contábil, financeira e operacional da Companhia e de suas controladas quanto aos principais critérios adotados na elaboração das Informações Trimestrais; e (b) revisão das informações e dos eventos subsequentes que tenham, ou possam vir a ter, efeitos relevantes sobre a posição financeira e as operações da Companhia e de suas controladas.
3. Com base em nossa revisão, e na revisão de outros auditores independentes, não temos conhecimento de nenhuma modificação relevante que deva ser feita nas informações contábeis contidas nas Informações Trimestrais acima referidas para que estas estejam de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários - CVM, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais.
4. Conforme mencionado na nota explicativa nº 2.2, durante o ano de 2009, foram aprovados pela CVM diversos Pronunciamentos, Interpretações e Orientações Técnicas emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) com vigência para 2010, que alteraram as práticas contábeis adotadas no Brasil. Conforme facultado pela Deliberação CVM nº 603/09, a Administração da Companhia optou por apresentar suas Informações Trimestrais (ITR) utilizando as práticas contábeis adotadas no Brasil até 31 de dezembro de 2009, ou seja, não aplicou esses normativos com vigência para 2010. Conforme requerido pela citada Deliberação CVM nº 603/09, a Companhia divulgou esse fato na nota explicativa nº 2.2 às ITR e os esclarecimentos das razões que impedem a apresentação da estimativa dos seus possíveis efeitos no patrimônio líquido e no resultado, como requerido pela Deliberação.

5. Conforme descrito nas notas explicativas nº 6, 14 e 19, a Companhia possui registrados ativos e passivos relativos a operação de venda e compra de energia e outras transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (anteriormente denominada como “MAE”). Referidos valores foram registrados com base em cálculos preparadas e divulgados pela CCEE para transações realizadas até 31 de março de 2010, os quais podem ser modificados em função do desfecho de processos judiciais em andamento movidos por empresas do setor, relativos à interpretação das regras do mercado atacadista de energia em vigor à época em que as referidas transações foram realizadas.
  
6. Em 31 de março de 2010 as controladas em conjunto Brasnorte Transmissora de Energia S.A. e Taesa Serviços Ltda. apresentam prejuízos acumulados. A recuperação dos valores registrados no investimento da Companhia e no ativo imobilizado consolidado, referente às estas controladas, no montante de R\$100,9 milhões e R\$91,1 milhões, respectivamente, depende do sucesso de suas operações futuras, sendo estas controladas dependentes do suporte financeiro dos acionistas e/ou terceiros até que as operações se tornem rentáveis. O investimento proporcional da Companhia na controlada indireta em conjunto é de R\$32,6 milhões e o imobilizado proporcional no consolidado é de R\$29,4 milhões.
  
7. A controlada em conjunto Madeira Energia S.A. - MESA e sua controlada incorreram em gastos relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua Administração, deverão ser absorvidos pelas receitas das operações. A realização do ativo imobilizado consolidado constituído pelos referidos gastos, que em 31 de março de 2010 totalizavam R\$3.660,4 milhões e a reversão do passivo a descoberto no montante de R\$108,3 milhões, dar-se-á a partir do início das operações, previsto para o segundo semestre de 2011. O montante proporcional à Companhia é de R\$366,0 milhões no imobilizado e R\$10,8 milhões do passivo a descoberto, respectivamente.

Belo Horizonte, 6 de maio de 2010

KPMG Auditores Independentes

CRC 2SP014428/O-6-F-MG

Marco Túlio Fernandes Ferreira

Contador CRCMG058176/O-0