

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	5
Demonstração do Resultado	8
Demonstração do Resultado Abrangente	10
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	11

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012	13
DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011	14
DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010	15
Demonstração de Valor Adicionado	16

DFs Consolidadas

Balanço Patrimonial Ativo	18
Balanço Patrimonial Passivo	21
Demonstração do Resultado	25
Demonstração do Resultado Abrangente	27
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	28

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012	31
DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011	32
DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010	33
Demonstração de Valor Adicionado	34

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho	36
Notas Explicativas	95
Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes	256

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente - Com Ressalva	259
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	262

Índice

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	263
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	264

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Mil)	Último Exercício Social 31/12/2012
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	1.087.050.297
Preferenciais	265.583.803
Total	1.352.634.100
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

#Error

#Error

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	18/05/2012	Juros sobre Capital Próprio	29/05/2012	Ordinária		1,28004
Assembléia Geral Ordinária	18/05/2012	Juros sobre Capital Próprio	29/05/2012	Preferencial	Preferencial Classe A	2,26361
Assembléia Geral Ordinária	19/05/2012	Juros sobre Capital Próprio	29/05/2012	Preferencial	Preferencial Classe B	1,69770
Reunião do Conselho de Administração	22/01/2010	Dividendo	28/06/2012	Ordinária		3,61670
Reunião do Conselho de Administração	22/01/2010	Dividendo	28/06/2012	Preferencial	Preferencial Classe A	4,59859
Reunião do Conselho de Administração	22/01/2010	Dividendo	28/06/2012	Preferencial	Preferencial Classe B	0,05806

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
1	Ativo Total	101.977.395	112.629.742	105.663.349
1.01	Ativo Circulante	16.846.695	21.382.893	20.839.355
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	4.444.950	4.431.367	7.656.920
1.01.01.01	Caixa	935.627	1.396.729	5.598.702
1.01.01.02	Caixa Restrito	3.509.323	3.034.638	2.058.218
1.01.02	Aplicações Financeiras	4.378.184	8.499.178	5.811.767
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	4.378.184	8.499.178	5.811.767
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	4.378.184	8.499.178	5.811.767
1.01.03	Contas a Receber	477.104	579.433	428.633
1.01.03.01	Clientes	477.104	579.433	428.633
1.01.04	Estoques	936	729	607
1.01.04.01	Almoxarifado	936	729	0
1.01.06	Tributos a Recuperar	886.553	857.639	0
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	886.553	857.639	0
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	6.658.968	7.014.547	6.941.428
1.01.08.03	Outros	6.658.968	7.014.547	6.941.428
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	4.044.496	3.848.043	2.644.139
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível	1.240.811	1.184.936	1.428.256
1.01.08.03.03	Remuneração de participações acionárias	195.304	633.832	684.073
1.01.08.03.04	Impostos e Contribuições sociais	1.088.491	736.588	1.370.133
1.01.08.03.05	Ativo financeiro-Concessão de serviço Público	0	310.960	413.423
1.01.08.03.06	Devedores diversos	0	0	173.255
1.01.08.03.07	Diversos	89.866	300.188	228.149
1.02	Ativo Não Circulante	85.130.700	91.246.849	84.823.994
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	34.746.497	35.424.413	32.636.163
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	395.701	379.707	761.750
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	395.701	379.707	761.750
1.02.01.06	Tributos Diferidos	1.754.333	2.044.513	1.835.272

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.754.333	2.044.513	1.835.272
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	32.596.463	33.000.193	30.039.141
1.02.01.09.03	Ativo financeiro-Concessões de serviço público	2.815.520	1.724.009	824.574
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	25.166.460	23.878.099	22.117.783
1.02.01.09.05	Cauções e Depósitos vinculados	803.130	715.189	562.665
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	521.097	727.136	785.327
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	2.730.178	5.673.361	5.548.884
1.02.01.09.08	Diversos	560.078	282.399	199.908
1.02.02	Investimentos	50.266.910	55.661.889	52.035.980
1.02.02.01	Participações Societárias	50.266.910	55.661.889	52.035.980
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	3.648.774	3.603.645	6.121.064
1.02.02.01.02	Participações em Controladas	45.335.032	50.623.022	47.811.843
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.283.104	1.435.222	-1.896.927
1.02.03	Imobilizado	117.293	112.397	101.848
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	117.293	112.397	100.181
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	0	0	1.667
1.02.04	Intangível	0	48.150	50.003
1.02.04.01	Intangíveis	0	48.150	50.003
1.02.04.01.02	Outros	0	48.150	50.003

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2	Passivo Total	101.977.395	112.629.742	105.663.349
2.01	Passivo Circulante	8.854.893	9.635.999	7.902.865
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	0	0	28.983
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	0	0	28.983
2.01.02	Fornecedores	467.804	384.676	365.965
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	467.804	384.510	0
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	0	166	365.965
2.01.03	Obrigações Fiscais	17.666	40.190	76.680
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	17.666	40.190	76.680
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	17.666	40.190	76.680
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	625.877	488.120	275.908
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	625.877	488.120	275.908
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	625.877	488.120	275.908
2.01.05	Outras Obrigações	7.743.546	8.723.013	7.155.329
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	0	92.770
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	0	0	92.770
2.01.05.02	Outros	7.743.546	8.723.013	7.062.559
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	3.951.333	4.323.713	0
2.01.05.02.02	Dividendo Mínimo Obrigatório a Pagar	0	0	3.340.024
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	12.298	15.620	16.191
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	424.309	368.943	302.100
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	1.369.201	3.079.796	2.579.546
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	650.185	710.308	759.214
2.01.05.02.08	Benefício Pós- emprego	9.957	4.375	0
2.01.05.02.09	Passivo financeiro - Concessão de serviços públicos	787.115	0	0
2.01.05.02.10	Crédito do Tesouro Nacional	131.047	109.050	0
2.01.05.02.11	Imposto de renda e contribuição social	213.384	0	0
2.01.05.02.12	Obrigações estimadas	9.772	21.128	0

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2.01.05.02.13	Diversos	184.945	90.080	65.484
2.02	Passivo Não Circulante	26.038.557	26.150.237	27.456.370
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	18.012.551	17.806.158	13.429.818
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	18.012.551	17.806.158	13.429.818
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	8.870.838	8.931.891	8.159.038
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	9.141.713	8.874.267	5.270.780
2.02.02	Outras Obrigações	3.988.080	5.198.823	12.534.158
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	0	250.485
2.02.02.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	0	0	250.485
2.02.02.02	Outros	3.988.080	5.198.823	12.283.673
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	161.308	148.695	5.173.856
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	321.894	211.554	141.425
2.02.02.02.04	Remuneração aos acionistas	0	3.143.222	5.601.077
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustive l- CCC	2.401.069	954.013	785.327
2.02.02.02.06	Benefício Pós-Emprego	644.512	161.408	30.617
2.02.02.02.07	Instrumentos financeiros derivativos	68.153	0	0
2.02.02.02.08	Créditos do Tesouro Nacional	37.072	155.676	0
2.02.02.02.09	Contratos onerosos	0	96.204	0
2.02.02.02.10	Diversos	354.072	328.051	551.371
2.02.03	Tributos Diferidos	335.427	383.682	0
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	335.427	383.682	0
2.02.04	Provisões	3.702.499	2.761.574	1.492.394
2.02.04.02	Outras Provisões	3.702.499	2.761.574	1.492.394
2.02.04.02.04	Provisões para contingências	1.194.704	1.446.397	1.290.567
2.02.04.02.05	Provisões para passivo a descoberto em controladas	1.501.887	472.148	201.827
2.02.04.02.06	Provisões Operacionais	1.005.908	843.029	0
2.03	Patrimônio Líquido	67.083.945	76.843.506	70.304.114
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	26.156.567

DFs Individuais / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.342	26.048.342	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.310
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas de capital	3.405.505	3.405.505	3.405.505
2.03.04	Reservas de Lucros	11.270.376	19.277.029	17.558.052
2.03.04.01	Reserva Legal	2.233.017	2.233.017	2.046.389
2.03.04.02	Reserva Estatutária	8.603.397	16.337.994	14.758.462
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	433.962	706.018	753.201
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	208.672	220.915	163.335
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-1.748.776	-8.111	377.818

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.780.500	2.763.701	2.040.641
3.01.01	Geração	2.685.806	2.632.398	2.040.641
3.01.02	Outras receitas operacionais	94.694	131.303	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-148.948	-156.894	-133.204
3.02.01	Pasep/Cofins	-148.948	-156.894	-133.204
3.03	Resultado Bruto	2.631.552	2.606.807	1.907.437
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-12.120.696	-1.791.996	-1.287.620
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-4.589.318	-3.841.298	-3.547.949
3.04.02.01	Pessoal, material e serviços	-482.169	-470.269	-472.332
3.04.02.02	Participação de administradores e empregados no resultado	0	0	-35.031
3.04.02.03	Energia comprada para revenda	-2.408.742	-1.944.449	-1.960.532
3.04.02.04	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-6.279	-6.392	-7.210
3.04.02.05	Provisões operacionais	-764.387	-936.390	-730.269
3.04.02.06	Doações e contribuições	-289.954	-207.196	-191.774
3.04.02.07	Outras	-637.787	-276.602	-150.801
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	82.683
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	-7.531.378	2.049.302	2.177.646
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-9.489.144	814.811	619.817
3.06	Resultado Financeiro	3.254.142	3.106.122	1.833.384
3.06.01	Receitas Financeiras	4.775.182	4.779.677	4.222.658
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	1.955.486	1.795.324	2.157.684
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	1.276.021	1.166.300	1.261.856
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	19.982	35.614	24.829
3.06.01.04	Atualizações monetárias	947.094	1.015.752	717.912
3.06.01.05	Variações cambiais	576.599	749.167	0
3.06.01.06	Outras receitas financeiras	0	17.520	60.377
3.06.02	Despesas Financeiras	-1.521.040	-1.673.555	-2.389.274
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-915.199	-682.668	-656.096

DFs Individuais / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
3.06.02.02	Encargos sobre recursos de acionistas	-493.149	-990.887	-1.263.501
3.06.02.03	Variações cambiais	0	0	-469.677
3.06.02.04	Outras despesas financeiras	-112.692	0	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-6.235.002	3.920.933	2.453.201
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-643.914	-188.368	-205.288
3.08.01	Corrente	-643.914	-188.368	-205.288
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-6.878.916	3.732.565	2.247.913
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-6.878.916	3.732.565	2.247.913

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
4.01	Lucro Líquido do Período	-6.878.916	3.732.564	2.247.913
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-1.740.667	-385.925	-449.674
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	11.780	15.878	-6.747
4.02.02	Ajuste ganhos e perdas atuariais	-520.677	-280.256	36.498
4.02.03	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-197.844	152.385	104.740
4.02.05	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-1.930.636	-472.745	-815.815
4.02.06	IR/CSSL diferidos	896.710	198.813	231.650
4.03	Resultado Abrangente do Período	-8.619.583	3.346.639	1.798.239

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	6.875.895	9.824	5.675.608
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	317.707	1.032.276	2.896.178
6.01.01.01	Resultado antes do IR e da CSSL	-6.235.002	3.920.933	2.453.201
6.01.01.02	Depreciação e amortização	6.279	6.392	7.210
6.01.01.03	Variação Monetária/Variação Cambial	-1.267.800	-1.473.265	-275.152
6.01.01.04	Encargos financeiros	-1.408.027	-1.465.225	327.171
6.01.01.05	Resultado de equivalência patrimonial	7.531.378	-2.049.302	-2.177.646
6.01.01.06	Provisão para Contingências	-251.693	155.830	-27.008
6.01.01.07	Provisão para Crédito de Liquidação Duvidos	-137.495	297.131	36.245
6.01.01.08	Ajuste a valor presente	-179.130	-17.658	-36.532
6.01.01.09	Encargos de reserva global de reversão	367.741	351.997	328.925
6.01.01.10	Encargos sobre recursos de acionistas	493.149	990.887	1.263.501
6.01.01.11	Provisão para perda com investimentos	162.878	91.989	582.062
6.01.01.12	Provisão para passivo a descoberto	1.011.968	294.375	148.167
6.01.01.13	Outras	223.461	-71.808	266.034
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	3.770.534	-3.417.280	1.110.992
6.01.02.01	Contas a receber	204.609	-25.234	-24.648
6.01.02.02	Títulos e valres mobiliários	4.105.000	-2.305.368	1.028.286
6.01.02.03	Almoxarifado	-207	-122	1.353
6.01.02.04	Ativo financeiro - Concessões de Serviço Público	-434.334	-946.673	-67.145
6.01.02.05	Fornecedores	-24.465	18.711	58.956
6.01.02.06	Obrigações estimadas	11.355	-7.855	19.535
6.01.02.07	Outros ativos e passivos operacionais	-91.424	-150.739	94.655
6.01.03	Outros	2.787.654	2.394.828	1.668.438
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-543.052	-287.913	-319.609
6.01.03.02	Pagto.Enc.da Reserva Global de Reversão	-257.580	-259.846	-864.871
6.01.03.03	Recebimentos de encargos financeiros	1.846.360	1.706.231	1.741.418
6.01.03.04	Pagamento de IR e CSSL	-403.549	-512.383	-292.857

DFs Individuais / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
6.01.03.05	Recebimento de remuneração de investimento em participações societárias	2.189.201	1.773.762	1.456.313
6.01.03.06	Depósitos judiciais	-43.726	-25.023	-51.956
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-1.698.425	-3.504.265	-4.163.401
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamento	-2.535.779	-3.472.118	-2.338.198
6.02.02	Rec.de empréstimos e financiamentos concedidos	2.740.085	2.137.031	3.912.725
6.02.03	Aquisição de ativo imobilizado	-9.248	-15.024	-74.566
6.02.04	Aquisição/aporte de capital em participação soietária	-208.708	-216.330	-67.241
6.02.05	Concessão de adiantamento para futuro aumento de capital	-1.684.775	-1.937.824	-5.596.121
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-5.638.572	-707.532	-1.490.045
6.03.01	Empréstimos e financiamentos obtidos a Longo Prazo	757	3.036.226	866.811
6.03.02	Pagamento de emprestimo e financiamentos principal	-1.570.899	-1.079.661	-287.820
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-4.953.887	-4.040.549	-3.118.071
6.03.04	Empréstimo Compulsório e Reserva Global de Reversão	885.457	1.376.452	1.049.035
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-461.102	-4.201.973	22.162
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	1.396.729	5.598.702	5.576.540
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	935.627	1.396.729	5.598.702

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	31.305.331	26.048.342	19.497.947	0	-8.111	76.843.509
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	19.497.947	0	-8.111	76.843.509
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-272.055	-867.924	0	-1.139.979
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-706.017	0	0	-706.017
5.04.09	Proposta dividendos adicionais - AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-12.245	-6.866.673	-1.740.667	-8.619.585
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.878.918	0	-6.878.918
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-12.245	12.245	-1.740.667	-1.740.667
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-197.844	-197.844
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	11.779	11.779
5.05.02.05	Tributos s/ Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	896.712	896.712
5.05.02.08	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	-520.677	-520.677
5.05.02.09	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	-1.930.637	-1.930.637
5.05.02.10	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-12.245	12.245	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-7.734.597	7.734.597	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-855.681	855.681	0	0
5.06.04	Absorção de prejuízo	0	0	-6.878.916	6.878.916	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	11.479.050	0	-1.748.778	67.083.945

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.048.342	17.721.388	0	377.817	70.304.114
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.048.342	17.721.388	0	377.817	70.304.114
5.04	Transações de Capital com os Sócios	5.148.764	0	-261.043	-1.772.964	0	3.114.757
5.04.01	Aumentos de Capital	5.148.764	0	0	0	0	5.148.764
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-1.772.964	0	-1.772.964
5.04.08	Proposta dividendos adicionais pela AGO	0	0	706.018	0	0	706.018
5.04.09	Aprovação dividendos adicionais pela AGO	0	0	-967.061	0	0	-967.061
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	3.732.565	-385.928	3.346.637
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	3.732.565	0	3.732.565
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-385.928	-385.928
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	152.385	152.385
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Controladas e Coligadas	0	0	0	0	-472.745	-472.745
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	15.877	15.877
5.05.02.06	IR/CS diferidos s/Outros resultados abrangentes	0	0	0	0	198.811	198.811
5.05.02.07	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	-280.256	-280.256
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	2.037.602	-1.959.601	0	78.001
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	2.058.026	-1.980.025	0	78.001
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-20.424	20.424	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	19.497.947	0	-8.111	76.843.509

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.047.463	19.560.728	-3.345.743	827.491	69.246.506
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.047.463	19.560.728	-3.345.743	827.491	69.246.506
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	879	382.446	-1.123.956	0	-740.631
5.04.05	Ações em Tesouraria Vendidas	0	879	0	0	0	879
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-1.123.956	0	-1.123.956
5.04.08	Proposta de dividendos adicionais pela AGO	0	0	753.201	0	0	753.201
5.04.09	Aprovação de dividendo adicional pela AGO	0	0	-370.755	0	0	-370.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	2.247.913	-449.674	1.798.239
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	2.247.913	0	2.247.913
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-449.674	-449.674
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	158.697	158.697
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Controladas e Coligadas	0	0	0	0	-888.574	-888.574
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-6.747	-6.747
5.05.02.06	Ajuste benefício pos emprego	0	0	0	0	55.300	55.300
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ Outros Result. Abrangentes	0	0	0	0	231.650	231.650
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.221.786	2.221.786	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-16.092	16.092	0	0
5.06.04	Reversão de reservas	0	0	-2.205.694	2.205.694	0	0
5.07	Saldos Finais	26.156.567	26.048.342	17.721.388	0	377.817	70.304.114

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
7.01	Receitas	2.780.499	2.763.701	2.040.641
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.780.499	2.763.701	2.040.641
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-3.938.260	-3.233.197	-2.873.476
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-765.131	-352.358	-182.675
7.02.04	Outros	-3.173.129	-2.880.839	-2.690.801
7.02.04.01	Energia Comprada para revenda	-2.408.742	-1.944.449	-1.960.532
7.02.04.02	Provisões Operacionais	-764.387	-936.390	-730.269
7.03	Valor Adicionado Bruto	-1.157.761	-469.496	-832.835
7.04	Retenções	-6.279	-6.392	-7.210
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-6.279	-6.392	-7.210
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	-1.164.040	-475.888	-840.045
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	-2.756.196	6.828.979	6.400.304
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	-7.531.378	2.049.302	2.177.646
7.06.02	Receitas Financeiras	4.775.182	4.779.677	4.222.658
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	-3.920.236	6.353.091	5.560.259
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	-3.920.236	6.353.091	5.560.259
7.08.01	Pessoal	354.825	394.513	392.807
7.08.01.04	Outros	354.825	394.513	392.807
7.08.01.04.01	Pessoal, encargos e honorários	326.533	329.093	322.091
7.08.01.04.02	Participação de empregados nos lucros	0	37.800	35.032
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	28.292	27.620	35.684
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	792.862	345.262	338.492
7.08.02.01	Federais	792.862	345.262	338.492
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	1.810.993	1.880.751	2.581.047
7.08.03.01	Juros	1.521.039	1.673.555	2.389.274
7.08.03.03	Outras	289.954	207.196	191.773
7.08.03.03.01	Doações e contrtribuições	289.954	207.196	191.773
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-6.878.916	3.732.565	2.247.913

DFs Individuais / Demonstração de Valor Adicionado

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
7.08.04.02	Dividendos	433.962	360.933	370.755
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-7.312.878	3.371.632	1.877.158

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
1	Ativo Total	172.195.578	164.081.665	146.901.001
1.01	Ativo Circulante	44.342.543	36.662.672	32.569.871
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	7.938.698	7.994.425	11.278.387
1.01.01.01	Caixa	4.429.375	4.959.787	9.220.169
1.01.01.02	Caixa restrito	3.509.323	3.034.638	2.058.218
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.622.611	11.252.504	6.774.073
1.01.02.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	6.622.611	11.252.504	6.774.073
1.01.02.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	6.622.611	11.252.504	6.774.073
1.01.03	Contas a Receber	4.496.963	4.352.024	3.779.930
1.01.03.01	Clientes	4.496.963	4.352.024	3.779.930
1.01.04	Estoques	815.386	747.387	676.609
1.01.04.01	Almoxarifado	454.635	358.724	378.637
1.01.04.02	Estoque	360.751	388.663	297.972
1.01.06	Tributos a Recuperar	1.391.882	1.104.322	40.418
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	1.391.882	1.104.322	40.418
1.01.08	Outros Ativos Circulantes	23.077.003	11.212.010	10.020.454
1.01.08.03	Outros	23.077.003	11.212.010	10.020.454
1.01.08.03.01	Financiamentos e empréstimos	1.976.191	2.082.054	1.359.269
1.01.08.03.02	Conta de consumo de combustível - CCC	1.240.811	1.184.936	1.428.256
1.01.08.03.03	Remuneração de participações monetárias	118.790	197.863	178.604
1.01.08.03.04	Direito de Ressarcimento	7.115.200	3.083.157	1.704.239
1.01.08.03.05	Impostos e Contribuições Sociais	1.418.252	843.022	1.825.905
1.01.08.03.06	Indenizações - Lei 12.783/2013	8.882.836	0	0
1.01.08.03.07	Ativo financeiro - Concessão de Serviços Públicos	579.295	2.017.949	1.723.522
1.01.08.03.08	Instrumentos financeiros	252.620	195.536	283.220
1.01.08.03.09	Diversos	1.493.008	1.607.493	1.517.439
1.02	Ativo Não Circulante	127.853.035	127.418.993	114.331.130
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	72.746.894	66.322.573	60.660.013

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
1.02.01.02	Aplicações Financeiras Avaliadas ao Custo Amortizado	404.337	398.358	769.905
1.02.01.02.01	Títulos Mantidos até o Vencimento	404.337	398.358	769.905
1.02.01.03	Contas a Receber	1.482.946	1.478.994	1.706.292
1.02.01.03.01	Clientes	1.482.946	1.478.994	1.706.292
1.02.01.04	Estoques	481.495	435.633	799.556
1.02.01.04.01	Almoxarifado	0	0	275.599
1.02.01.04.02	Estoque de Combustível Nuclear	481.495	435.633	523.957
1.02.01.06	Tributos Diferidos	6.931.626	5.774.286	4.338.682
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.934.820	2.430.761	4.338.682
1.02.01.06.02	Imposto de renda e contribuição social	4.996.806	3.343.525	0
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	63.446.490	58.235.302	53.045.578
1.02.01.09.03	Ativo financeiro - Concessão de Serviço Público	44.834.877	46.149.379	40.643.712
1.02.01.09.04	Financiamentos e empréstimos	7.747.286	7.651.336	8.300.171
1.02.01.09.05	Cauções e depósitos vinculados	2.829.912	2.316.324	1.750.678
1.02.01.09.06	Conta de consumo de combustível	521.097	727.136	785.327
1.02.01.09.07	Adiantamento para futuro aumento de capital	4.000	4.000	7.141
1.02.01.09.08	Instrumentos financeiros derivativos	223.099	185.031	297.020
1.02.01.09.09	Direito de Ressarcimento	901.029	500.333	371.599
1.02.01.09.10	Indenizações - Lei 12.783/2013	5.554.436	0	0
1.02.01.09.11	Diversos	830.754	701.763	889.930
1.02.02	Investimentos	5.398.299	5.510.192	4.724.647
1.02.02.01	Participações Societárias	5.398.299	5.510.192	4.724.647
1.02.02.01.01	Participações em Coligadas	3.889.107	3.817.484	3.039.867
1.02.02.01.04	Outras Participações Societárias	1.509.192	1.692.708	1.684.780
1.02.03	Imobilizado	47.407.102	53.214.861	46.682.498
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	26.332.805	35.839.525	34.167.477
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	21.074.297	17.375.336	12.515.021
1.02.04	Intangível	2.300.740	2.371.367	2.263.972

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Ativo

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
1.02.04.01	Intangíveis	2.300.740	2.371.367	2.263.972
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.940.889	1.966.884	932.509
1.02.04.01.02	Outros	359.851	404.483	1.331.463

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2	Passivo Total	172.195.578	164.081.665	146.901.001
2.01	Passivo Circulante	30.849.647	26.124.809	18.369.511
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	0	0	772.071
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	0	0	772.071
2.01.02	Fornecedores	7.490.802	6.338.102	5.165.765
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	7.428.789	6.305.954	0
2.01.02.02	Fornecedores Estrangeiros	62.013	32.148	5.165.765
2.01.03	Obrigações Fiscais	1.257.016	1.032.521	1.102.672
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	1.257.016	1.032.521	1.102.672
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	886.312	815.236	1.102.672
2.01.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	370.704	217.285	0
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	4.927.003	4.887.560	1.988.950
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	4.447.175	4.005.326	1.868.465
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	3.308.965	3.084.735	1.229.757
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	1.138.210	920.591	638.708
2.01.04.02	Debêntures	316.899	739.237	0
2.01.04.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	162.929	142.997	120.485
2.01.05	Outras Obrigações	16.906.886	13.626.436	9.082.473
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	0	92.770
2.01.05.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	0	0	92.770
2.01.05.02	Outros	16.906.886	13.626.436	8.989.703
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	3.977.667	4.373.773	3.424.520
2.01.05.02.04	Empréstimo compulsório	12.298	15.620	16.925
2.01.05.02.05	Adiantamento de clientes	469.892	413.041	341.462
2.01.05.02.06	Conta de consumo de combustível	1.369.201	3.079.796	2.579.546
2.01.05.02.07	Obrigações de ressarcimento	5.988.698	1.955.966	759.214
2.01.05.02.08	Previdência complementar	118.553	451.801	330.828
2.01.05.02.09	Encargos Setoriais	1.308.152	1.218.768	584.240

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2.01.05.02.10	Concessões a pagar UPB	40.131	35.233	25.098
2.01.05.02.11	Instrumentos financeiros derivativos	185.031	269.718	237.209
2.01.05.02.12	Passivo financeiro - Concessões de Serviços Públicos	52.862	0	0
2.01.05.02.13	Créditos do Tesouro Nacional	131.047	109.050	0
2.01.05.02.14	Obrigações estimadas	1.444.992	802.864	0
2.01.05.02.15	Diversos	1.808.362	900.806	690.661
2.01.06	Provisões	267.940	240.190	257.580
2.01.06.02	Outras Provisões	267.940	240.190	257.580
2.01.06.02.04	Provisões para contingências	267.940	240.190	257.580
2.02	Passivo Não Circulante	74.065.338	60.754.538	58.001.080
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	47.473.357	40.463.306	33.675.054
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	45.204.025	38.408.352	31.269.971
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	27.011.670	20.938.677	18.017.419
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	18.192.355	17.469.675	13.252.552
2.02.01.02	Debêntures	409.228	279.410	710.536
2.02.01.03	Financiamento por Arrendamento Financeiro	1.860.104	1.775.544	1.694.547
2.02.02	Outras Obrigações	18.882.795	12.893.505	18.831.120
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	0	0	250.485
2.02.02.01.04	Débitos com Outras Partes Relacionadas	0	0	250.485
2.02.02.02	Outros	18.882.795	12.893.505	18.580.635
2.02.02.02.02	Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	161.308	148.695	5.173.856
2.02.02.02.03	Empréstimo compulsório	321.894	211.554	141.425
2.02.02.02.04	Remuneração aos acionistas	0	3.143.222	5.601.077
2.02.02.02.05	Conta de consumo de combustível - CCC	2.401.069	954.013	785.327
2.02.02.02.06	Benefício Pós Emprego	4.628.570	2.256.132	2.066.702
2.02.02.02.07	Adiantamento de clientes	830.234	879.452	928.653
2.02.02.02.08	Concessões a pagar - Uso do Bem Público	1.577.908	1.534.532	1.089.726
2.02.02.02.09	Instrumentos financeiros derivativos	291.252	197.965	303.331

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2.02.02.02.10	Incentivos ao desligamento de pessoal	0	0	273.671
2.02.02.02.11	Pesquisa e desenvolvimento	0	0	284.820
2.02.02.02.12	Obrigações de ressarcimento	1.801.059	1.475.262	1.091.271
2.02.02.02.13	Encargos Setoriais	428.501	385.724	0
2.02.02.02.14	Contratos onerosos	4.905.524	96.204	0
2.02.02.02.15	Obrigações para desmobilização de ativos	988.490	408.712	0
2.02.02.02.16	Créditos do Tesouro Nacional	37.072	155.676	0
2.02.02.02.17	Outros	509.914	1.046.362	840.776
2.02.03	Tributos Diferidos	1.414.884	1.902.522	1.217.649
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	1.414.884	1.902.522	1.217.649
2.02.03.01.01	Imposto de renda e contribuição social	635.269	773.500	0
2.02.03.01.02	Imposto de renda e contribuição social	779.615	1.129.022	0
2.02.04	Provisões	6.294.302	5.495.205	3.901.289
2.02.04.02	Outras Provisões	6.294.302	5.495.205	3.901.289
2.02.04.02.04	Provisões contingências	5.288.394	4.652.176	3.901.289
2.02.04.02.05	Provisões operacionais	1.005.908	843.029	0
2.02.05	Passivos sobre Ativos Não-Correntes a Venda e Descontinuados	0	0	375.968
2.02.05.02	Passivos sobre Ativos de Operações Descontinuadas	0	0	375.968
2.02.05.02.01	Obrigações para desmobilização de ativos	0	0	375.968
2.03	Patrimônio Líquido Consolidado	67.280.593	77.202.318	70.530.410
2.03.01	Capital Social Realizado	31.305.331	31.305.331	26.156.567
2.03.02	Reservas de Capital	26.048.342	26.048.342	26.048.342
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	3.384.310	3.384.310	3.384.309
2.03.02.07	Doações e subvenções	19.258.527	19.258.527	19.258.527
2.03.02.08	Outras reservas	3.405.505	3.405.505	3.405.506
2.03.04	Reservas de Lucros	11.270.376	19.277.029	17.558.052
2.03.04.01	Reserva Legal	2.233.017	2.233.017	2.046.389
2.03.04.02	Reserva Estatutária	8.566.071	16.300.668	14.758.462

DFs Consolidadas / Balanço Patrimonial Passivo**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2012	Penúltimo Exercício 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 31/12/2010
2.03.04.05	Reserva de Retenção de Lucros	37.326	37.326	0
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	433.962	706.018	753.201
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	208.672	220.915	163.335
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	-1.748.776	-8.111	377.818
2.03.09	Participação dos Acionistas Não Controladores	196.648	358.812	226.296

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	39.538.861	33.927.233	29.814.652
3.01.01	Geração	21.961.705	19.263.300	18.326.028
3.01.02	Transmissão	9.392.600	8.356.276	6.315.620
3.01.03	Distribuição	7.488.105	5.441.780	5.173.004
3.01.04	Outras receitas operacionais	696.451	865.877	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-5.474.384	-4.715.747	-4.282.384
3.03	Resultado Bruto	34.064.477	29.211.486	25.532.268
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-42.013.112	-24.907.117	-21.120.896
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-42.481.696	-25.389.902	-23.090.468
3.04.02.01	Pessoal, Material, Serviço	-8.439.302	-7.670.716	-7.370.713
3.04.02.02	Participação de empregados e administradores nos resultados	0	0	-296.270
3.04.02.03	Energia comprada para revenda	-4.573.673	-3.386.289	-4.315.084
3.04.02.04	Combustível para produção de energia elétrica	-708.711	-162.673	-252.502
3.04.02.05	Uso da rede elétrica	-1.763.953	-1.420.934	-1.353.839
3.04.02.06	Remuneração e Ressarcimento	-1.651.724	-1.328.994	-1.087.341
3.04.02.07	Construção	-5.027.122	-4.279.608	-2.953.484
3.04.02.08	Depreciação e amortização-Imobilizado e Intangível	-1.775.214	-1.723.885	-1.592.476
3.04.02.09	Provisões operacionais	-5.326.991	-2.848.749	-2.497.262
3.04.02.10	Resultado a compensar de Itaipu	-491.859	-655.290	-441.057
3.04.02.11	Doações e contribuições	-380.101	-289.964	-261.006
3.04.02.12	Perdas -Lei 12.783/2013	-10.085.380	0	0
3.04.02.13	Outros	-2.257.666	-1.622.800	-669.434
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	0	0	1.299.817
3.04.06	Resultado de Equivalência Patrimonial	468.584	482.785	669.755
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	-7.948.635	4.304.369	4.411.372
3.06	Resultado Financeiro	632.509	234.453	-364.122
3.06.01	Receitas Financeiras	4.335.442	4.103.855	3.724.325
3.06.01.01	Receitas de juros, comissões e taxas	767.534	757.450	781.872

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
3.06.01.02	Receitas de aplicações financeiras	1.731.870	1.664.517	1.537.435
3.06.01.03	Acréscimo moratório sobre energia elétrica	230.597	359.208	393.987
3.06.01.04	Atualizações monetárias	858.049	652.949	616.141
3.06.01.05	Variações cambiais	421.013	669.731	0
3.06.01.06	Outras receitas financeiras	326.379	0	394.890
3.06.02	Despesas Financeiras	-3.702.933	-3.869.402	-4.088.447
3.06.02.01	Encargos de dívidas	-2.333.643	-1.708.670	-1.675.821
3.06.02.02	Encargos de arrendamento mercantil	-412.152	-350.861	-332.449
3.06.02.03	Encargos sobre recursos de acionistas	-572.322	-1.178.989	-1.298.647
3.06.02.04	Variações cambiais	0	0	-431.497
3.06.02.05	Outras despesas financeiras	-384.816	-630.882	-350.033
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-7.316.126	4.538.822	4.047.250
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	390.474	-776.803	-1.494.265
3.08.01	Corrente	390.474	-776.803	-1.494.265
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-6.925.652	3.762.019	2.552.985
3.11	Lucro/Prejuízo Consolidado do Período	-6.925.652	3.762.019	2.552.985
3.11.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-6.878.915	3.732.565	2.247.913
3.11.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-46.737	29.454	305.072

DFs Consolidadas / Demonstração do Resultado Abrangente**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
4.01	Lucro Líquido Consolidado do Período	-6.925.652	3.762.017	2.552.985
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-1.740.667	-385.925	-449.674
4.02.01	Ajustes acumulados de conversão	11.780	15.878	-6.848
4.02.02	Ajustes ganhos e perdas atuariais	-2.370.677	-280.256	-522.779
4.02.03	Valor justo de instrumentos financeiros disponíveis para venda	-240.662	152.385	-75.974
4.02.04	Ajuste de hedge de fluxo de caixa	0	0	12.862
4.02.06	Participação no resultado abrangente das coligadas e entidades com controle compartilhado	-37.818	-472.745	-88.585
4.02.07	IR/CSSL diferidos	896.710	198.813	231.650
4.03	Resultado Abrangente Consolidado do Período	-8.666.319	3.376.092	2.103.311
4.03.01	Atribuído a Sócios da Empresa Controladora	-8.619.583	3.346.639	1.798.239
4.03.02	Atribuído a Sócios Não Controladores	-46.736	29.453	305.072

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	13.826.591	4.286.866	8.244.781
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	6.397.447	6.778.415	6.735.388
6.01.01.01	Resultado antes do IR e daCSSL	-7.316.126	4.538.822	4.047.250
6.01.01.02	Depreciação e amortização	1.775.214	1.723.958	1.592.476
6.01.01.03	Variações monetárias/cambiais líquidas	-1.166.958	-1.029.289	-387.617
6.01.01.04	Encargos financeiros	526.646	774.140	2.008.270
6.01.01.05	Receita de ativo financeiro	-3.148.842	-2.774.166	-2.525.754
6.01.01.06	Resultado de equivalência patrimonial	-468.584	-482.785	-669.755
6.01.01.07	Provisão para crédito de liquidação duvidosa	724.731	808.487	600.251
6.01.01.08	Provisão para contingências	564.909	677.998	287.821
6.01.01.09	Provisão para redução ao valor recuperável de ativos/ contrato oneroso	2.666.809	434.538	379.048
6.01.01.10	Provisão para plano de benefício pós emprego	438.328	172.246	280.965
6.01.01.11	Provisão para perda com investimento	187.741	91.989	421.629
6.01.01.12	Encargos da reserva global de reversão	367.741	403.903	395.756
6.01.01.13	Ajuste a valor presente/ valor de mercado	-157.364	7.954	314.518
6.01.01.14	Participação Minoritária no resultado	70.814	-44.627	-462.230
6.01.01.15	Encargos sobre recursos de acionistas	572.322	1.178.989	1.298.647
6.01.01.16	Efeitos - Lei 12.783/2013	10.085.380	0	0
6.01.01.17	Instrumentos financeiros - derivativos	-143.117	124.770	-55.200
6.01.01.18	Baixa de ativos	126.979	0	0
6.01.01.19	Outras	690.824	171.488	-790.687
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	5.896.312	-2.995.488	1.081.626
6.01.02.01	Contas a receber	-46.612	-219.230	-569.962
6.01.02.02	Títulos e valores mobiliários	4.623.914	-4.106.884	805.850
6.01.02.03	Direito de Ressarcimento	-4.432.739	-1.507.652	-1.213.885
6.01.02.04	Almoxarifado	-95.911	214.603	-36.463
6.01.02.05	Estoque de combustível nuclear	-17.950	-2.367	-9.164
6.01.02.06	Ativo financeiro - Concessões de serviço público	-434.334	-946.673	-67.145

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
6.01.02.07	Fornecedores	1.045.106	1.172.337	2.086.151
6.01.02.09	Adiantamente de clientes	-47.733	-44.466	70
6.01.02.10	Arrendamento mercantil	-113.374	103.509	66.757
6.01.02.11	Obrigações estimadas	653.483	30.793	99.857
6.01.02.12	Obrigações de ressarcimento	4.418.652	1.629.649	655.723
6.01.02.13	Encargos setoriais	132.161	317.452	-5.193
6.01.02.14	Outros ativos e passivos operacionais	211.649	363.441	-730.970
6.01.03	Outros	1.532.832	503.939	427.767
6.01.03.01	Pagamento de encargos financeiros	-1.812.722	-1.368.244	-1.453.344
6.01.03.02	Pagto.de encargos da Reserva Global de Reversão	-257.580	-465.318	-864.871
6.01.03.03	Recebimento de Receita Anual Permitida	3.744.154	2.315.642	2.712.474
6.01.03.04	Recebimento de encargos financeiros	723.815	739.709	468.975
6.01.03.05	Pagato. IR e CSSL	-1.010.379	-1.132.758	-890.205
6.01.03.06	Recebto. de remuneração de investimento em part.societárias	636.719	689.370	600.869
6.01.03.07	Depósitos judiciais	-491.175	-274.462	-146.131
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-13.455.412	-10.904.109	-7.735.793
6.02.01	Concessão de empréstimo e financiamentos	-536.879	-347.796	-641.078
6.02.02	Recebimento de empréstimo e financiamentos	1.834.949	1.123.886	2.871.385
6.02.03	Créditos de energia renegociado recebidos	313.865	277.728	342.745
6.02.04	Aquisição de ativo imobilizado	-10.386.236	-8.017.773	-6.256.197
6.02.05	Aquisição de ativo intangível	-144.768	-139.612	-359.219
6.02.06	Aquisição de ativos de concessão	-4.918.121	-3.411.497	-3.105.522
6.02.07	Outros	381.778	-389.045	-587.907
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-901.591	2.356.861	93.887
6.03.01	Empréstimo e financiamento obtido a Longo prazo	7.623.386	7.273.908	3.829.260
6.03.02	Pagamento de empréstimo e financiamento principal	-4.156.422	-2.258.040	-1.202.294
6.03.03	Pagamento e remuneração aos acionistas	-5.032.645	-4.062.839	-3.143.565
6.03.04	Pagamento de refin.de imp.e cont. principal	-110.745	-92.375	-92.115

DFs Consolidadas / Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
6.03.05	Empréstimo compulsório e Reserva global de reversão	885.457	1.376.452	1.049.035
6.03.06	Diversos	-110.622	119.755	-346.434
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-530.412	-4.260.382	602.875
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	4.959.787	9.220.169	8.617.294
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	4.429.375	4.959.787	9.220.169

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2012 à 31/12/2012**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldo Iniciais	31.305.331	26.048.342	19.497.947	0	-8.111	76.843.509	358.812	77.202.321
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldo Iniciais Ajustados	31.305.331	26.048.342	19.497.947	0	-8.111	76.843.509	358.812	77.202.321
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-272.055	-867.924	0	-1.139.979	0	-1.139.979
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-433.962	0	-433.962	0	-433.962
5.04.08	Dividendos adicionais	0	0	-706.017	0	0	-706.017	0	-706.017
5.04.09	Proposta dividendos adicionais - AGO	0	0	433.962	-433.962	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	-12.245	-6.866.673	-1.740.667	-8.619.585	-162.164	-8.781.749
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	-6.878.918	0	-6.878.918	-46.737	-6.925.655
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	-12.245	12.245	-1.740.667	-1.740.667	-115.427	-1.856.094
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-197.844	-197.844	0	-197.844
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	11.779	11.779	0	11.779
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ outros result. abrangentes	0	0	0	0	896.712	896.712	0	896.712
5.05.02.08	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	-520.677	-520.677	0	-520.677
5.05.02.09	Ajuste de Controladas/ Coligadas	0	0	0	0	-1.930.637	-1.930.637	-115.427	-2.046.064
5.05.02.10	Ajuste de avaliação patrimonial	0	0	-12.245	12.245	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-7.734.597	7.734.597	0	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-855.681	855.681	0	0	0	0
5.06.04	Absorção de prejuízo	0	0	-6.878.916	6.878.916	0	0	0	0
5.07	Saldo Finais	31.305.331	26.048.342	11.479.050	0	-1.748.778	67.083.945	196.648	67.280.593

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2011 à 31/12/2011**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.048.342	17.721.388	0	377.817	70.304.114	226.296	70.530.410
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.048.342	17.721.388	0	377.817	70.304.114	226.296	70.530.410
5.04	Transações de Capital com os Sócios	5.148.764	0	-261.043	-1.772.964	0	3.114.757	103.062	3.217.819
5.04.01	Aumentos de Capital	5.148.764	0	0	0	0	5.148.764	103.062	5.251.826
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-1.772.964	0	-1.772.964	0	-1.772.964
5.04.08	Proposta dividendos adicionais pela AGO	0	0	706.018	0	0	706.018	0	706.018
5.04.09	Aprovação dividendos adicionais pela AGO	0	0	-967.061	0	0	-967.061	0	-967.061
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	3.732.565	-385.928	3.346.637	29.454	3.376.091
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	3.732.565	0	3.732.565	29.454	3.762.019
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-385.928	-385.928	0	-385.928
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	152.385	152.385	0	152.385
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Coligadas	0	0	0	0	-472.745	-472.745	0	-472.745
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	15.877	15.877	0	15.877
5.05.02.06	IR/CS diferidos s/ Outros resultados abrangentes	0	0	0	0	198.811	198.811	0	198.811
5.05.02.07	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	-280.256	-280.256	0	-280.256
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	2.037.602	-1.959.601	0	78.001	0	78.001
5.06.01	Constituição de Reservas	0	0	2.058.026	-1.980.025	0	78.001	0	78.001
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-20.424	20.424	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	31.305.331	26.048.342	19.497.947	0	-8.111	76.843.509	358.812	77.202.321

DFs Consolidadas / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido	Participação dos Não Controladores	Patrimônio Líquido Consolidado
5.01	Saldos Iniciais	26.156.567	26.047.463	19.560.728	-3.345.743	827.491	69.246.506	132.543	69.379.049
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	26.156.567	26.047.463	19.560.728	-3.345.743	827.491	69.246.506	132.543	69.379.049
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	879	382.446	-1.123.956	0	-740.631	-211.319	-951.950
5.04.05	Ações em Tesouraria Vendidas	0	879	0	0	0	879	0	879
5.04.07	Juros sobre Capital Próprio	0	0	0	-1.123.956	0	-1.123.956	-211.319	-1.335.275
5.04.08	Proposta dividendos adicionais pela AGO	0	0	753.201	0	0	753.201	0	753.201
5.04.09	Aprovação dividendos adicionais pela AGO	0	0	-370.755	0	0	-370.755	0	-370.755
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	2.247.913	-449.674	1.798.239	305.072	2.103.311
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	2.247.913	0	2.247.913	305.072	2.552.985
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-449.674	-449.674	0	-449.674
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	158.697	158.697	0	158.697
5.05.02.03	Equiv. Patrim. s/Result. Abrang. Coligadas	0	0	0	0	-888.574	-888.574	0	-888.574
5.05.02.04	Ajustes de Conversão do Período	0	0	0	0	-6.747	-6.747	0	-6.747
5.05.02.07	IR/CS diferido s/ Outros resut. Abrangentes	0	0	0	0	231.650	231.650	0	231.650
5.05.02.08	Ajuste de benefício pós emprego	0	0	0	0	55.300	55.300	0	55.300
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	-2.221.786	2.221.786	0	0	0	0
5.06.02	Realização da Reserva Reavaliação	0	0	-16.092	16.092	0	0	0	0
5.06.04	Reversão de reservas	0	0	-2.205.694	2.205.694	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	26.156.567	26.048.342	17.721.388	0	377.817	70.304.114	226.296	70.530.410

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
7.01	Receitas	39.583.627	34.248.491	31.015.307
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	39.538.861	33.061.356	29.814.652
7.01.02	Outras Receitas	44.766	1.187.135	1.200.655
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-36.452.302	-19.552.892	-17.462.671
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-25.930.890	-11.442.512	-9.359.773
7.02.04	Outros	-10.521.412	-8.110.380	-8.102.898
7.02.04.01	Encargos setoriais	-1.797.922	-1.712.669	-1.514.504
7.02.04.02	Energia comprada para revenda	-4.573.673	-3.386.289	-4.315.084
7.02.04.03	Combustível para produção de energia elétrica	-708.711	-162.673	-743.761
7.02.04.04	Provisões Operacionais	-3.441.106	-2.848.749	-1.529.549
7.03	Valor Adicionado Bruto	3.131.325	14.695.599	13.552.636
7.04	Retenções	-1.775.214	-1.723.885	-1.592.476
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-1.775.214	-1.723.885	-1.592.476
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.356.111	12.971.714	11.960.160
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	4.804.026	4.745.111	4.044.046
7.06.01	Resultado de Equivalência Patrimonial	468.584	482.785	669.755
7.06.02	Receitas Financeiras	4.335.442	4.262.326	3.374.291
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	6.160.137	17.716.825	16.004.206
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	6.160.137	17.716.825	16.004.206
7.08.01	Pessoal	5.716.768	5.550.861	5.206.135
7.08.01.04	Outros	5.716.768	5.550.861	5.206.135
7.08.01.04.01	Pessoal, Encargos e honorários	5.422.099	5.206.206	4.877.556
7.08.01.04.02	Participação de empregados nos lucros	0	317.035	296.270
7.08.01.04.03	Plano de aposentadoria e pensão	294.669	27.620	32.309
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	3.285.987	4.086.108	4.245.666
7.08.02.01	Federais	3.285.987	4.086.108	4.245.666
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	4.083.035	4.317.837	3.999.420
7.08.03.01	Juros	3.702.933	4.027.873	3.738.414

DFs Consolidadas / Demonstração de Valor Adicionado**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2012 à 31/12/2012	Penúltimo Exercício 01/01/2011 à 31/12/2011	Antepenúltimo Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010
7.08.03.03	Outras	380.102	289.964	261.006
7.08.03.03.01	Doações e contribuições	380.102	289.964	261.006
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	-6.925.653	3.762.019	2.552.985
7.08.04.01	Juros sobre o Capital Próprio	433.962	360.933	370.755
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	-7.312.878	3.371.632	1.877.158
7.08.04.04	Part. Não Controladores nos Lucros Retidos	-46.737	29.454	305.072

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



**Relatório de
Administração
e
Demonstrações
Financeiras
2012**

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2012

1. Mensagem da Administração

O ano do cinquentenário foi marcante para a Eletrobras. As comemorações mostraram 50 anos de história e conquistas de uma grande empresa, com presença de norte a sul do país. Foram inúmeras as manifestações de orgulho das pessoas que dela fazem parte e o respeito da sociedade em geral pelo papel que a empresa exerce no país.

Somos a maior empresa de energia elétrica da América do Sul e temos uma participação preponderante na implantação e operação do sistema elétrico interligado e sistemas isolados. São sistemas imprescindíveis para assegurar o funcionamento e o crescimento da economia brasileira e permitir o acesso à energia de forma integrada para mais de 190 milhões de brasileiros.

Em todos os aspectos, 2012 foi um ano de grandes conquistas. A realização do investimento foi de R\$ 9,9 bilhões, segregado em R\$ 5,3 bilhões em geração, R\$ 3,0 bilhões em transmissão, R\$ 1,0 bilhão em distribuição e R\$ 0,6 bilhão em pesquisa, infraestrutura e qualidade ambiental. Atuando isoladamente ou em parceria, as empresas Eletrobras agregaram cerca de 712 MW de energia limpa e renovável à matriz energética brasileira e 880 km de linhas de transmissão. Na distribuição, por intermédio dos nossos 199.935 km de rede, atendemos a 3.653.046 clientes. Adicionalmente, em construção no segmento de geração, existem cerca de 22.662 MW, e ainda, 19.040 MW já em estudo. Na transmissão, para os próximos anos, teremos a implantação de mais 13.730 km, o que representa um acréscimo de 13.885 MVA em capacidade de transformação.

Na operação do sistema elétrico, destaque especial para o recorde mundial batido por Itaipu Binacional que atingiu 98,3 milhões de MWh e para as usinas de Angra 1 e 2 que chegaram a 16 milhões de MWh. Na transmissão, como resultado de uma política que priorizou investimentos em melhorias e reforços na rede, o número de desligamentos por 100 Km da rede da Eletrobras obteve uma melhoria de 11% em relação a 2011. Na distribuição, enquanto o mercado brasileiro obteve um aumento médio de consumo de 3,5%, o mercado das distribuidoras da Eletrobras cresceu cerca de 12,1%. Nessas empresas, os esforços também ficaram evidentes. De 2011 para 2012, conseguimos reduzir o índice total de inadimplência de 18,9% para 17,6% e as perdas globais, de 34,28% para 31,01%.

Nos programas governamentais geridos pela Eletrobras, como o Luz para Todos, o Proinfa e o Procel, os resultados de 2012 foram animadores. O Procel contribuiu para uma economia de energia elétrica de cerca de 9,1 mil GWh, enquanto Luz para Todos atingiu a histórica marca de 3.022.529 ligações efetuadas desde 2004 e o Proinfa contribuiu para a agregação de 2.656,57 MW à matriz elétrica brasileira.

Em setembro de 2012, a MP579/12, convertida na Lei 12.783, estabeleceu a forma de prorrogação dos contratos de concessão da geração, transmissão e distribuição. A motivação pela modicidade da tarifa e redução dos valores das contas de energia em todas as classes de consumo de energia do país levou o Governo Federal a propor o vencimento antecipado dos contratos de concessão, com a automática prorrogação dentro das condições estabelecidas e, como alternativa, a relicitação da concessão decorrido o prazo contratual original. A Eletrobras e suas empresas: Chesf, Eletrosul, Furnas e Eletronorte analisaram as diferentes possibilidades abordando aspectos técnicos, econômicos e estratégicos e optaram pela prorrogação das concessões dos contratos afetados por 30 anos, assegurando assim a preservação de seu porte e importância.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

De fato, o resultado financeiro deste ano revelou um grande prejuízo que, no entanto, deve ser encarado como um evento pontual resultante dos efeitos da Lei 12.783. Os números deste ano foram severamente impactados por lançamentos decorrentes dos efeitos da Lei sobre nossos ativos. O ano de 2012, portanto, trouxe um desafio novo. Temos que primar pela eficiência e procurar, dentro do espaço legal, reverter todas as provisões regulatórias.

As perspectivas são de melhoria contínua. Para tanto, um plano diretor para os negócios e para a gestão empresarial já vem sendo preparado, capaz de refletir uma tomada de posição imediata da Eletrobras perante o novo ambiente de negócios do setor elétrico brasileiro. Precisamos reduzir ainda mais os nossos custos em relação às nossas receitas, reestruturando nossos processos empresariais e otimizando os esforços entre as empresas. Precisamos assegurar nossos investimentos, para continuar atendendo ao Brasil em suas necessidades de fornecimento de energia com qualidade e confiabilidade.

O relatório que está em suas mãos, portanto, segue com a certeza de que muito já foi construído. A Eletrobras cresce ao mesmo tempo em que se moderniza para responder às expectativas quanto ao seu relevante papel no setor elétrico brasileiro. Nossa história está aí para mostrar que os desafios são, também, uma importante fonte de energia. E os que enfrentamos agora nos servirão, certamente, para acelerar as melhorias que já vínhamos perseguindo, na construção de uma empresa cada vez mais eficiente e de um Brasil cada vez mais sustentável.

José da Costa Carvalho Neto

Presidente da Eletrobras

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

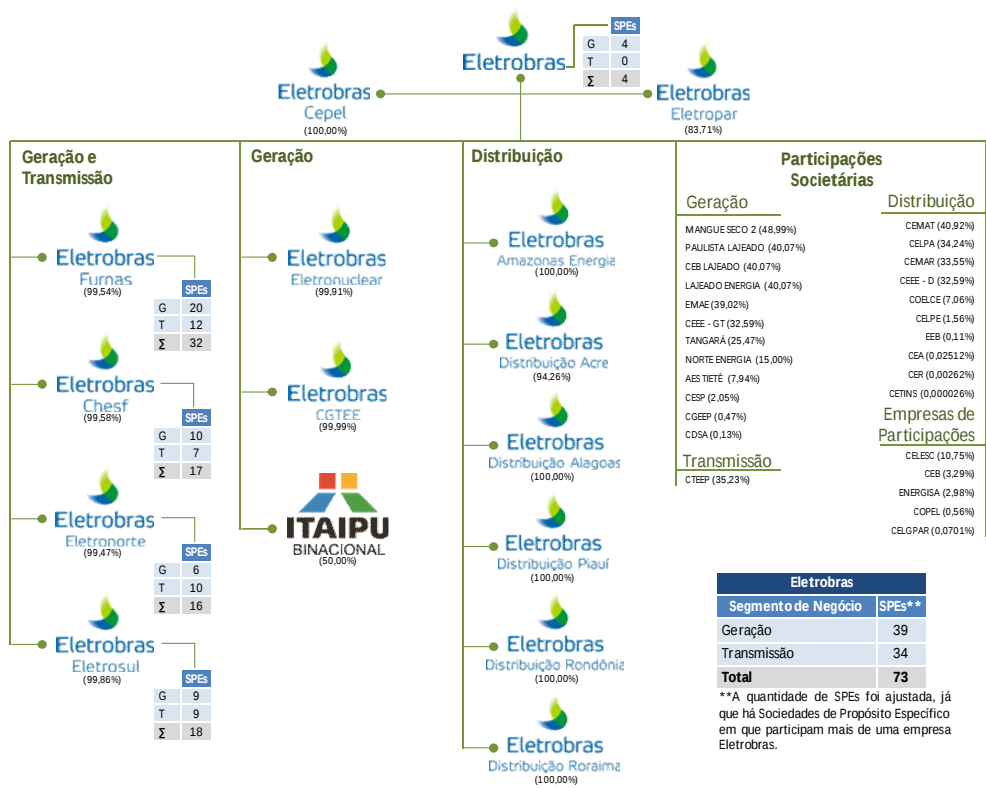
2. Perfil da Empresa

A Eletrobras é a maior empresa de energia elétrica da América Latina, com capacidade instalada total de geração de 42.333 MW (35,1% do total do país), dos quais 89,2% são de fontes com baixa emissão de gases de efeito estufa (84,3% de hidráulica, 0,2% de eólica/solar e 4,7% de nuclear). A companhia possui ainda uma malha de linhas de transmissão, única no mundo, de abrangência nacional com 55.118 km de linhas de transmissão (52% do total do país), em alta e extra-alta tensão, desde 230 kV até 750 kV. A Eletrobras possui uma área de distribuição que atende mais de 3,6 milhões de consumidores por meio de uma rede de distribuição de 199.935 km.

A Eletrobras tem desempenhado o papel de agente oficial para administração e aplicação de fundos governamentais setoriais como a RGR, CCC e a CDE. E administra programas de governo, como o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel), o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos) e o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

2.1. Estrutura Societária

A Eletrobras possui sete empresas de geração e transmissão, incluindo 50% de Itaipu Binacional, seis empresas de distribuição, um centro de pesquisas e uma empresa de participações. A companhia ainda possui 73 parcerias para desenvolvimento de novos empreendimentos por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs).



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Ao longo do ano de 2012 não houve significativas alterações na estrutura societária do Sistema Eletrobras. Os fatos mais marcantes foram as integralizações de capital ocorridas nas empresas controladas de geração, transmissão e distribuição. Nesse período a ELETROBRAS realizou Adiantamentos para Futuro Aumento de Capital em suas controladas, cujas empresas ELETRONORTE, ELETROSUL, CHESF e CGTEE integralizaram estes valores, aumentando ligeiramente a participação da ELETROBRAS, que já era próxima a 100%. Além disso, em outubro de 2012 a Boa Vista Energia passou do controle da ELETRONORTE para a ELETROBRAS, ficando assim todas as Distribuidoras do Sistema controladas diretamente pela Holding.

Nas Assembleias da Eletrobras holding, não houve nenhuma mudança significativa na estrutura do Capital Social. No dia 28/12/2012, por força da Medida Provisória Nº 600 houve a transferência de 39.000.000 de ações ordinárias do BNDESPAR para a União Federal, refletindo no percentual de participação societária do acionista majoritário (54,46%).

Acionistas	Ordinárias		Preferenciais Classe "A"		Pref. Classe "B"		Total	
	1.087.050.297	%	146.920	%	265.436.883	%	1.352.634.100	%
União Federal	591.968.382	54,46%			2.252	0,00%	591.970.634	43,76%
BNDESPAR	141.757.951	13,04%			18.691.102	7,04%	160.449.053	11,86%
BNDES	76.338.832	7,02%			18.262.671	6,88%	94.601.503	6,99%
FND	45.621.589	4,20%					45.621.589	3,37%
FGHAB	1.000.000	0,09%					1.000.000	0,08%
CEF	8.701.564	0,80%					8.701.564	0,64%
FGI					8.750.000	3,30%	8.750.000	0,65%
FGO					468.600	0,18%	468.600	0,04%
Outros	221.661.979	20,39%	146.920	100,00%	219.262.258	82,60%	441.071.157	32,61%
Cust.CBLC	221.423.953	20,37%	85.508	58,20%	197.295.081	74,33%	418.804.542	30,96%
Residente	62.118.451	5,71%	85.507	58,20%	75.671.141	28,51%	137.875.099	10,19%
Não Residente	91.394.577	8,41%	1	0,00%	95.637.799	36,03%	187.032.377	13,83%
Prog. Adr	67.910.925	6,25%			25.986.141	9,79%	93.897.066	6,94%
Demais	238.026	0,02%	61.412	41,80%	21.967.177	8,27%	22.266.615	1,65%
Residente	210.297	0,02%	61.385	41,78%	21.967.177	8,27%	22.266.615	1,65%

2.2. Geração

A Eletrobras, em 31/12/2012, atingiu a capacidade instalada de 42.333 MW em empreendimentos de geração, o que representa 35,1% dos 120.644 MW instalados no Brasil. Cerca de 78,5% desse total, são empreendimentos de propriedade integral das empresas Eletrobras. Os demais, totalizando 5%, são empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPEs) ou em propriedade compartilhada. Ainda está incluída, representando 19% do total, a metade da capacidade de Itaipu Binacional (7.000 MW), que representa 16,5% do total.

Do total da capacidade instalada da companhia, 84,5% é proveniente de fontes de energias limpas e renováveis de energia, como eólica, solar e hidráulica. Como decorrência, a Eletrobras é a maior responsável pelo Brasil possuir a segunda matriz elétrica mais limpa e renovável do mundo. Em 2012, do total instalado no país para esse tipo de fonte de energia, 43% pertence à Eletrobras, com destaque para a fonte de eólica+solar que passaram a representar 0,2%. Cabe destaque em 2012 a entrada em operação da UHE Passo São João, com 77 MW, integralmente pertencente à Eletrosul, da UHE Santo Antônio, de 3.150 MW, ainda em motorização, tendo entrado em operação 644 MW, dos quais 251 MW correspondem à participação de Furnas, e da UHE Mauá, de 363

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

MW, também em motorização, tendo entrado em operação 352 MW, dos quais 173 MW correspondentes à participação da Eletrosul.

Capacidade Instalada por Fonte - Situação em 31/12/2012 (MW)						
Eletrobras x Brasil	Hidráulica	Nuclear	Eólica + Solar	Total Limpa	Térmica	Total 2012
Eletrobras*	35.674	1.990	103	37.744	4.566	42.333
% por fonte na matriz Eletrobras	84,26%	4,70%	0,24%	89,20%	10,80%	100,0%
Brasil**	84.296	1.990	1.827	87.913	32.731	120.644
% por fonte na matriz Brasil	69,71%	1,65%	1,51%	72,87%	27,13%	100,0%
% Eletrobras x Brasil	42,42%	100,00%	5,64%	42,96%	13,97%	35,09%

* Os valores de SPEs foram incorporados na razão da participação das empresas Eletrobras nessas sociedades.

** O valor de capacidade instalada de fonte nuclear da Eletrobras (1.990 MW) é diferente do que consta no BIG da Aneel (2.007 MW). No entanto, como toda capacidade instalada nuclear pertence a Eletrobras, foi apresentado o percentual de 100% de participação.

Para disponibilizar toda essa energia, a Eletrobras, por meio de suas empresas geradoras presentes em todo o país, opera e mantém 39 usinas hidroelétricas, 120 usinas térmicas, 2 usinas nucleares e 5 usinas eólicas/solar. Desse total de 166 usinas, a empresa tem a propriedade integral de 151. O restante é de propriedade compartilhada ou em parceria por meio de SPEs.

No Brasil, a participação da energia elétrica de fonte nuclear em 2012 foi de aproximadamente 4,7% da geração total. A característica predominantemente hidroelétrica do parque gerador nacional assegura uma posição única para o Brasil, por apresentar uma matriz elétrica calcada em fonte renovável e com baixa emissão de gases geradores de efeito estufa. Contudo, dada a variabilidade característica dos regimes hidrológicos, há uma necessidade de complementação por meio de energia térmica de base, de forma a assegurar o suprimento de eletricidade em anos mais secos. De acordo com os dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS, a participação da geração elétrica por fonte térmica tem aumentado nos últimos anos. Nesse contexto, a geração termonuclear desempenha um papel fundamental, dada a sua característica de operar na base com reduzido custo de combustível.

▪ Capacidade e Usinas de Propriedade Integral, Propriedade Compartilhada e SPE:

Propriedade Integral (Situação em 31/12/2012)	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
CGTEE	-	-	840	4	-	-	-	-	840	4
Chesf	10.268	14	347	1	-	-	-	-	10.615	15
Eletronorte	8.860	4	480	6	-	-	-	-	9.340	10
Eletronuclear	-	-	-	-	1.990	2	-	-	1.990	2
Eletrosul	77	1	-	-	-	-	-	-	77	1
Furnas	7.175	8	962	2	-	-	-	-	8.137	10
Amazonas Energia	278	1	1.931	109	-	-	-	-	2.204	110
ED Rondônia	3	1	-	-	-	-	-	-	3	1
Subtotal	26.661	29	4.555	122	1.990	2	-	-	33.206	153

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Propriedade Compartilhada (Situação em 31/12/2012)	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Furnas	766	2	-	-	-	-	-	-	766	2
Eletrosul	178	1							178	1
Itaipu Binacional (50%)	7.000	1	-	-	-	-	-	-	7.000	1
Subtotal	7.944	4	-	-	-	-	-	-	7.944	4
Sociedade de Propósito Específico (SPE) (Situação em 31/12/2012)	Hidráulica		Térmica		Nuclear		Eólica		Total	
	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas	MW	Usinas
Empresas Eletrobras	1.069	7	11	1	-	-	103	4	1.183	13
Subtotal	1.069	7	11	1	-	-	103	4	1.183	13
Total Geral	35.495	40	4.571	122	1.990	2	103	4	42.333	168

No mapa a seguir, apresenta-se a distribuição geográfica dos empreendimentos, exceto às usinas dos sistemas isolados do interior do estado do Amazonas que totalizam cem usinas, assim como no quadro, a capacidade, a empresa e a fonte dos empreendimentos da Eletrobras.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

2.3. Transmissão

As Empresas Eletrobras são responsáveis por 55.118 quilômetros de LT, nas tensões 750, ±600, 500/525, 345 e 230 kV, o que representa cerca de 52% do total das linhas do Brasil. Desses, 52.516 km são de propriedade das empresas Eletrobras e 2.602 km foram conquistados em leilões através de “Sociedade de Propósito Específico – SPE”, em parceria com outras empresas.

Em 2012, a Eletrobras agregou ao Sistema Interligado Nacional – SIN, 698 km de linhas de transmissão através deste modelo de parceria, representando aproximadamente 77 % da expansão.

Empresas Eletrobras	Existente em 2012 (km)		
	Próprio	SPEs*	Total
Chesf	18.183	351	18.534
Eletronorte	8.821	1.209	10.030
Eletrosul	8.096	790	8.886
Furnas	17.051	252	17.303
Amazonas Energia	365	0	365
Total Eletrobras	52.116	2.602	55.118
Participação (%)	52		

Subestações de Transmissão		
Empresas Eletrobras	Quantidade (unidade)	Potência (MVA)
Chesf	83	30.489
Eletronorte	56	18.802
Eletrosul	41	23.087
Furnas	48	92.907
Total	228	165.285

* Os valores de SPEs foram incorporados na razão da participação das empresas Eletrobras nessas sociedades.

A distribuição geográfica e as linhas de transmissão das empresas Eletrobras estão no mapa a seguir.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

2.4. Distribuição

As empresas de distribuição de energia elétrica da Eletrobras atuam em dois estados da Região Nordeste e quatro estados da Região Norte, beneficiando cerca de 3,6 milhões de clientes – 5% do total brasileiro – por meio de redes de baixa, média tensão e alta tensão com 199.935 km de extensão e um total de 239 subestações. As concessões de distribuição atendem um total de 463 municípios.

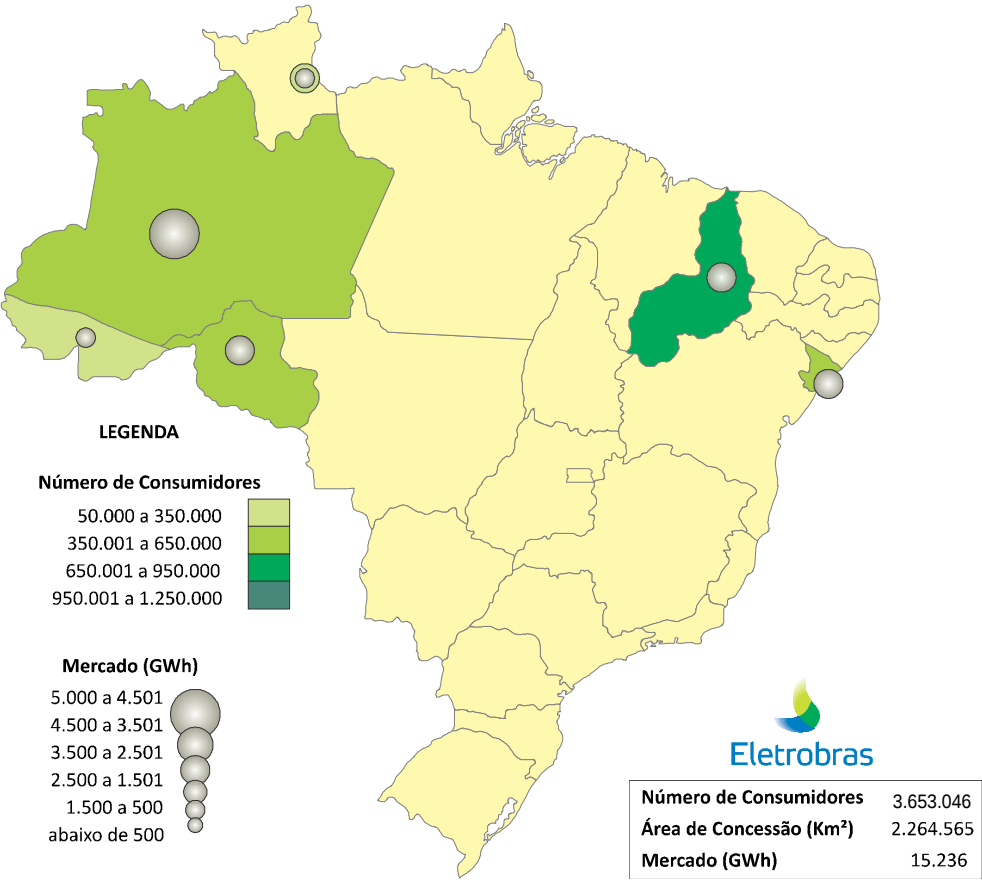
Extensão das Linhas/Redes de Distribuição (km)			
Empresas Eletrobras	2012	2011	Crescimento
ED Acre	16.591	16.382	210
ED Alagoas	39.816	35.815	4.001
Amazonas Energia	22.113	18.967	3.146
ED Piauí	66.142	64.220	1.922
ED Rondônia	52.130	50.302	1.828
ED Roraima	3.143	2.886	257
Total Eletrobras	199.935	188.572	11.363
Total Crescimento (%)			6

Número de Clientes na Distribuição (unidade)			
Empresas Eletrobras	2012	2011	Crescimento
ED Acre	222.570	213.094	9.476
ED Alagoas	949.669	914.843	34.826
ED Amazonas Energia	777.465	750.727	26.738
ED Piauí	1.062.094	1.010.066	52.028
ED Rondônia	548.553	512.949	35.604
ED Roraima	92.712	88.057	4.655
Total Eletrobras	3.653.063	3.489.736	163.327
Total Crescimento (%)			4,5
Total Brasil*	71.116.391	58.013.000	13.103.391
Participação no Brasil (%)	5	6	

*Fonte: Aneel

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

A distribuição geográfica, número de consumidores, a área de concessão e o mercado por empresa Eletrobras estão no mapa a seguir.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

3. Cenários Econômico e Setorial

3.1. Cenário Econômico

Ao longo de 2012, a debilidade da economia europeia continuou dificultando a recuperação da economia mundial, afetando também o comportamento da economia brasileira, especialmente nos segmentos mais diretamente relacionados à produção de commodities, como é o caso da indústria de metais básicos, cuja demanda e preços internacionais continuaram em queda. O reflexo disso no mercado industrial de energia elétrica foi praticamente a estabilidade do consumo dessa classe no ano de 2012 em relação ao ano anterior. Este resultado foi particularmente influenciado pelas sucessivas quedas do consumo industrial no período junho-outubro de 2012. Somente no mês de novembro é que o consumo industrial de energia elétrica voltou a aumentar 0,6% em relação ao mês anterior.

Segundo dados divulgados pelo IBGE, o ano de 2012 continuou apontando desaceleração da economia brasileira com o PIB crescendo 0,95%, em contraste com os 7,5% de 2010 e os 2,73% de 2011, embora a taxa de desemprego tenha atingido o menor valor desde 2002, 5,3%. Por sua vez, conforme divulgado no Boletim Focus do Banco Central, o dólar comercial americano encerrou o ano de 2012 cotado em R\$ 2,0435 contra R\$ 1,8758 no final de 2011, o que representou aumento de 10,22%. Essa desvalorização do Real impactou diretamente o resultado da Eletrobras em 2012, uma vez que parte de seus recebíveis no ano passado ainda estavam denominados nesta moeda estrangeira.

Em 2012, a inflação medida pelo IPCA atingiu 5,84%, ficando fora do centro da meta estabelecida pelo Governo (4,5%). Todos os contratos de geração e transmissão de energia são corrigidos pelo IPCA. O último Boletim Focus, de 01/02/2013, aponta previsão de crescimento do PIB de 3,1% para 2013 e projeção para a inflação medida pelo IPCA em torno de 5,68%. A projeção para a taxa de câmbio, por sua vez, está em R\$/US\$ 2,043 e a expectativa para a taxa Selic em 7,29%.

A fim de recuperar a atividade da economia, o governo vem adotando medidas de incentivos em diversos setores e sinalizando perspectivas de expansão superiores a 3% em 2013, e acima desse patamar nos anos seguintes.

Tabela de Indicadores Macroeconômicos (final de período)				
Boletim Focus BC	2011	2012	2013	2014
PIB cresc.(em %)	2,73	0,95	3,10	3,70
Tx.câmbio(R\$/US\$)	1,88	2,04	2,05	2,07
Tx. Selic (em %)	10,91	7,29	7,25	8,25
IPCA (em %)	6,50	5,84	5,68	5,50

Fonte: Banco Central do Brasil (www.bc.gov.br).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

3.2. Cenário Setorial

Conforme divulgado pela EPE, apesar de em 2012 o PIB brasileiro ter crescido 0,9%, o consumo de energia elétrica na rede durante o mesmo período (448.293 GWh), aumentou 3,5% em comparação com o ano de 2011. Esse descolamento PIB-energia é característico de fases em que a economia cresce menos, sendo atribuído a elementos inerciais existentes no comportamento do consumo.

O aumento do consumo de energia elétrica em 2012 foi liderado pelas classes de comércio e serviços (+7,9%) e residencial (+5,0%). O consumo de eletricidade pela indústria permaneceu inalterado em relação a 2011. Somente em novembro de 2012 é que apresentou, pela primeira vez, após cinco quedas consecutivas, crescimento positivo de 0,2% em relação a novembro de 2011. Mas já em dezembro o consumo industrial voltou a cair (3,2%) em comparação com o mesmo mês do ano anterior.

Na realidade, a recuperação da atividade industrial ainda não é generalizada. Há segmentos com boa atividade, como é o caso de móveis e eletrodomésticos, mas há também segmentos que ainda seguem em ritmo relativamente lento, como os setores de máquinas e equipamentos, químico e a cadeia minero-metalúrgica.

A ocorrência de um maior número de dias quentes influenciou significativamente a alta do consumo residencial nos meses finais de 2012, sobretudo no Sudeste e no Sul. O aumento da renda e a estabilidade no emprego também são fatores que explicam o aumento estrutural do consumo das famílias (cresceu o estoque de eletrodomésticos nas residências, especialmente condicionadores de ar).

No caso do segmento de comércio e serviços, por exemplo, a elevada temperatura de final de ano também foi responsável pelo crescimento do consumo (13,7%) em novembro de 2012 frente ao mesmo mês do ano anterior, sendo a melhor taxa observada para esse mês desde 2005. A taxa acumulada em 2012 (7,9%) reflete não somente o destaque que essa classe de consumo tem apresentado no ambiente econômico, mas também o fato de que o setor comercial tem investido cada vez mais em climatização ambiental.

Os números divulgados pelo ONS, sobre a evolução do requisito total de energia elétrica ao parque gerador (carga) em 2012, dão conta de um crescimento de 4,2% em relação à carga de 2011. A diferença de 0,7 pontos percentuais do crescimento da carga acima do aumento do consumo (3,5%) é um aferidor da elevação do nível de perdas técnicas e comerciais do período analisado, além de refletir períodos diferentes de medição de energia.

Tabela de Consumo de Energia Elétrica na Rede (GWh)			
Consumo Total/Classe	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Brasil	448.293	433.034	3,5
Residencial	117.567	111.971	5,0
Industrial	183.488	183.576	0,0
Comercial	79.286	73.482	7,9
Outros	67.952	67.952	6,2

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (www.epe.gov.br).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

3.3. Ambiente Institucional e Regulatório

Em 2012 a legislação do Setor Elétrico Brasileiro foi bastante alterada, por meio de duas Medidas Provisórias: MP 577/2012 e MP 579/2012, que foram convertidas nas Leis 12.767/12 e 12.783/13, respectivamente. A primeira dispõe sobre a extinção das concessões do serviço público de energia elétrica, com fundamento nos casos de caducidade, falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual. A segunda Lei, com o objetivo de atingir a modicidade tarifária, disciplina as prorrogações das concessões de geração, transmissão e distribuição a partir de fevereiro de 2013.

Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, de 14 de janeiro de 2013, autorizando a prorrogação de contratos referentes a concessões vigentes nas áreas de negócio de geração, transmissão e distribuição.

Visando à Modicidade Tarifária, o novo marco legal estabelecido definiu a redução na conta do consumidor final, relativa às amortizações e depreciações dos investimentos realizados nos empreendimentos de geração e transmissão de energia elétrica com concessões vicendas de 2013 até 2017.

A prorrogação desses contratos era uma opção das concessionárias e, nesse contexto, a Eletrobras e suas empresas controladas realizaram análises jurídicas, econômico-financeiras e estratégicas, que concluíram pela opção da renovação, posteriormente aprovada nas instâncias competentes da sua alta administração.

Se a Eletrobras não pudesse renovar nenhuma dessas concessões e não conseguisse mantê-las através de disputa em leilão, os negócios decorrentes da exploração desses ativos seriam encerrados ao término do prazo contratual. Assim, ao optar pela renovação antecipada dessas concessões, a Eletrobras, através de suas empresas controladas, assegurou, a partir da assinatura dos novos contratos de concessão, mais 30 anos de relevante participação no mercado nacional de geração, transmissão e distribuição.

Esta Lei impõe efeitos econômico-financeiros às empresas que detêm concessões nestas áreas de negócio com vencimento das mesmas até 2017. Cumpre destacar, que outros efeitos de caráter operacional e de gestão, *lato sensu*, também estarão vigorando a partir da data supramencionada (fevereiro de 2013), com importantes reflexos no equilíbrio entre receitas e despesas para as empresas concessionárias que aceitarem a prorrogação das concessões vincendas, com antecipação de seus efeitos a partir de fevereiro de 2013. A seguir os principais aspectos do novo marco legal/regulatório definido por esta Lei:

- Indenização de ativos ainda não totalmente amortizados, e reconhecidos pelo órgão regulador, na forma da Lei, para as instalações de Geração, Transmissão e Distribuição;
- Cobertura de custos de operação/manutenção, encargos/tributos (dos ativos alcançados pela Lei 12.783/2013) e remuneração de ativos/investimentos não amortizados/depreciados e reconhecidos pelo órgão regulador na forma da Lei, sendo considerados pelo órgão regulador os 'investimentos prudentes' necessários à operação confiável e segura dos ativos;
- Alocação da produção das usinas com concessão prorrogada (garantia física de energia e de potência) em cotas-parte para o pool das distribuidoras no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de forma análoga ao procedimento regulatório adotado para a energia-firme produzida por Itaipu;
- Valor da garantia física de energia e de potência e respectiva tarifa, para as usinas com concessão prorrogada, definido pelo órgão regulador (Aneel), para o novo prazo de concessão, de 30 anos para hidrelétricas e 20 anos para termelétricas;

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- A eventual produção decorrente de 'ampliação' das usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei, observado o princípio da modicidade tarifária, será também integralmente distribuída em cotas-parte no ACR conforme descrito anteriormente;
- Alteração dos encargos RGR, CDE, CCC e CFURH para as instalações/ativos que tenham sido prorrogados ou afetados por esta Lei. Da mesma forma, os encargos de Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), quando couber, também serão recalculados pelo órgão regulador;
- Isenção do risco hidrológico (considerado inclusive o Mecanismo de Realocação de Energia - MRE) para as hidrelétricas que tiveram seus contratos de concessão prorrogados.

A aplicação desta Lei trará importante redução de receitas e fluxo de caixa das concessionárias de Geração e Transmissão da Eletrobras, e, em decorrência, o planejamento econômico-financeiro de investimentos em expansão nestas áreas de negócios, existentes e futuros, poderá sofrer alterações significativas no que concerne ao mix 'capital próprio e de terceiros'.

Ainda, a partir de janeiro de 2013, pela Lei 12.111/2009, a energia de Angra 1 e 2 será vendida ao pool de distribuidoras do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) também em cotas-parte, tal como a energia da Usina Hidrelétrica de Itaipu, eliminando o desequilíbrio financeiro que havia entre o preço de compra da energia pela Eletrobras FURNAS e o preço médio de venda nos contratos da chamada energia 'velha'. Ainda pelo marco legal estabelecido na Lei 12.111/09, no período de 2013 a 2015, a Eletrobras Furnas terá adicionalmente a cobertura dos déficits financeiros decorrentes dos contratos de compra e comercialização da energia da Eletronuclear (Angra 1 e 2) no mix dos contratos de energia velha, desta forma, recuperando os desequilíbrios financeiros ocorridos nos anos de 2010 a 2012.

▪ Geração

A Eletrobras, por meio de suas Empresas Controladas, tinha um grande volume de contratos de concessão de geração com previsão de expirar em 2015 e, até 10 setembro de 2012, a legislação brasileira não permitia a renovação de tais concessões. Se a legislação anterior não sofresse alteração, conforme estabelecido na MP 579/2012, a Eletrobras não poderia renovar tais concessões a partir de 2015 e, para mantê-las, seria obrigada a disputá-las através futuros de leilões determinados pelo Poder Concedente, ofertando estas concessões ao mercado.

Dos ativos de geração nacionais, que tiveram seus respectivos contratos afetados pelos dispositivos da MP 579/12, cerca de 55% são de Empresas Controladas da Eletrobras, que totalizam, aproximadamente, 14 GW.

A partir de 01/01/13, em função do marco legal estabelecido pela Lei 12.111/2009, a Eletrobras Eletronuclear passa a comercializar a energia de Angra 1 e Angra 2 diretamente com as Distribuidoras do SIN, conforme cotas-parte definidas pelo órgão regulador do setor (Aneel), antecipando assim o término do contrato de venda de energia para a Eletrobras Furnas, previsto para 31/12/2014. A Eletrobras Eletronuclear receberá, em cada ano, uma Receita Fixa definida pela ANEEL, faturada mensalmente em duodécimos. O faturamento do ano seguinte será acrescido ou deduzido, em duodécimos, de uma Parcela Variável (PV) ou de um Ressarcimento (RSS), respectivamente. A PV corresponde à 50% da diferença anual positiva entre a garantida física de Angra 1 e Angra 2 e a energia entregue no centro de gravidade, descontados os respectivos consumos internos e as perdas para referi-la ao Centro de Gravidade, valorada pelo PLD (Preço de Liquidação

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

de Diferenças) médio anual (calculado pela CCEE) e, o RSS, à diferença anual negativa valorada pelo maior valor entre a Receita Fixa (em R\$/MWh) e o PLD médio anual.

A tarifa da geração produzida pelas usinas Angra 1 e 2 é definida anualmente pela Aneel. No faturamento da Eletrobras Eletronuclear à Eletrobras Furnas em 2012 foram usadas as seguintes tarifas: para os meses de janeiro a novembro, a tarifa provisória de R\$148,79/MWh, conforme RH. Aneel Nº 1.235/2011; e, para o mês de dezembro, a tarifa definitiva de R\$144,57/MWh, conforme a RH. Aneel Nº 1.406/2012 (Resolução Homologatória). Salientamos que o faturamento final de 2012 deverá ser recalculado em decorrência de processo ainda em curso na ANEEL.

▪ Transmissão

A MP 579/2012 também prorrogou as concessões de transmissão de energia elétrica vicendas até 2017 pelo prazo de até trinta anos, a contar da data de assinatura dos novos contratos de concessão, tendo como base novas receitas anuais de transmissão – RAP e a indenização dos ativos atingidos pela mesma, conforme critérios estabelecidos pelo novo marco legal e regulatório da Aneel.

Assim sendo foram estabelecidos termos aditivos aos contratos de concessão Nº 057/2001 da Eletrobras Eletrosul, Nº 058/2001 da Eletrobras Eletronorte, Nº 061/2001 da Eletrobras Chesf e Nº 062/2001 de Eletrobras Furnas.

▪ Distribuição

Para a área de negócios de Distribuição, os reflexos destas regras, por enquanto envolvendo a geração e a transmissão, serão sentidos pelas distribuidoras, quando da Revisão Tarifária Extraordinária ocorrida em 2013,.

No decorrer do exercício antes das datas base dos reajustes tarifários das empresas de distribuição da Eletrobras, foram procedidos os levantamentos dos dados a serem enviados à Aneel, formalizados os pleitos, efetuadas reuniões com aquele órgão, sendo que os resultados homologados são os apresentados no quadro a seguir.

A partir do início de 2013 as distribuidoras sofrerão impacto econômico-financeiro decorrente da prorrogação das concessões de distribuição não tão relevante como nas áreas de Geração e Transmissão, uma vez que as distribuidoras estão sujeitas permanentemente ao cotejo da tarifa cobrada vis-à-vis a remuneração dos seus ativos, já consideradas as devidas amortizações de investimento e depreciações. A revisão tarifária extraordinária decorrente da aplicação da Lei 12.783/13, recairá tão somente nas reduções dos custos de compra da energia de suprimento, bem como reduções da prestação dos serviços de distribuição, sendo assim compatibilizados com a tarifa cobrada aos consumidores finais. O objetivo da revisão tarifária periódica sempre tem sido permitir a discussão das condições de atendimento e cumprimento do contrato de concessão e obter junto ao regulador (Aneel) um novo equilíbrio econômico-financeiro do contrato, conforme metodologia vigente.

As concessões de distribuição da Eletrobras já passaram por duas revisões tarifárias, 1º Ciclo e 2º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica e, em 2013, passarão pelo 3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica – 3CRTP das Distribuidoras da Eletrobras – EDEs, cujas datas base são: para Alagoas e Piauí, agosto/2013 e Amazonas, Boa Vista, Acre e Rondônia no início e fim de novembro/2013. Por outro lado há também o Reajuste Tarifário Anual que tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária, conforme destacado a seguir.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Reajuste Anual da Tarifa em 2012

A concessão de distribuição tem suas tarifas reguladas e anualmente homologadas pela Aneel. Os Índices de Reajuste Tarifário anual (IRT) das empresas distribuidoras da Eletrobras estabelecidos pela Aneel em 2012 estão relacionados na tabela abaixo.

Índice de Reajuste Tarifário – IRT 2012	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima
IRT Econômico	5,05%	7,83%	2,36%	8,80%	20,48%	1,73%
Componentes Financeiros	0,41%	1,37%	-1,42%	0,19%	-7,26%	0,78%
IRT Total	5,46%	9,20%	0,94%	9,00%	13,22%	2,51%
Efeito Médio Consumidor Cativo (preliminar)	8,80%	10,24%	-2,09%	6,07%	7,24%	4,54%
Diferimento*	R\$ 50 mi	-	-	-	-	-
Efeito Médio Consumidor Cativo (final)	8,80%	10,24%	-2,09%	6,07%	7,24%	4,54%

*A ser considerado como componente financeiro no cálculo do próximo reajuste tarifário da ED Acre, em 2012, atualizado pela variação do IGP-M.

Entretanto, deve-se destacar que as distribuidoras da Eletrobras, principalmente aquelas no Sistema Isolado, vêm sendo impactadas nos seus balanços patrimoniais em função do vencimento das concessões. Refere-se à aplicação do Pronunciamento Contábil CPC01 – Redução ao Valor Recuperável de Ativos. Exigem-se provisões de perdas financeiras nos balanços patrimoniais, caso os valores de créditos tributários e outros ativos existentes não puderem ser compensados ou resgatados até o fim da concessão (ativos intangíveis). A verificação é feita no fluxo de caixa de cada empresa, observando as projeções até a data de vencimento da concessão – junho de 2015.

Regulação Técnica e Comercial na Distribuição

A Aneel vem continuamente estabelecendo normas, regras e procedimentos para o fornecimento adequado aos consumidores finais pelas distribuidoras. A caracterização dos termos e condições das Audiências Públicas, Resoluções Normativas e Despachos referentes a este regramento estão detalhados no site da Aneel, cabendo às distribuidoras o cumprimento das mesmas nos prazos estabelecidos para tal.

O combate às Perdas de Energia é outro aspecto importante destacado pela Aneel, notadamente quanto à definição da velocidade de redução das perdas, principalmente as Perdas Não Técnicas.

Destaca-se ainda a importância que deve ser dada à imobilização dos ativos e conformação da Base de Remuneração com vistas à entrega para a Aneel do Laudo de Ativos das concessionárias, pois a Base de Remuneração tem influência direta na composição final do montante da Parcela B no processo de Revisão Tarifária Periódica com a definição dos valores da remuneração e depreciação dos Ativos.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

4. Governança Corporativa

A gestão da Eletrobras segue as melhores práticas de governança e sustentabilidade empresarial com transparência e compromisso permanente com seus stakeholders. A estrutura de governança corporativa é exercida por diversos órgãos com responsabilidades compartilhadas definidos no Estatuto Social da companhia.



Ligados ao Conselho de Administração estão a Auditoria Interna e os Comitês de apoio, com funções específicas definidas nos respectivos regimentos internos. A Diretoria Executiva também possui comitês não estatutários relacionados a áreas específicas do negócio, com destaque para: Integração Corporativa de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico; Investimentos; Tecnologia da Informação, Telecomunicação e Automação; Estratégico de Logística de Suprimento; e de Riscos.

A companhia possui implantado desde 2009 um sistema de Controles Internos monitorado periodicamente pelo Conselho Fiscal (que exerce as funções de Comitê de Auditoria), conforme exigido pela Lei Sarbanes-Oxley (SOX) o qual é divulgado anualmente por meio do Formulário 20-F encaminhado à SEC. Visando assegurar o compromisso com as melhores práticas internacionais de transparência e governança corporativa, a Eletrobras divulga as informações mais relevantes da gestão dos negócios e dos resultados das operações e da situação financeira, na seção "Fatores de Riscos" e "Políticas Contábeis Críticas". Esse conteúdo pode ser visualizado no site www.eletrobras.com no tópico de "Demonstrações Financeiras" da página de "Relações com Investidores".

Em 2012, foram realizadas duas Assembleias Gerais, uma Ordinária que aprovou as demonstrações financeiras referentes ao exercício de 2011; a destinação do lucro líquido do exercício; a eleição dos membros do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e respectivos suplentes, cujos mandatos encerrar-se-ão na primeira Assembleia Geral Ordinária de 2013; e, os honorários mensais dos administradores e titulares do Conselho Fiscal; e, outra Extraordinária, que deliberou sobre a eleição de membro do Conselho de Administração para ocupar a vaga do representante dos acionistas minoritários; e, a prorrogação dos contratos de concessão da Eletrobras Furnas, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Chesf e Eletrobras Eletrosul, nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, do Decreto nº 7.805, de 14.09.2012, das Portarias nº 578/MME, de 31.10.2012, Portaria MME nº 579, de 31.10.2012 e Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 01.11.2012.

Desde 2010 as empresas Eletrobras possuem um Código de Ética único que retrata os princípios que norteiam as ações e os compromissos de conduta institucionais presentes nas interações das empresas com seus empregados, colaboradores, fornecedores e demais públicos de relacionamento.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

A Eletrobras implantou em 2012 o processo de avaliação de desempenho do Conselho de Administração e da Diretoria Executiva, conforme metodologia aprovada pelo Conselho de Administração. O Estatuto Social foi alterado e passou a incluir a avaliação como atribuição do Conselho. O cronograma do primeiro ciclo de avaliação em todas as empresas Eletrobras teve início em 2012 e será finalizado antes da primeira Assembleia Geral Ordinária de 2013.

Esta ação faz parte da nova atribuição do Conselho de Administração incluída em seu estatuto social em 2011, corroborando com as diretrizes da Resolução nº 3 da Comissão Interministerial de Governança Corporativa e de Administração de Participações Societárias da União (CGPAR). Essa metodologia está sendo replicada para todas as empresas Eletrobras.

Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Diretoria Executiva
10 vagas, estando 9 preenchidas, das quais 1 independente, 1 executivo e 1 representante dos empregados - Mandato de 1 ano, permitida a reeleição - Reunião ordinária mensal e extraordinária sempre que necessário - O Presidente do Conselho não poderá acumular a Presidência da companhia	5 membros e respectivos suplentes, cabendo aos acionistas minoritários ordinários e preferenciais o direito a indicar 1 representante cada, todos eleitos pela Assembleia Geral - Mandato de 1 ano, permitida a reeleição - Reunião ordinária mensal e extraordinária sempre que necessário	6 membros, incluindo o Presidente, eleitos pelo Conselho de Administração - Mandato de 3 anos, permitida a reeleição - Reunião semanal

Conselho de Administração (Valores em R\$)	2012	2011	2010
Número de Membros	9	8	8
Remuneração Fixa	424.322,08	350.198,74	322.297,50
Remuneração Variável	11.513,52	-	-
Total	435.835,60	350.198,74	322.297,50
Conselho Fiscal (Valores em R\$)	2012	2011	2010
Número de Membros	5	4	4
Remuneração Fixa	245.378,12	196.316,77	187.500,00
Remuneração Variável	6.080,65	-	-
Total	251.458,77	196.316,77	187.500,00
Diretoria Executiva (Valores em R\$)	2012	2011	2010
Número de Membros	6	6	6
Remuneração Fixa	4.242.974,50	4.120.256,21	3.802.024,89
Remuneração Variável	435.476,69	376.899,75	444.800,44
Total	4.678.451,19	4.497.155,96	4.246.825,33
Remuneração dos Órgãos Societários	5.365.745,56	5.043.671,47	4.756.622,83

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

▪ Conselho de Administração

O Conselho de Administração da Eletrobras é um órgão de deliberação colegiado encarregado do processo de decisão dos negócios da empresa em relação ao seu direcionamento estratégico, eleito pela Assembleia Geral dos Acionistas. Em 2012, o Conselho de Administração contou com 9 membros efetivos, a vaga pertencente ao acionista minoritário preferencialista não foi preenchida, devido ao não atendimento aos requisitos estabelecidos no Estatuto Social. Neste período, o Conselho realizou 15 reuniões, dentre as quais 3 extraordinárias.

Membros do Conselho de Administração (Em 31/12/2012)	Indicação	Quantidade de Ações Detidas
		2012 (unid.)
Márcio Pereira Zimmermann (Presidente)	Acionista Controlador (União / MME)	10 (ON)
Beto Ferreira Martins Vasconcelos	Acionista Controlador (União / MME)	0
José Antônio Corrêa Coimbra	Acionista Controlador (União / MME)	1 (ON)
José da Costa Carvalho Neto	Acionista Controlador (União / MME)	100 (ON)
Lindemberg de Lima Bezerra	Acionista Controlador (União / MME)	1 (ON)
Marcelo Gasparino da Silva	Acionistas Minoritários	2 (ON e PN)
Maurício Muniz Barretto de Carvalho	Ministério do Planejamento	10 (ON)
Thadeu Figueiredo Rocha	Representante dos Empregados	0
Wagner Bittencourt de Oliveira	Acionista Controlador (União / MME)	2 (ON)

▪ Conselho Fiscal

Possui caráter permanente e está devidamente adequado às exigências da Securities and Exchange Commission (SEC) para atuar como Comitê de Auditoria. Compõe-se por até 5 membros e respectivos suplentes, cabendo aos acionistas minoritários ordinários e preferenciais o direito a indicar 1 representante cada. Em 2012, ocorreram 13 reuniões do Conselho Fiscal, sendo 12 ordinárias e 1 extraordinária.

Membros do Conselho Fiscal (Em 31/12/2012)	Indicação	Quantidade de Ações Detidas
		2012 (unid.)
Danilo de Jesus Vieira Furtado (Presidente)	Acionista Controlador (União / MME)	0
Charles Carvalho Guedes (Especialista Financeiro)	União / Tesouro Nacional	0
Fernando Pessoa Lopes (Conselheiro Titular)	Detentores Minoritários de Ações Preferenciais	2.200 (PNB)
Jarbas Raimundo de Aldano Matos (Conselheiro Titular)	Acionista Controlador (União / MME)	0
Manuel Jeremias Leite Caldas (Conselheiro Titular)	Detentores Minoritários de Ações Ordinárias	7.000 (PNB)
Fernando César Maia (Conselheiro Suplente)	Detentores Minoritários de Ações Ordinárias	0
Hailton Madureira de Almeida (Conselheiro Suplente)	União / Tesouro Nacional	0
Jairez Eloi de Souza (Conselheiro Suplente)	Acionista Controlador (União / MME)	0
Ricardo de Paula Monteiro (Conselheiro Suplente)	Acionista Controlador (União / MME)	0

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

▪ Diretoria Executiva

À Diretoria Executiva compete a gestão dos negócios da Eletrobras, seguindo as diretrizes estratégicas estabelecidas pelo Conselho de Administração. Composta por 6 membros, incluindo o Presidente, possui suas funções estabelecidas no Estatuto Social da companhia.

Membros da Diretoria Executiva (Em 31/12/2012)	Diretoria	Quantidade de Ações Detidas
		2012 (unid.)
José da Costa Carvalho Neto	Presidência	100 (ON)
Armando Casado de Araújo	Financeira e de Relações com Investidores	0
José Antônio Muniz Lopes	Transmissão	1 (ON)
Marcos Aurélio Madureira da Silva	Distribuição	0
Miguel Colassuono	Administração	0
Valter Luiz Cardeal de Souza	Geração	0

▪ Riscos relacionados à Companhia

O processo de gestão de riscos corporativos na Eletrobras é coordenado pela *holding*, de forma a garantir a visão sistêmica dos resultados e sua padronização em todas as subsidiárias do grupo. As atividades nas empresas são regidas por uma Política de Gestão de Riscos única, aprovada por seu Conselho de Administração, e conduzidas pelas gerências de riscos e controles internos e pelos comitês de riscos presentes em cada uma. A orientação geral é dada pelo Comitê de Riscos da Eletrobras holding, cujas principais atribuições são:

1. Acompanhar e validar os resultados das análises de riscos;
2. Priorizar os riscos de maior impacto e vulnerabilidade em âmbito de grupo, segundo critérios financeiros, operacionais e de imagem;
3. Orientar e integrar a atuação das demais empresas Eletrobras.

A Eletrobras possui a matriz de riscos corporativos, consolidando as possíveis ameaças ao alcance de seus objetivos estratégicos, que pode ser observada no painel ao lado.

ESTRATÉGICO			FINANCEIRO		
Governança Corporativa	Modelo de Negócio	Imagem	Investimentos	Mercado	Administração de Fundos
Estratégia de Mercado	Fatores Externos		Liquidez	Tributos	Orçamento
			Crédito		
OPERACIONAL				CONFORMIDADE	
Geração	Jurídico	Engenharia e Construção	Pessoal	Legislação e Regulamentação	
Transmissão	Socioambiental	Suprimentos	Tecnologia da Informação	Reporte	
Comercialização	P&D+I	Prestação de Serviços Terceirizados	Ativos		
	Distribuição				

Os riscos priorizados pelo Comitê são relatados em detalhes no Formulário 20-F (SEC) e no Formulário de Referência (CVM). A partir de 2012, os riscos priorizados passaram também a ser analisados via modelagem quantitativa, como forma de avaliar seus impactos nos demonstrativos financeiros da empresa. Também tiveram continuidade as ações de aculturação e capacitação dos envolvidos com o tema, a fim de promover a cultura de riscos em toda o grupo.

Ainda nesse ano, o processo de gestão de riscos nas empresas Eletrobras teve ampliada a sua abrangência, com a inclusão na matriz dos riscos associados à atividade de distribuição. Também tiveram continuidade as ações de aculturação e capacitação dos envolvidos com o tema, a fim de promover a cultura de riscos em toda o grupo.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

▪ Política de Dividendos

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

▪ Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) nº 358

Atendendo a Instrução da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) nº. 358, de 3/1/2002, a Companhia divulga em seu website o Manual de Divulgação e Uso de Informações Relevantes e a Política de Negociação de Valores Mobiliários de Emissão da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras.

▪ Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa

A Eletrobras promove a gestão do seu ambiente de controles internos, no contexto do processo de gestão de riscos e da adequação às exigências da Lei Sarbanes-Oxley. Como consequência, desde a listagem da empresa na Bolsa de Nova York, em 2008, a Administração relata no Formulário 20-F suas impressões sobre o ambiente de controles internos do conjunto de empresas Eletrobras.

Em 2012, foi constituído o Programa Permanente de Remediação das Deficiências nos Controles Internos para coordenar e monitorar todas as atividades críticas para a Certificação 2012. Com este programa, a empresa espera melhorar a situação de seus principais controles internos, pela redução das fraquezas materiais existentes, bem como demonstrar o engajamento de sua direção com as melhores práticas de gestão.

5. Planejamento e Gestão Empresarial

5.1. Planejamento Estratégico

Em 2012, deu-se continuidade à elaboração de Planos de Negócios 2012-2016 para cada uma das empresas Eletrobras, envolvendo um amplo processo de negociação com a holding. O trabalho foi realizado tendo como base o Plano Estratégico do Sistema Eletrobras 2010-2020, os Planos Diretores de Negócios do Sistema Eletrobras para o período 2011-2015 – com suas análises, diagnósticos, premissas e carteira de projetos e de ações – e também o Plano Diretor de Gestão do Sistema Eletrobras, com a sua respectiva carteira de projetos

Com o advento da Medida Provisória 579 de 11/09/2012 – convertida na Lei nº 12.783 de 11/01/2013 – que impactou profundamente a estratégia de atuação da Eletrobras em função dos ajustes praticados pelo Governo Federal sobre a dinâmica de operação, manutenção e expansão do Setor Elétrico Brasileiro, o processo de planejamento e gestão, que estava em curso, foi reprogramado, de modo a contemplar as novas condições em que as concessões vincendas foram prorrogadas.

5.2. Desempenho Empresarial

A Eletrobras vem atuando para melhorar os seus mecanismos de gestão e alcançar maiores níveis de desempenho. O Contrato de Metas de Desempenho Empresarial - CMDE é um dos pilares desse processo, pois induz à gestão da performance dos processos em diferentes níveis das empresas Eletrobras e da Holding.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Desde 2010, são firmados contratos de metas de desempenho empresarial entre a Holding e suas empresas para as dimensões econômico-financeira, operacional e socioambiental por meio de indicadores específicos.

As metas e indicadores estabelecidos para o alcance dos objetivos empresariais resultam em um portfólio de ações que são geridas em cada subsidiária. No ano de 2012 o processo obteve alguns avanços:

- O estabelecimento das metas associadas ao painel de indicadores da Eletrobras Holding para o ano de 2012;
- Assinaturas dos Aditivos aos Contratos de Metas de Desempenho Empresarial – CMDE das Controladas, com as devidas readequações para o exercício de 2012, em função de novos critérios na apuração de indicadores, motivados pela adoção do modelo contábil IFRS e por mudanças nos cenários de negócio de boa parte das empresas Eletrobras;
- No final de 2012 foram iniciados os estudos com o objetivo de estabelecer as novas metas para o ciclo 2013-2017, em atenção às novas regras estabelecidas pela lei 12.783 (relativa à MP-579), que renovou concessões do setor elétrico e reduziu tarifas de energia elétrica; e
- Fortalecimento, na *holding*, da estrutura organizacional de apoio ao processo de desempenho empresarial.

5.3. Gestão de Marca, Reputação e Imagem

Em 2012, finalizou-se o estudo sobre a reputação e a imagem corporativa, com o objetivo de manter uma abordagem cada vez mais diferenciada junto aos públicos de interesse da Eletrobras, no Brasil e no exterior. O estudo investigou a percepção de marca, avaliando em que medida esses públicos estão familiarizados com a Eletrobras e também comparativamente a outras empresas do setor.

A avaliação de familiaridade refletiu tanto a quantidade de pessoas que conhecem a empresa quanto à qualidade de seu nível de conhecimento. Para avaliar o primeiro ponto, utilizamos uma avaliação de recordação espontânea, ao estilo top-of-mind. Para avaliar em que medida as pessoas conhecem a Eletrobras, utilizamos uma análise fechada sobre o grau de conhecimento a respeito da empresa. A avaliação da marca foi realizada com base em três principais vertentes: força da marca, coerência percebida e identificação. Ainda em 2012, pelo quarto ano consecutivo, a Eletrobras foi considerada a companhia do setor de energia de maior prestígio no Brasil, pelo anuário “Época Negócios 100”.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6. Desempenho Operacional e Comercial

As empresas Eletrobras na redução dos custos operacionais nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e consumo próprio e na geração de receitas, o Comitê integrado de Eficiência Energética do Sistema Eletrobras – CIEESE foi reativado em setembro de 2012 e neste ano obteve os seguintes resultados:

- Revisão e aprovação Nova Política de Eficiência Energética do Sistema Eletrobras;
- Inclusão nos processos de compra das distribuidoras, garantindo menores custos totais;
- Inclusão de critério de menor custo total, preço mais capitalização das perdas, nas compras de transformadores nas distribuidoras garantindo o maior custo benefício para as empresas;
- Prospecção de instalações para implementação da ISO 50.001 – Sistema de Gestão Energia; e
- Elaboração de um portfólio de projetos de eficiência energética que tenham taxa interna de retorno adequada para cada empresa do Sistema Eletrobras dentro da ótica do novo marco regulatório.

6.1. Geração

Foram gerados em 2012 o total de 207.451 GWh pelas usinas da Eletrobras que representaram um acréscimo de 4,8% com relação a 2011. O baixo índice pluviométrico ocorrido no final de 2012 e início de 2013 acarretou a diminuição da geração hídrica e, consequentemente, um aumento significativo da geração de fontes de energia primária térmica (Óleo, Gás e Carvão) necessária para manutenção dos níveis de segurança energéticos.

Energia Gerada (GWh)*			
Empresas Eletrobras*	2012	2011	Crescimento
Holding	46	0**	46
Chesf	50.003	48.663	1.340
CGTEE	2.677	1.900	777
Eletronorte	42.313	43.243	-930
Eletronuclear	16.007	15.644	363
Eletrosul	524	83	441
Furnas	39.786	37.268	2.518
Itaipu Binacional	49.144	46.123	3.021
Amazonas Energia	6.936	5.002	1.934
ED Rondônia**	15	17	-2
Total Eletrobras	207.451	197.943	9.463

Energia Gerada (GWh)			
Eletrobras Eletronuclear	2012	2011	Crescimento
Angra 1	5.361	4.654	707
Angra 2	10.645	10.990	-345
Total	16.006	15.644	362
Variação 2012x2011			2,3%
Total Crescimento			4,8%

* A energia gerada de cada empresa representa a geração por ativos próprios e a geração proporcional à participação das empresas Eletrobras em ativos que não são propriedade integral sua, incluindo as SPEs.

** Mangue Seco 2, SPE da Eletrobras Holding, gerou energia em 2012, não havendo registro de geração significativa em 2011.

*** A geração da ED Rondônia é referente à PCH rio Vermelho, que teve seu fim de operação em outubro/2012.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

O quadro a seguir mostra a evolução da disponibilidade operacional das usinas por empresa Eletrobras.

Disponibilidade Operacional na Geração (%)		
Empresas Eletrobras*	2012	2011
Chesf	88,11	92,45
CGTEE	43,68	38,81
Eletronorte	97,01	95,03
Eletronuclear	94,38	96,25
Eletrosul	94,49	96,13
Furnas	90,22	90,77
Itaipu Binacional	93,85	90,81

6.2. Transmissão

As perdas na transmissão de uma empresa de energia elétrica são calculadas pela diferença entre a soma de geração e de importação, e soma de vendas e de exportação.

De acordo com o modelo regulatório brasileiro, as características de projeto de um sistema de transmissão são definidas na fase de planejamento da expansão, quando, por meio de estudos de viabilidade técnica-econômica, é selecionada a melhor alternativa técnica e de menor custo global (custos de investimentos e perdas) para o sistema elétrico.

Desde 2010, sob coordenação da Eletrobras, foi estabelecida e vem sendo utilizada, uma metodologia unificada para estimativa das perdas elétricas na transmissão do Sistema Eletrobras, baseada em cálculos elétricos utilizando-se casos de fluxo de potência.

Perdas Técnicas por Transmissão* (%)		
Empresas Eletrobras*	2012	2011
Chesf	2,65	2,87
Eletronorte	1,65	1,57
Eletrosul	2,08	1,83
Furnas	2,28	2,39
Total	2,19	2,23

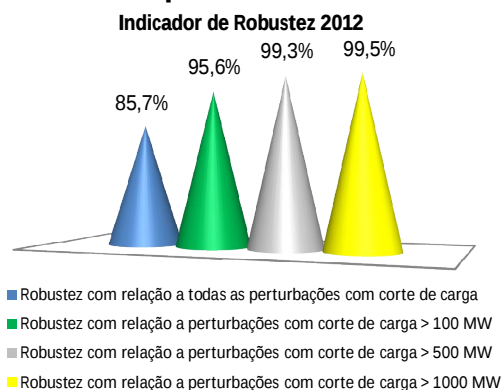
*Perdas Ocorridas no processo de transferência de energia elétrica até as subestações.

O quadro abaixo apresenta o posicionamento das Empresas Eletrobras quanto à disponibilidade das suas linhas de transmissão. Este indicador representa o percentual de horas, no ano, que as linhas permaneceram disponíveis para o sistema de transmissão.

Índice de Disponibilidade de Linhas de Transmissão (%)		
Empresas Eletrobras*	2012	2011
Chesf	99,9050	99,8922
Eletronorte	99,9227	99,9346
Eletrosul	99,8780	99,9046
Furnas	98,7073	99,8272
Total	99,5514	99,8820

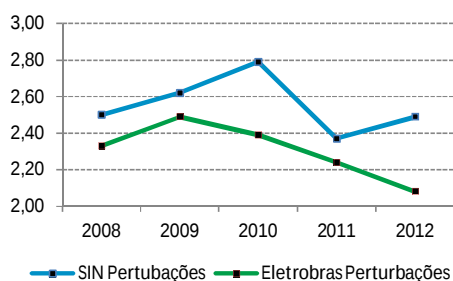
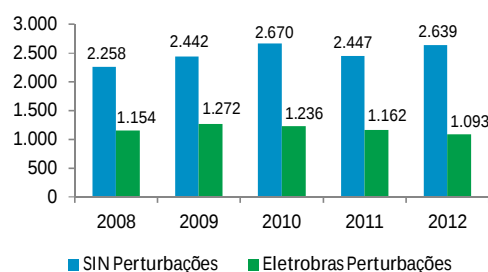
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Com relação ao indicador de robustez, que tem por objetivo avaliar a capacidade da Rede Básica em suportar contingências sem interrupção de fornecimento de energia elétrica aos consumidores, em 2012, o Sistema Eletrobras obteve a seguinte performance:

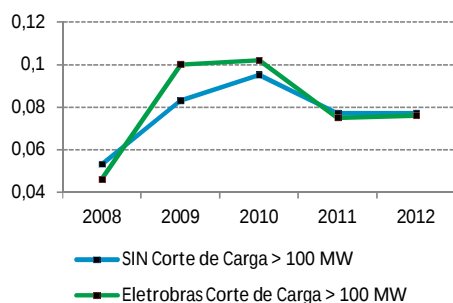
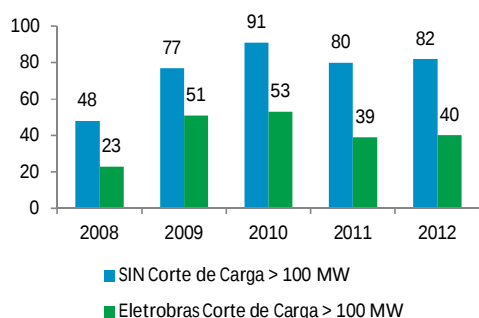


Os quadros abaixo apresentam, respectivamente, o número total de desligamentos de equipamentos por 100 km da rede de transmissão da Eletrobras e da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), e o número de desligamentos por 100 Km da rede de transmissão da Eletrobras e do SIN que tiveram como consequência cortes de carga superiores a 100 MW.

Como pode ser observado, o número de desligamentos por 100 Km da Rede da Eletrobras evoluiu de 2,33 para 2,08 desligamentos por 100 km de rede no período considerado, representando uma melhoria no desempenho de cerca de 11% no período. Tal resultado é consequência da política adotada de priorização dos investimentos em melhorias e reforços da rede de transmissão.



Em relação aos desligamentos que ocasionaram cortes de carga superiores a 100 MW, verifica-se que o Sistema Eletrobras teve um desempenho, em 2012, próximo ao desempenho médio da Rede Básica do SIN, apresentando uma redução no período de 24%, equivalente a uma redução de 11 desligamentos.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

6.3. Distribuição

Em 2012, os indicadores de qualidade dos serviços de restabelecimento da energia elétrica nas Empresas de Distribuição da Eletrobras, de forma consolidada, obtiveram uma sensível melhoria nos índices em relação ao ano anterior.

Contribuíram para a não melhoria dos resultados, além das intempéries regionais, as quantidades de falhas acidentais causadas por defeito nos materiais e equipamentos utilizados, assim como o contato de árvores e animais na rede. Houve também alguns atrasos em obras para melhoramento da malha elétrica, impactando negativamente nos índices de qualidade de energia elétrica.

Como forma de melhorar os índices de qualidade do serviço de distribuição, estão sendo reforçadas as podas de árvores, trocados transformadores de distribuição por outros mais potentes e construídas novas subestações. Também está sendo prevista a colocação e manutenção de religadores, alimentadores, reguladores na rede e outros equipamentos, além da revisão dos ajustes na proteção dos equipamentos.

▪ Qualidade do Serviço de Distribuição (DEC/FEC)

Duração de Interrupções por Consumidor (DEC) - Hora/Ano							
Ano	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia*	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Consolidado
2010	44,6	20,6	72,0	40,9	31,8	17,7	40,6
2011	46,2	25,5	54,7	41,9	38,6	12,7	39,3
2012	65,9	26,3	60,1	34,2	31,4	11,9	38,7
Variação 2012x2011 (%)	42,6%	3,1%	9,9%	-18,4%	-18,7%	-6,3%	-1,5%

*Na Amazonas Energia, os dados informados são consolidados ao invés de desmembrar capital e Interior, facilitando, assim, a comparabilidade.

Frequência de Interrupções por Consumidor (FEC) - N° Interrupções/Ano							
Ano	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia*	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Consolidado
2010	43,9	14,3	59,8	32,1	29,7	24,5	33,5
2011	45,2	16,7	51,1	30,0	28,9	20,9	31,5
2012	55,3	20,1	50,2	26,1	26,0	23,8	31,4
Variação 2012x2011 (%)	22,3%	20,4%	-1,8%	-13,0%	-10,0%	13,9%	-0,3%

*Na Amazonas Energia, os dados informados são consolidados ao invés de desmembrar capital e Interior, facilitando, assim, a comparabilidade.

▪ Comercialização de Energia Elétrica das Empresas Distribuidoras

Em 2012 o Mercado Faturado foi de 15.236 GWh e cresceu 12,1 % em relação a 2011, sendo que nos últimos anos vinha crescendo numa taxa de 7% a.a. É um crescimento bastante expressivo, levando-se em consideração que ele ocorreu em um ano de baixo crescimento econômico, onde a taxa do PIB não deve superar 1,0 %. Neste período o mercado brasileiro de eletricidade cresceu 3,6%.

Atribuímos esse crescimento substancial de 2012 à dinâmica do mercado das Regiões atendidas e ao plano de recuperação das perdas. Nessa área, registramos o êxito das ações de fiscalização e de regularização de unidades consumidoras, com a cobrança da energia deixada de faturar em anos anteriores, bem como melhorias no processo de faturamento.

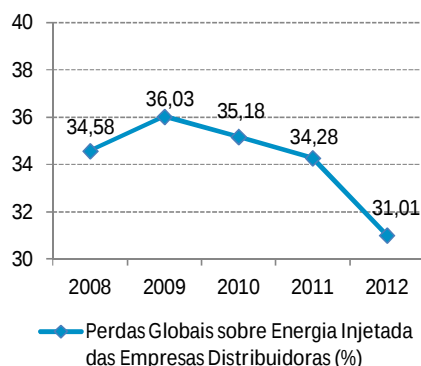
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Todas as Classes de Consumo tiveram crescimento expressivo, sendo que se destaca a Classe Rural com taxa de 20,9%, bastante influenciada pela atividade de irrigação, tendo em vista a seca histórica ocorrida na Região Nordeste. A Classe de Consumo de menor crescimento foi a Industrial, com taxa de 5,6 %, pelos efeitos negativos da queda da produção industrial em Manaus e da migração para consumidor livre de uma grande indústria do Piauí.

Mercado Faturado 2012 (em MWh)	ED Acre	ED Alagoas	Amazonas Energia	ED Piauí	ED Rondônia	ED Roraima	Consolidado 2012	Consolidado 2011	Variação 2012x2011 (%)
Industrial	43.823	584.373	1.816.288	227.822	457.204	14.239	3.143.749	2.977.526	5,6
Residencial	362.026	1.094.798	1.555.129	1.194.233	1.060.689	297.843	5.564.718	4.905.910	13,4
Comercial	188.643	633.334	1.180.408	572.242	603.134	138.374	3.316.135	2.873.823	15,4
Rural	38.943	210.218	68.853	128.646	249.313	12.830	708.803	586.376	20,9
Outros	178.267	484.249	870.742	504.887	342.744	121.984	2.502.873	2.242.508	11,6
Total	811.702	3.006.972	5.491.420	2.627.830	2.713.084	585.270	15.236.278	13.586.142	12,1

▪ Perdas na Distribuição

As ações para redução das perdas de energia realizadas em 2012 propiciaram a redução de 3,28 pontos percentuais no índice de perdas totais. As principais ações que levaram a este resultado foram: a realização de inspeção e de regularização de unidades consumidoras – UC, melhorias no processo de faturamento e o recadastramento da carga de iluminação pública. Foram regularizadas 194 mil UC, agregando ao faturamento aproximadamente 850 GWh. Somada a isso, a adequação da estrutura de retaguarda, com vistas à correta apuração e à cobrança da energia não faturada, proporcionou a conclusão de 72 mil processos de irregularidade de medição, com uma recuperação de cerca de 340 GWh.



Com o aprimoramento do processo de crítica das leituras e reorganização do processo de faturamento, medida esta de baixo custo e de alta eficácia, contabilizou-se um incremento de energia faturada de 292 GWh no ano de 2012. Quanto ao recadastramento de iluminação pública, foram contratadas empresas especializadas a partir de setembro. Até o encerramento do exercício, cerca de 20% dos pontos foram recadastrados, o que permitiu acrescentar 32 GWh ao faturamento. Projeta-se a conclusão desta ação para o fim de 2013. Para o exercício de 2013 estão previstos quatro projetos com financiamento do Banco Mundial visando à implantação de infraestrutura avançada para telemedição e monitoramento de UC e para blindagem da rede. O investimento total previsto para estes projetos é de cerca de R\$609 milhões.

Empresas Eletrobras	Perdas Técnicas (%)		Perdas não Técnicas (%)		Perdas Totais (%)	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Amazonas Energia	7,71	7,71	31,35	34,13	39,06	41,84
ED Acre	11,87	11,87	9,12	11,51	20,43	23,38
ED Alagoas	8,42	8,42	18,58	21,53	27,00	29,95
ED Piauí	13,16	12,45	17,19	20,58	30,35	33,03
ED Rondônia	12,74	12,74	10,08	15,04	23,62	27,78
ED Roraima	6,62	6,62	5,64	9,16	12,25	15,78

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

▪ Inadimplência

O total da inadimplência ativa dos consumidores para com as empresas de Distribuição da Eletrobras em 2012, compreendendo somente o valor histórico, sem multas, juros e correção monetária, é de R\$ 1,173 bilhão, dos quais R\$ 770,3 milhões, equivalente a 65,7%, são de consumidores das classes privadas. Este montante cresceu 13% em relação a 2011, porém o incremento de 18% no faturamento de 2012 resultou numa redução global do índice de inadimplência, em 1,6 pontos percentuais.

As medidas desenvolvidas que levaram à redução dos níveis da inadimplência em relação ao faturamento foram fruto do cumprimento rigoroso da Régua de Cobrança, que prevê ações operacionais sistemáticas de suspensão do fornecimento pelo atraso no pagamento, negatização junto aos organismos de restrição de crédito (SERASA e CADIN) e ações judiciais. Além disto, foram equacionados débitos emblemáticos importantes, mediante negociações e deslinde de ações judiciais, além de campanhas de incentivo à adimplência.

Inadimplência Consolidada das Distribuidoras (R\$ mil)				INAD (%)	
Classe	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)	2012	2011
Residencial	359.118	232.059	55%	12,7%	10,1%
Comercial	153.288	134.395	14%	9,5%	10,3%
Industrial	185.212	230.392	-20%	17,2%	24,4%
Rural	72.683	69.317	5%	36,3%	44,0%
Poder Público Municipal	127.106	111.757	14%	29,8%	41,3%
Poder Público Estadual				17,5%	18,6%
Poder Público Federal				9,6%	9,1%
Serviço Público	237.998	226.225	5%	107,6%	128,8%
Iluminação Pública	37.566	37.732	0%	22,5%	27,6%
Total	1.172.971	1.041.877	13%	17,3%	18,9%

* INAD é o percentual obtido pelo saldo do estoque da inadimplência pelo faturamento de 12 meses.

Empresas Eletrobras	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)	Empresas Eletrobras	2012	2011	Redução (%)
Amazonas	253.219	242.097	4,6%	Amazonas	11,20%	13,00%	-1,80%
Acre	68.443	58.217	17,6%	Acre	15,50%	16,50%	-1,00%
Alagoas	213.824	211.108	1,3%	Alagoas	17,70%	20,70%	-3,00%
Piauí	312.107	298.725	4,5%	Piauí	23,00%	27,20%	-4,20%
Rondônia	257.242	182.884	40,7%	Rondônia	20,30%	18,40%	1,90%
Roraima	68.135	48.848	39,5%	Roraima	29,20%	25,40%	3,80%
Total	1.172.970	1.041.878	12,6%	Total	17,30%	18,90%	-1,60%

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7. Desempenho Econômico e Financeiro

	Principais Resultados (Consolidado)	2012	2011	2010
	Volume de Empregados (unidade)	30.152	28.684	28.378
	Valor Patrimonial (R\$ mil)	67.735	77.202	70.530
	Capacidade Instalada (MW)	42.333	41.621	41.360
	Extensão das Linhas de Transmissão (Km) maior ou igual a 230Kv	55.118	54.146	53.789
	Energia Vendida (GW)	269.027	267.834	255.108
	Receita Operacional Líquida (R\$ mil)	34.064	29.211	26.832
	Lucro/Prejuízo do Exercício	(6.926)	3.762	2.553
	Ebitda (R\$ milhões)	(6.173)	6.028	6.004
	Margem Ebitda (%)	(18,12%)	20,64%	22,38%

O Resultado financeiro apresentou uma variação positiva de aproximadamente 170%, com um valor de R\$ 633 milhões em 2012 contra um valor de R\$ 234 milhões em 2011, devido principalmente aos efeitos da Lei 12.783 decorrentes da remuneração das indenizações aos segmentos de Geração e Transmissão.

7.1. Destaques do Resultado Consolidado

- **Receita Operacional Líquida:**

R\$ 34.064 milhões (16,6% superior em relação a 2011);

- **Resultado Operacional:**

R\$ 1.623 milhões (redução de 56,3% em relação a 2011), influenciado principalmente pela Provisão Operacional, que apresentou aumento de R\$ 2,5 bilhões em relação a 2011 e pelo Repasse de Itaipu Binacional;

- **PMS/ROL:**

24,8%, 1,5 ponto percentual inferior a 2011;

- **Ebitda Consolidado Ajustado:**

R\$ 5.520 milhões, 8,4% inferior a 2011. Dentre as variáveis que influenciaram essa redução se destacam: receita do Repasse de Itaipu, que passou de R\$ 836 milhões em 2011 para R\$ 414 em 2012 e as provisões para Impairment, que passaram de R\$ 435 em 2011 para R\$ 1.059 para em 2012.

- **Resultado Líquido da Variação Cambial:**

R\$ 421 milhões (37,1% inferior a 2011);

- Repasse de Itaipu, R\$ 414 milhões (50,5% inferior a 2011); e

- **Efeitos Atípicos (impairment, contratos onerosos e indenizações):**

R\$ 11.693 milhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.2. Resultado 2012 x 2011

O Resultado do ano de 2012 registra uma redução de 284,3% em relação a 2011, tendo sido apurado um prejuízo líquido de R\$ 6.879 milhões em 2012, contra um lucro líquido de R\$ 3.733 milhões em 2011. Esse resultado negativo se deve aos efeitos de eventos atípicos (impairment, contratos onerosos e indenizações) principalmente devido à mudança regulatória ocorrida no final do ano passado. O resultado de 2012 foi fortemente influenciado pelos efeitos de eventos atípicos (impairment, contratos onerosos e indenizações), que montam R\$ 11.693 milhões.

A Receita Operacional Líquida, no montante de R\$ 34.064 milhões apresentou, Em 2012, um aumento de 16,6% em relação a 2011, quando foi registrado o montante de R\$ 29.211 milhões.

As Receitas de geração apresentaram um aumento de 11,9%, passando de R\$ 19.263 milhões em 2011 para R\$21.547 milhões em 2012. Esta variação foi influenciada pelo aumento de 16,9% da receita de venda de energia, que passou de R\$ 18.427 milhões em 2011 para R\$ 21.548 milhões em 2012, tendo a venda de energia, evoluído de 268 TWh em 2011 para 269 TWh em 2012. Influenciaram de forma importante o crescimento da receita de geração em 2012 a maior venda de energia de Itaipu, aliado a variação do Dólar em relação ao Real.

As receitas de geração foram influenciadas de forma negativa pela redução no Repasse de Itaipu, que passou de uma receita líquida de R\$ 836 milhões em 2011 para uma receita líquida de R\$ 414 milhões em 2012 principalmente em função da atualização monetária calculada com base nos índices de preços americanos Commercial Price e Industrial Goods.

As Receitas de Transmissão apresentaram um aumento de 12,4%, passando de R\$ 8.356 milhões em 2011 para R\$9.393 milhões em 2012, influenciado pela atualização das taxas de retorno de transmissão, que passaram de R\$2.774 milhões em 2011, para R\$ 3.149 milhões em 2012, decorrente do reflexo da atualização do ativo financeiro da transmissão. Contribuiu também a maior Receita de Operação e Manutenção, que passou de R\$ 1.979 milhões em 2011 para R\$ 2.562 milhões em 2012. A Receita de construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

As Receitas do segmento de Distribuição apresentaram um crescimento de 37,6%, passando de R\$ 5.442 milhões em 2011 para R\$ 7.488 milhões em 2012, influenciado pelo Fornecimento de energia, que apresentou um aumento de 30,0%, passando de R\$ 4.713 milhões em 2011 para R\$ 6.143 milhões em 2012, ocasionado, principalmente, pelo aumento do volume de energia vendida, que passou de 13,6 TWh em 2011 para 15,2 TWh em 2012, e também pelo crescimento de mais de 160 mil na base de consumidores. A Receita de construção tem valor equivalente contabilizado como custo de construção.

- Em 2012, a soma das contas de Pessoal, Material e Serviço (PMS) apresentou um aumento de 10,0%, passando de R\$ 7.671 milhões em 2011 para R\$ 8.439 milhões em 2012. Considerando que a Receita Operacional Líquida – ROL – Consolidada, apresentou, em 2012, um aumento de 16,6% em relação ao mesmo período do ano anterior, a relação PMS/ROL apresentou uma queda de 1,5 ponto percentual, passando de 26,3% em 2011 para 24,5% em 2012.

- A Energia Elétrica comprada para revenda apresentou um crescimento de 35,1%, passando de R\$ 3.386 milhões em 2011 para R\$ 4.574 milhões em 2012. Esse resultado foi influenciado, principalmente, pelo: I) alto valor do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças); II) insuficiência de lastro em 2012 maior que em 2011; III) Maior compra de energia e Penalidades envolvendo a UTE Candiota III (Fase C).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- Na conta de Combustível para produção de energia elétrica foi apurado um aumento de 335,7%. Em 2012, foi registrada uma despesa líquida de R\$ 709 milhões, enquanto que em 2011 foi registrada uma despesa líquida de R\$ 163 milhões. Essa variação foi influenciada, principalmente, pelo aumento de geração de energia térmica e pelo efeito da contabilização do gás em 2011 na subsidiária Amazonas.

- A Participação Societária registrou uma redução de 2,9% resultante da contabilização do montante de R\$ 469 milhões em 2012 e de R\$ 483 milhões em 2011. Essa redução foi ocasionada, principalmente, pela variação na equivalência patrimonial dos investimentos em empresas coligadas, que apresentou uma diminuição de 6,6%, passando de R\$ 291 milhões em 2011 para R\$ 272 milhões em 2012.

- As Provisões operacionais apresentaram um aumento de 87,0%, passando de R\$2.849 milhões em 2011 para R\$ 3.441 milhões em 2012, influenciado, principalmente, pela contabilização relativa ao contrato oneroso da Usina de Jirau, da ordem de R\$ 1,6 bilhão, Impairment de cerca de R\$ 500 milhões, Passivo atuarial que passou de uma receita de R\$ 410 milhões para uma despesa de R\$ 438 milhões e Provisões para Crédito de Liquidação Duvidosa que registrou aumento de cerca de R\$ 785 milhões sendo R\$ 351 milhões de Consumidores e Revendedores e R\$ 435 de Financiamentos e Empréstimos.

- O Resultado Financeiro Líquido passou de uma receita líquida de R\$ 234 milhões, em 2011, para uma receita líquida de R\$ 633 milhões em 2012, o que representa uma variação de 169,8%. Este resultado se deve, principalmente, a redução observada nos Encargos de Remuneração de Acionistas, que passou de R\$1.179 milhões em 2011 para R\$ 572 milhões em 2012, influenciado pelo pagamento de parcela anual do dividendo retido e pela redução da taxa Selic.

7.3. Receita Operacional Líquida (ROL)

A Receita Operacional Líquida (ROL), Em 2012, superou 2011 em 16,6%, passando de R\$ 29.211 milhões para R\$ 34.064 milhões. No 4T12, a ROL obteve um crescimento de 15,4% ante o trimestre anterior, passando de R\$ 8.384 milhões para R\$ 9.678 milhões.

Consolidado (R\$ milhões)			Consolidado (R\$ milhões)		
2012	2011		4T12	3T 12	4T12/3T12
		a) Geração			
21.548	18.427	Fornecimento/Suprimento / Venda de Energia	5.093	5.670	(10,2%)
414	836	Ativo Financeiro/Repasse Itaipu Binacional	230	(18)	(1.379%)
		b) Transmissão			
3.682	3.603	Receita de construção	1.102	939	17%
2.562	1.979	Receita de operação e manutenção	1.148	389	195%
3.149	2.774	Atualização de Taxas de retorno - Transmissão	767	834	(8%)
		c) Distribuição			
6.122	4.148	Fornecimento	2.059	1.432	44%
1.346	729	Receita de construção	702	251	179%
21	565	Receita de operação e manutenção	(1)	7	(121%)
696	866	Outras Receitas	196	151	30%
39.539	33.927	Total	11.294	9.655	17%
		Deduções a Receita Operacional			
(1.798)	(1.713)	Encargos Setoriais	(508)	(362)	40%
(1.362)	(1.086)	ICMS	(447)	(322)	39%
(2.290)	(1.902)	PASEP e COFINS	(718)	(516)	39%
(25)	(15)	Outras Deduções	56	(70)	(181%)
(5.474)	(4.716)	Total de Deduções	(1.615)	(1.271)	27%
34.064	29.211	Receita Operacional Líquida	9.678	8.384	15%

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.4. Resultado Financeiro

Em 2012, o Resultado Financeiro impactou de forma positiva o resultado da Controladora, sendo este impacto positivo da ordem de R\$ 3.254 milhões em 2012 e de R\$ 3.106 milhões em 2011. Essa variação é explicada fundamentalmente pela redução de 50,2% dos Encargos sobre Recurso de acionistas, que passaram de R\$ 991 milhões em 2011, para R\$ 493 milhões em 2012, influenciado pelo pagamento da segunda parcela dos dividendos retidos e pela redução da taxa Selic.

Em relação ao 4T12, o resultado financeiro da Controladora sofreu uma variação positiva de 1,6% comparado ao obtido no trimestre anterior, passando de R\$ 683 milhões no 3T12 para R\$ 694 milhões no 4T12, principalmente devido à variação cambial, que passou de uma receita de R\$ 14 milhões no 3T12 para uma receita de R\$ 41 milhões no 4T12

A aplicação dos recursos próprios e governamentais administrados pela Eletrobras somente pode ser efetuada em fundos de investimento extramercado. Estes fundos se caracterizam por possuir uma carteira de ativos composta, exclusivamente, por títulos de emissão do Tesouro Nacional, CDB/RDB emitidos por instituição integrante do conglomerado financeiro do Banco do Brasil e operações compromissadas, com prazo médio superior a 365 dias. Em 30 de novembro de 2011, foi implementada a Resolução BACEN n.º 4.034, substituindo a Resolução BACEN n.º 3284/05, que regulava essa matéria. No que se refere à política de investimentos, a nova resolução permitiu a aplicação dos recursos na Caixa Econômica Federal, quebrando o monopólio que até então era do Banco do Brasil. Essa medida se refletiu na imediata redução de 20% na taxa de administração dos fundos mantidos pela Eletrobras junto a esta última instituição financeira.

7.5. Custos e Despesas Operacionais

A controlada CHESF por intermédio de suas controladas em conjunto ESBR Participações S.A. possui um contrato de concessão onerosa com a União Federal para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica na usina hidrelétrica de Jirau na ordem de 711 MM. A controlada Eletronuclear registrou o valor de 581 MM referente ao diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa a ser praticada pela Eletronuclear e a da tarifa de referência em consonância ao disposto no art. 2º da Resolução Homologatória da Aneel nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012.

A controlada Furnas registrou o valor de 360 MM em 2012 contra 116 MM de 2011 referente a provisões para riscos com ações fiscais, trabalhistas e cíveis e 252 MM em 2012 contra 42 MM de 2011 na rubrica provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa. A controlada Amazonas apresentou um aumento de 55,29% no custo de construção, passando de R\$ 462 MM no ano de 2011, para R\$ 719 MM no ano de 2012, principalmente devido à revitalização da UTE Aparecida, aquisição de subestação móvel com transformador de 26,6 MVA, implantação da Subestação Mutirão 138/13,8 kV, implantação da Subestação Centro 138/13,8 kv, construção de usina a gás de 600w Mauá 3, ampliação da Subestação Redenção de 69/13,8 kv e Seringal Mirim, implantação da Linha de Transmissão 230 kV Mauá III / Jorge Teixeira e aquisição e instalações de grupos geradores em Parintins.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.6. Custos Controláveis e Não Controláveis

A rubrica energia elétrica comprada para revenda sofreu acréscimo da ordem de 35% principalmente devido ao fato da controlada CGTEE precisar adquirir energia para cumprir seus contratos de comercialização. O aumento verificado deve-se ao aumento do preço médio do MWh, que foi motivado, principalmente, pela escassez de chuva, o que ocasionou uma redução na quantidade de energia ofertada, em função de a matriz energética brasileira ter sua maior fonte na geração hídrica.

A rubrica de Remuneração e Ressarcimento que representa a compensação pela utilização de recursos hídricos aumentou em 24%. Esse é valor que é pago aos municípios, e varia de acordo com a quantidade de energia gerada em cada região no período. A rubrica Combustível para produção de energia elétrica teve uma variação de 335% pois, em 2011 a controlada Amazonia teve um reembolso relevante que é caracterizado como recuperação de despesa. A rubrica Provisões Operacionais teve uma variação de 87% justificada pelo registro de contratos onerosos das Controladas Eletrosul e CHESF na ordem de 1.6 Bilhão.

7.7. Lucro Líquido

Consolidado (R\$ milhões)			Consolidado (R\$ milhões)		
2012	2011		4T12	3T 12	4T12/3T12
34.064	29.211	Receita Operacional Líquida	9.678	8.384	8.753
(8.439)	(7.671)	(-) Pessoal, Material e Serviços	(2.345)	(2.164)	(2.068)
(4.574)	(3.386)	(-) Energia Comprada para Revenda	(1.322)	(1.064)	(911)
(1.764)	(1.421)	(-) Uso da rede elétrica	(267)	(724)	(367)
(5.027)	(4.280)	(-) Construção	(1.802)	(1.192)	(1.808)
(709)	(163)	(-) Combustível para produção de energia elétrica	(248)	(207)	14
(1.652)	(1.329)	(-) Remuneração e Ressarcimento	(384)	(404)	(364)
(1.775)	(1.724)	(-) Depreciação e amortização	(450)	(444)	(479)
10.125	9.238		2.859	2.185	2.770
469	483	Participações societárias	(70)	174	(93)
(5.327)	(2.849)	Provisões operacionais	(4.513)	(368)	(1.061)
(3.130)	(2.568)	Outros resultados	(643)	(915)	(895)
2.137	4.304		(2.366)	1.076	720
2.499	2.422	Receita de juros	350	391	344
858	653	Atualização monetária	407	212	312
421	670	Variação cambial	(29)	(49)	(99)
(2.334)	(1.709)	Encargos da dívida	(619)	(541)	(471)
(572)	(1.179)	Encargos de Recursos de Acionistas	(84)	(77)	(199)
(240)	(623)	Outros resultados financeiros	(93)	390	(215)
2.769	4.539		(2.434)	1.402	391
(10.085)	0	Perdas - Lei 12.783/2013	(10.085)	0	0
390	(777)	Imposto de Renda e Contribuição Social	1.962	(396)	177
(6.926)	3.762	Lucro líquido do período	(10.558)	1.005	568
47	(29)	Participação atribuída aos não controladores	59	(2)	(11)
(6.879)	3.733	Lucro líquido Consolidado	-10.499	1.003	557

7.8. Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização (EBITDA)

O Ebitda das Empresas controladas da Eletrobras, abaixo, somou no 4T12 R\$ 1.712 milhões, o que representa uma redução de 5,0% frente ao 3T12, quando o Ebitda totalizou em R\$ 1.802 milhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

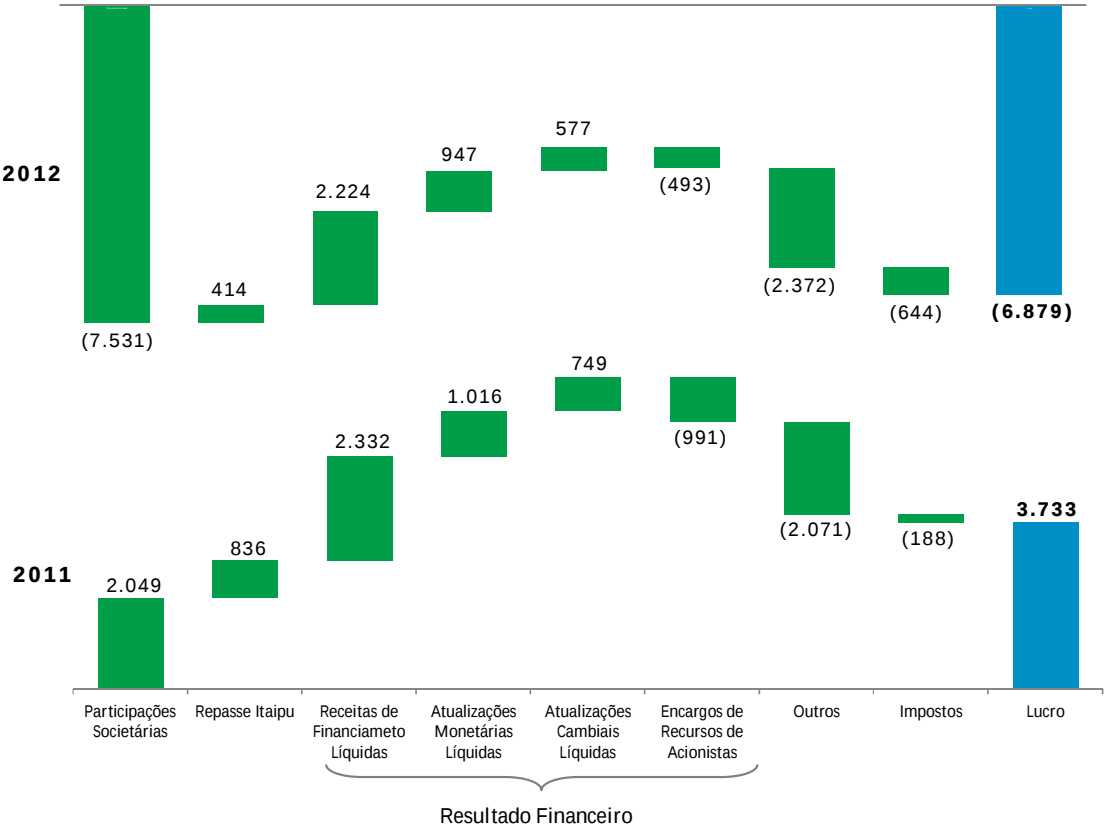
Em relação ao período de janeiro a setembro de 2012, quando o Ebitda das Empresas controladas da Eletrobras foi de R\$ 5.438 milhões, ocorreu um aumento de 35,4% frente ao EBITDA de R\$ 4.017 milhões do mesmo período de 2011.

Ebitda (R\$ milhões)	2012	2011	(%)
Resultado do Exercício	(6.926)	3.762	(284%)
(+) Provisão Imposto de Renda e Contribuição Social	(390)	777	(150%)
(+) Resultado Financeiro	(633)	(234)	170%
(+) Amortização e Depreciação	1.775	1.724	3%
(=) EBITDA	(6.173)	6.028	(202%)

Ebitda Ajustado (R\$ milhões)	2012
=EBITDA	(6.173)
(+) Contratos Onerosos	1.608
(+) Indenizações Lei 12.783/13	10.085
(=) EBITDA	5.520

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.9. Análise do Resultado da Controladora



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.10. Remuneração aos Acionistas

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

Em 2012, a Companhia atribuiu remuneração aos acionistas na forma de juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 434 milhões (R\$ 1.067 milhões em 2011), imputados aos dividendos do exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação é a que segue.

Remuneração pro Ação (R\$)	31/12/2012
Ações Ordinárias	0,399210837
Ações Preferenciais da Classe A	2,178256581
Ações Preferenciais da Classe B	1,633692440

7.11. Estrutura de Capital e Endividamento Consolidado

Financiamentos/Empréstimos (R\$ milhões)	2012	2011	2010	2009	2008
A pagar	49.651	42.414	33.138	19.210	20.012
A receber	9.723	9.733	9.659	11.759	14.961

Endividamento (R\$ milhões)	2012	2011	2010	2009	2008
Financiamento e Empréstimos a Pagar	49.651	42.414	33.138	19.210	20.012
Outros Passivos	28.861	43.526	43.233	38.515	24.404
Patrimônio Líquido	67.281	77.202	70.530	76.092	77.836

Fonte: DMPL de DF de Eletrobras Dez/2012.

7.12. Financiamentos e Empréstimos Concedidos às Controladas

Os recursos ordinários (RO) foram a principal fonte de demanda tanto das empresas controladas de Geração e Transmissão (G&T) como das distribuidoras. No total foram liberados R\$ 3.377,0 milhões, sendo que R\$ 3.008,2 milhões de recursos ordinários da holding, R\$ 350,9 milhões da Reserva Global de Reversão (RGR) e R\$ 17,9 milhões da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

O total liberado para as controladas de distribuição foi de R\$ 1.575,5 milhões, sendo R\$ 1.219,9 milhões de RO, ou seja 77,4% do total. Quanto à forma de liberação, R\$ 508,2 milhões foram como AFAC e R\$ 1.067,3 milhões como empréstimos, financiamentos e subvenções.

7.13. Empréstimo Compulsório

Dando continuidade à política de atendimento aos acionistas oriundos da capitalização dos créditos do empréstimo compulsório, no exercício de 2012, a Eletrobras implantou no sistema escritural do Banco Bradesco S.A. o montante de 4.148.236 ações preferenciais da classe "B", que correspondiam, em 28/12/2012, avaliadas ao valor de mercado, a R\$ 89.575.417,35, e enviou às empresas concessionárias distribuidoras de energia elétrica, para repasse aos consumidores industriais, o montante de R\$ 3.321.839,30, referente aos juros dos créditos do empréstimo compulsório.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

7.14. Política de Hedge

Foi aprovada a Política de Hedge Financeiro da Eletrobras, cujo objetivo é perseguir a mitigação da exposição às variáveis de mercado que impactem seus ativos e passivos e os de suas controladas. Com isso, a referida política visa que os resultados da Eletrobras reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

8. Programas de Investimentos e de Expansão

Em 2012, a Eletrobras realizou 78,6% dos investimentos previstos para o ano, agregando um montante de R\$ 9,8 bilhões, sendo R\$ 5,9 bilhões corporativos e R\$ 3,9 bilhões em parcerias, distribuídos nos seguintes segmentos: Geração R\$ 5,3 bilhões, Transmissão R\$ 3,0 bilhões, Distribuição R\$ 1,0 bilhão, Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade Ambiental) R\$ 0,5 bilhão. Destaque para o segmento de geração representando 54,1% do total do investido em 2012. Para o ano de 2013, a previsão de investimentos total é da ordem de R\$ 13,7 bilhões.

Natureza dos Investimentos (R\$ milhões)	Orçado*	%**	Realizado				
	2013		2012	2011	2010	2009	2008
Investimentos Próprios							
Geração	4.218,3	-46,1%	1.770,9	2.587,7	2.447,6	2.152,3	1.593,1
Transmissão	2.247,7	-41,6%	1.638,7	2.319,8	1.075,9	1.527,3	1.022,3
Distribuição	1.465,4	28,7%	837,2	597,1	672,5	379,0	242,1
Manutenção - Geração	675,1	15,7%	511,6	431,3	367,7	468,3	425,7
Manutenção - Transmissão	652,1	51,7%	401,2	193,9	176,6	227,6	210,1
Manutenção - Distribuição	254,1	15,9%	218,8	183,9	148,9	139,4	99,5
Outros (Pesquisa, Infraestrutura e Qualidade ambiental)	611,9	15,4%	545,7	461,5	390,0	296,5	285,2
Subtotal	10.124,6	-14,4%	5.924,1	6.775,2	5.279,4	5.190,3	3.878,1
Inversões Financeiras em Parcerias							
Geração	2.467,7	29,2%	2980,3	2.109,1	822,2	437,7	543,9
Transmissão	1.104,6	-5,2%	945,1	994,6	852,8	590,1	101,6
Subtotal	3.572,3	20,9%	3.925,4	3.103,7	1.675,0	1.027,8	645,5
Total	13.696,8	-0,3%	9.849,5	9.878,9	6.954,4	6.218,1	4.523,6

*Investimentos Próprios MP 598 de 27/12/12, Inversões Financeiras em parcerias Decreto 7.867 de 19/12/12.

**Incremento percentual dos investimentos realizados em 2012 com base nos dados de 2011.

A queda na realização dos investimentos de geração e transmissão da Eletrobras em 2012 deveu-se, principalmente, a construção da Usina Nuclear de Angra 3, cuja frustração na realização orçamentária foi de R\$ 525,1 milhões e na transmissão, o grande impacto foi nos projetos da Implantação da Subestação Coletora e Estação Coletora de Porto Velho e da Implantação da Estação Inversora Araraquara II, totalizando R\$ 453,1 milhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

8.1. Geração

Foram agregados ao Sistema Interligado Nacional – SIN, em 2012, 712 MW dos quais 100% representaram incremento na oferta de energia de fonte renovável.

Matriz Elétrica (Sistema Eletrobras)	Crescimento da Capacidade Instalada (MW)*			
	Instalada em:		Acréscimo	
	2012	2011	MW	(%)
Fontes Limpas e Renováveis	37.767	37.086	681	1,8%
Hidráulica	35.674	35.002	672	1,9%
Nuclear	1.990	1.990	0	0%
Eólica	103	94	9	8,7%
Térmica	4.566	4.535	31	0,7%
Total	42.333	41.621	712	1,7%

*Os dados referentes a 2011 e 2012, consideram a proporção de participação da Eletrobras nos empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósitos Específicos (SPEs) e naqueles de propriedade compartilhada.

O Sistema Eletrobras detém a concessão/autorização para a construção de novos empreendimentos, obtida via autorizações/licitações/leilões, de cerca de 2.700 MW, com participação direta, e de cerca de 20.500 MW em parceria com agentes privados através de SPEs, sendo a participação da Eletrobras nessas parcerias equivalente a aproximadamente 9.600 MW, totalizando cerca de 12.300 MW de capacidade instalada da Eletrobras previstos para iniciar operação até 2016.

Além dos empreendimentos eólicos e hidrelétricos, a Eletrobras tem os seguintes projetos próprios em implantação: a usina solar Megawatt Solar, com 1 MW, a usina nuclear Angra 3, com 1.405 MW e está iniciando a construção da UTE Mauá 3 em Manaus, a ser operada com gás natural, com capacidade instalada prevista de 590 MW.

Empreendimentos em Implantação	
Tipo de usina	MW
Hidrelétrica	19.788,5
Eólica	878,0
Nuclear	1.405,0
Solar	1,0
Térmica	589,6
Total	22.662,1

O Sistema Eletrobras, além das usinas já concedidas/autorizadas, desenvolve estudos de projetos de usinas hidrelétricas, diretamente ou em parceria, que somam cerca de 18.100 MW de capacidade instalada de geração. Desse montante, cerca de 11.100 MW são de projetos indicativos que constam na expansão da oferta do Plano Decenal de Expansão de Energia 2021 (PDE 2021), elaborado pela EPE/MME, o que equivale a 57% da capacidade de todas as hidrelétricas indicativas constantes no Plano. Vale Ressaltar que, com a concessão da licença de construção em 31/05/2010 pela Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN), as obras da usina Nuclear Angra 3 foram reiniciadas em 2010. Angra 3 será a terceira usina da Central Nuclear Almirante Álvaro Alberto e terá uma potência bruta elétrica de 1.405 MWe, podendo gerar cerca de 10,9 milhões de MWh por ano - energia equivalente ao consumo das cidades de Brasília e Belo Horizonte por um ano.

▪ Empreendimentos em Estudos de Viabilidade e de Projeto Básico

Empreendedores	AHE	UF	MW
Chesf	Pedra Branca	PE/BA	320,0
Chesf	Riacho Seco	PE/BA	276,0

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

As empresas Eletrobras vem desenvolvendo estudos de viabilidade e de projeto básico envolvendo capacidade instalada de 19.040 MW.

Holding	Panamby	BRA/ARG	1.048,0
Holding	Garabi	BRA/ARG	1.152,0
Eletronorte	Marabá	PA	2.160,0
Eletronorte	Serra Quebrada	MA/TO	1.328,0
Eletronorte, Holding	Cachoeira do Caí	PA	802,0
Eletronorte, Holding	Cachoeira dos Patos	PA	528,0
Eletronorte, Holding	Jamanxim	PA	881,0
Eletronorte, Holding	Jatobá	PA	2.338,0
Eletronorte, Holding	São Luiz do Tapajós	PA	6.133,0
Eletronorte, Furnas	Tabajara	RO	350,0
Eletronorte, Furnas	Toricoejo	MT	76,0
Eletronorte, Furnas	Água Limpa	MT	360,0
Furnas	Porteiras	GO	86,0
Furnas	Buriti Queimado	GO	142,0
Furnas	Maranhão	GO	125,0
Furnas	Mirador	GO	80,0
Eletronorte	Arraias	TO	93,0
Eletronorte	Barra do Palma	TO	58,0
Eletronorte	Cachoeirão	MT	64,0
Eletronorte	Torixoréu	GO/MT	408,0
Eletronorte	Coaracy Nunes	AP	220,0
Eletronorte	Curuá-Una	PA	11,6
Total			19.039,6

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

▪ Previsão de Energização em 2013

Empreendimentos	Potência Total (MW)	Operação 2013 (MW)	Empresas Eletrobras	Part. (%)	UF	Prev. Início de Geração
Corporativo						
PCH Barra do Rio Chapéu	15,1	15,1	Eletrosul	100,0	SC	jan/13
PCH João Borges	19,0	19,0	Eletrosul	100,0	SC	abr/13
UHE Simplício	333,7	333,7	Furnas	100,0	RJ/MG	fev/13
UHE São Domingos	48,0	48,0	Eletrosul	100,0	MS	mar/13
UHE Batalha	52,5	52,5	Furnas	100,0	GO/MG	mai/13
EOL Casa Nova	180,0	180,0	Chesf	100,0	BA	ago/13
SOL Megawatt Solar	1,0	1,0	Eletrosul	100,00	SC	abr/13
Subtotal	649,3	649,3				
Parcerias						
UHE Santo Antônio	3.150,4	1.360,4	Furnas	39,0	RO	mar/12
UHE Mauá	363,1	11,0	Eletrosul	49,0	PR	nov/12
UEE Miassaba 3	68,5	68,5	Eletronorte e Furnas	49,0	RN	abr/13
UEE Rei dos Ventos 1	58,5	58,5	Eletronorte e Furnas	49,0	RN	jun/13
UEE Rei dos Ventos 3	60,1	60,1	Eletronorte e Furnas	49,0	RN	mai/13
UEE Pedra Branca	30,0	30,0	Chesf	49,0	BA	jan/13
UEE São Pedro do Lago	30,0	30,0	Chesf	49,0	BA	jan/13
UEE Sete Gameleiras	30,0	30,0	Chesf	49,0	BA	jan/13
UHE Jirau	3.750,0	1.350,0	Eletrosul e Chesf	40,0	RO	abr/12
Parques Eólicos do Chui I a V (98 MW) e Minuano I e II (46 MW)	144,0	144,0	Eletrosul	49,0	RS	dez/13
Parques Eólicos do Cerro Chato IV, V, VI, Cerro dos Trindades e Ibirapuitã	78,0	78,0	Eletrosul	49,0	RS	mar/13
Parques Eólicos Geribatu de I a X	258,0	258,0	Eletrosul	49,0	RS	nov/13
Subtotal	8.020,6	3.478,5				
Total	8.669,9	4.127,8				

8.2. Transmissão

As Empresas Eletrobras investiram no ano de 2012 um total de R\$ 2,99 bilhões no segmento Transmissão, referente a 73% do orçamento aprovado. Dessa forma, foram adicionados o total de 880 km de LT de propriedade das Empresas Eletrobras e de Sociedades de Propósitos Específicos (SPE).

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empreendimentos Concluídos – Parcerias (SPEs) ≥ 230KV						
Empresas Eletrobras	Empreendimento	Participação (%)	kV	Extensão (Km)**	MVA	Mvar
Eletrosul	LT Coletora Porto Velho / Porto Velho C2*	100	230	22	-	-
Furnas	LT Chapadão / Jataí*	49	230	128	-	-
Furnas	LT Edéia / Palmeiras C1*	49	230	60	-	-
Furnas	Secc. SE Itatiba (Ibiúna / Campinas C1)*	49	500	1	-	-
Eletrosul	SE Caxias do Sul 6*	100	230/69	-	330	-
Furnas	SE Itatiba*	49	500/138	-	800	-
Eletrosul	SE Nova Petrópolis II*	100	230/69	-	83	-
Eletrosul	SE Lajeado Grande*	100	230/138	-	75	-
Eletronorte	LT Porto Velho / Rio Branco*	49	230	487	-	55
Eletrosul	SE Coletora Porto Velho*	100	500/230	-	400	-
Total				698	1688	55

* Obras vinculadas ao PAC.

** Quilometragem correspondente à 100% dos empreendimentos.

A atuação das quatro Empresas Eletrobras (Furnas, Chesf, Eletronorte e Eletrosul) se dá de forma coordenada, atuando em Leilões de Transmissão, promovidos pela Aneel, seguindo as diretrizes da Eletrobras *Holding*. Atualmente as empresas estão livres para atuar em qualquer região do país, ao contrário do modelo anterior, onde cada uma se restringia a sua área de concessão.

Durante o ano de 2012, as Empresas Eletrobras participaram dos 04 leilões de transmissão, arrematando 09 dos 23 lotes leiloados, compreendendo um total de 2.181,2 km de LT, representando cerca de 30 % do total ofertado (7.234,8 km). A operacionalização desses empreendimentos propiciará às Empresas Eletrobras, Receitas Anuais Permitidas (RAP) de cerca de R\$ 63,43 milhões, correspondentes a empreendimentos próprios. Destaca-se também, a participação nos leilões acima, das Empresas Eletrobras em parceria com empreendedores privados, que propiciará uma RAP proporcional a participação societária no montante aproximado de R\$ 78,26 milhões. Além de operar e manter este sistema dentro dos padrões de desempenho e qualidade exigidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), a Eletrobras tem participado ativamente da expansão da transmissão através de concessões nos leilões promovidos pela Aneel, isoladamente ou por meio de consórcios, bem como através de autorizações para reforços no sistema atual.

Para o ano de 2013, o Sistema Eletrobras estima investir cerca de R\$ 3,46 bilhões no segmento de transmissão, agregando cerca de 2.886 km de Linhas de Transmissão, 6.596 MVA em capacidade de transformação em Subestações e 893 Mvar de compensação reativa. Também em 2013, as empresas do Sistema Eletrobras, em parceria com os empreendedores privados, constituindo as Sociedades de Propósitos Específicos (SPE), estimam realizar cerca de 7.342 km de Linhas de Transmissão e 20.079 MVA em capacidade de transformação em Subestações, que serão incorporados ao Sistema Interligado Nacional (Rede Básica).

▪ Obras de Transmissão com Energização Prevista para 2013

Empreendimentos	Total			Eletrobras		
	km	MVA	Mvar	km	MVA	Mvar
Corporativo	2.886,20	6.596,00	893,29	2.886,20	6.596,00	893,29
Parcerias (SPEs)	7.342,34	20.079,00	3.418,90	3.881,37	13.591,37	1.702,24
Total	10.228,54	26.675,00	4.312,19	6.767,57	20.187,37	2.595,53

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

8.3. Distribuição

Enquanto o mercado brasileiro registrou, em 2012, aumento do consumo de 3,5%, as EDE obtiveram um crescimento de 12,1%. Em 2012, foram incorporados ao cadastro 163.873 novos consumidores, representando crescimento de 4,7% em relação a 2011, alcançando 3.653.609 consumidores, distribuídos nos 463 municípios do estado do Amazonas, Acre, Alagoas, Piauí, Rondônia e do município de Boa Vista.

O crescimento do mercado e a obsolescência do sistema elétrico das Distribuidoras levam para um elevado investimento nessas empresas. Considerando ano de 2012, a média do valor investido (R\$) por número de consumidores nas EDE, R\$ 419,02/consumidor, é maior do que o dobro da média das 37 principais distribuidoras do país, R\$ 154,23/consumidor.

No ano de 2012, foram construídas 11.363 km de redes de distribuição, correspondendo a um crescimento de 6% em relação a 2011, bem como foram iniciados diversos projetos importantes, que perfizeram um investimento de R\$ 1,462 bilhão, que irão garantir o atendimento a demanda crescente de energia elétrica na área de concessão.

O investimento realizado nas empresas distribuidoras totalizaram R\$ 1.459.897 em 2012, um incremento de 31% em relação a 2011. Além do mais, em relação ao orçamento revisado, o investimento em 2012 teve um desempenho melhor. Enquanto em 2011 as Distribuidoras da Eletrobras realizaram 65,7% do orçamento, em 2012 essa relação foi de 80%. As empresas que obtiveram melhor resultado foram a ED-Piauí com realização de 89%, ED-Rondônia e a ED-Roraima, ambas com 85% de realização.

Investimentos (Empresas Eletrobras)	2012 (R\$ mil)	2011 (R\$ mil)	2010 (R\$ mil)	Variação 2012x2011 (%)
ED Acre	52.903	39.786	58.112	33%
ED Alagoas	104.962	86.110	138.032	22%
Amazonas Energia	750.954	503.822	489.831	49%
ED Piauí	314.648	299.974	275.916	5%
ED Rondônia	209.704	148.277	154.508	36%
ED Roraima	26.726	32.680	10.270	-18%
Total	1.459.897	1.110.649	1.126.668	31%

Os investimentos se concentraram, principalmente, no segmento de Distribuição (41,6% do orçamento de investimento realizado), seguida pelo Programa Luz Para Todos (29,6%) e Geração (18,9%).

A elevação nos investimentos de distribuição em relação ao ano de 2011 deveu-se à implantação da Usina Termelétrica MAUÁ III em Manaus (AM), como também maior aplicação de recursos em ampliação, modernização e adequação das redes de distribuição nas Empresas Distribuidoras.

▪ Participação do Sistema Eletrobras na expansão da distribuição de energia elétrica

As principais obras do Programa de Expansão realizada em 2012 são destacadas a seguir:

ED Alagoas

- Obras de conexão com a nova SE Arapiraca III de 230/69kv da rede básica.
- Aquisição de SE móvel de 26,6 MVA para melhoria da confiabilidade e qualidade do atendimento.
- Início das obras financiadas pelo Banco Mundial para melhoria nas redes de média e baixa tensão.

ED Piauí

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

- Construção da SE Renascença de 50 MVA de 69/13,8 KV e respectivas conexões.
- Construção da SE Pólo Industrial de 25 MVA de 69/13,8 KV e respectivas conexões.
- Construção da SE Parnaíba II de 25 MVA de 69/13,8KV e respectivas conexões.

Amazonas Energia

- Construção da SE Manacapuru de 52 MVA de 69/13,8 KV e respectivas conexões.
- Construção de 70 km de Linha de Transmissão em 69KV ligando as cidades de Iranduba e Manacapuru.

ED Rondônia

- Construção da SE Urupá de 6,25 MVA de 34,5/13,8 KV e respectivas conexões.
- Construção de 11 alimentadores em rede compacta.
- Construção de linha de transmissão de 69KV (trecho) ligando a SE de Porto Velho a Se de Areal.

ED Roraima

- Ampliação e modernização da SE Floresta com a instalação do terceiro transformador de 26,6 MVA.
- Início das obras financiadas pelo Banco Mundial para melhoria nas redes de média e baixa tensão.

ED Acre

- Construção da SE Taquari de 50MVA de 69/13,8kv respectivas conexões.
- Início das obras financiadas pelo Banco Mundial para melhoria nas redes de média e baixa tensão.
- Construção de 10 alimentadores em rede compacta.

Por meio da carta CTA - PRR Nº 012/2012, de 10 de fevereiro de 2012, e outras subsequentes, a Amazonas Distribuidora de Energia S.A. apresentou à Aneel, solicitando providências de autorização de reembolso pela CCC, os principais pontos de divergência entre a regulamentação e a operação real da geração térmica, que impactam significativamente o cálculo do Custo da Geração, e que estão sendo suportados pela concessionária. São eles:

1. Preço dos combustíveis para cálculo dos custos de geração

Reconhecimento, por parte da ANEEL, da quantidade e do preço do óleo combustível nos mesmos montantes faturados pela BR Distribuidora.

Questão solucionada juridicamente pela obtenção, em 14/09/2012, de antecipação de tutela para atribuir efeito suspensivo ativo à apelação que a requerente apresentou nos autos do Mandado de Segurança 26107-81.2012.4.3400, tendo a CCC reembolsado o valor de R\$1.000.000,00.

2. Consumo específico das usinas

Existem condições especiais de despacho para um Sistema Isolado, que não permitem o despacho otimizado das usinas termelétricas, onde não se consegue fazer o acompanhamento da flutuação da curva de carga sem que haja flutuação de geração das usinas térmicas.

Questão em fase de ser solucionada em função da aprovação pelo colegiado da Aneel de alterações na RN 427/2011, dando autonomia à SRG/ANEL para, no caso das usinas da Amazonas, definir, com base em recomendação do GTON, os casos de operações atípicas.

3. Não reembolso dos custos de operação e manutenção

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Reconhecimento, por parte da ANEEL, no custo de O&M, dos valores atualmente praticados e contabilizados pela Amazonas Distribuidora de Energia, em virtude de suas singularidades decorrentes da sua área de concessão.

Questão solucionada pela Aneel com a abertura da Audiência Pública nº 052/2012 e posterior Resolução Normativa nº 510, de 09/10/2012, alterando a RN 427/2011, estabelecendo novos parâmetro de cálculos.

4. Não reconhecimento dos custos com PIS/PASEP e COFINS

Em analogia à metodologia de reembolso e devolução do ICMS, a sistemática contida na RN nº 427/2011 deve ser extensiva ao PIS/PASEP e COFINS, por acumularem créditos da mesma natureza, gerando uma apuração credora na mesma proporção.

Questão em fase de ser solucionada em função da emissão de Parecer Jurídico pela Procuradoria Federal da Aneel, no qual conclui que assiste razão à Amazonas. O tema encontra-se em fase de finalização de relatório para aprovação pelo colegiado da Agência, com vista a abertura de AP para nova alteração na RN 427/2011.

5. Não reconhecimento dos custos com formação de estoques e combustível para aquelas usinas com problemas sazonais de acesso.

Questão em fase de ser solucionada em função da emissão do Ofício Aneel nº 174/2012, pelo qual a agência, ao tempo que informa que os critérios em vigor para ressarcimento de combustível estão baseados na energia gerada, também se manifesta pela viabilidade de exceções, solicitando informações sobre as usinas. Essas informações já foram prestadas por meio de Notas Técnicas, estando em fase de deliberação pela SRG/ANEEL com vistas a autorização para reembolso pela CCC.

9. Operações Mundiais

▪ Interligações Fronteiriças

O Sistema Eletrobras opera interligações internacionais com o Paraguai (composta de quatro linhas de transmissão que escoam a energia da usina hidrelétrica binacional de Itaipu até a subestação de Ibiúna, em São Paulo); com a Argentina (caracterizada pela linha de transmissão em 132kV, que interliga a subestação de Uruguaiana à subestação de Paso de los Libres, na Argentina); com a Venezuela (linha de transmissão em 230kV, com capacidade de 200MW, que interliga Boa Vista - RR à cidade de Santa Elena, na Venezuela) e com o Uruguai (formada pela linha de transmissão em 230kV que interliga a conversora de frequência de Rivera - 70MW - à subestação de Livramento, no Brasil. Uma segunda interligação está sendo construída com o objetivo de fortalecer essa integração energética entre os dois países).

▪ Operações no Exterior

De uma maneira geral, a Eletrobras manteve sua estratégia de desenvolver uma atuação internacional no mercado de energia elétrica, diretamente ou em consórcio, buscando a implantação de empreendimentos em geração renovável e transmissão de energia, desde que atendam a uma criteriosa avaliação de riscos e de retorno.

Em 2012, a Eletrobras prosseguiu com os estudos sobre as oportunidades apresentadas nos continentes americano e africano. Destacam-se os estudos referentes à UHE Tumarín, na Nicarágua, à LT Brasil-Uruguai, ambos com previsão de início das obras para o ano de 2013, e à implantação de linhas de transmissão em alta tensão em Moçambique.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 2012, foi ainda assinado um Acordo para Avaliação e Desenvolvimento Conjunto de Parques Eólicos de Geração de Energia Elétrica Instalados na República Oriental do Uruguai, entre a Eletrobras e a estatal uruguaia Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE). Por meio deste acordo a Eletrobras e a UTE estão avaliando uma série de empreendimentos de energia eólica, que acrescentarão mais de 210 MW de energia limpa na matriz elétrica daquele país.

Ainda no cenário internacional, tiveram destaque as atividades relacionadas com a resposta da indústria nuclear ao evento de Fukushima, ocorrido no Japão em março de 2011, com abordagens diferentes nos diferentes países, porém com o consenso de que o controle e mitigação de situações extremas, não previstas no projeto, do tipo ocorrido em Fukushima, devem passar a ser consideradas.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10. Mercado de Capitais

A Eletrobras (BM&FBOVESPA: ELET3 e ELET6 / NYSE: EBR e EBR-B / LATIBEX: XELTO e XELTB), a maior companhia do setor de energia elétrica da América Latina, conta com uma base de mais de 28.200 mil acionistas, localizados em 34 países apresentados abaixo.

Américas	Europa		Ásia	Oriente Médio	Oceania
Canadá	Alemanha	Holanda	China	Arábia Saudita	Austrália
Estados Unidos	Bélgica	Irlanda	Cingapura	Emirados	Nova Zelândia
Chile	Dinamarca	Itália	Coréia do Sul	Árabes	
Uruguai	Espanha	Jersey	Japão	Kuait	
Bahamas	França	Luxemburgo	Taiwan	Omã	
Bermudas	Grã-Bretanha	Noruega			
Ilhas Cayman	Guernsey	Suécia			
		Suíça			

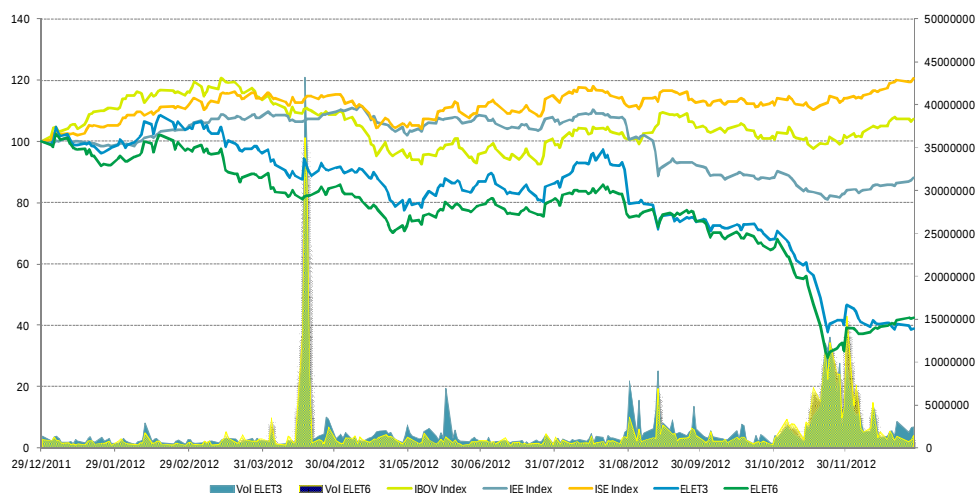
10.1. Análise das Ações da Eletrobras

Eletrobras PNB – ELET6

No ano de 2012, as ações preferenciais da Eletrobras (ELET6) apresentaram uma desvalorização de 57,6% fechando o ano a R\$ 10,48, considerando valores ex-dividendo. O volume de negociação médio diário foi de 1.724.022 ações.

Eletrobras ON – ELET3

No ano de 2012, as ações ordinárias da Eletrobras (ELET3) apresentaram uma desvalorização de 61,1% fechando o ano a R\$ 6,33, considerando valores ex-dividendo. O volume de negociação médio diário foi de 2.052.048 ações.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

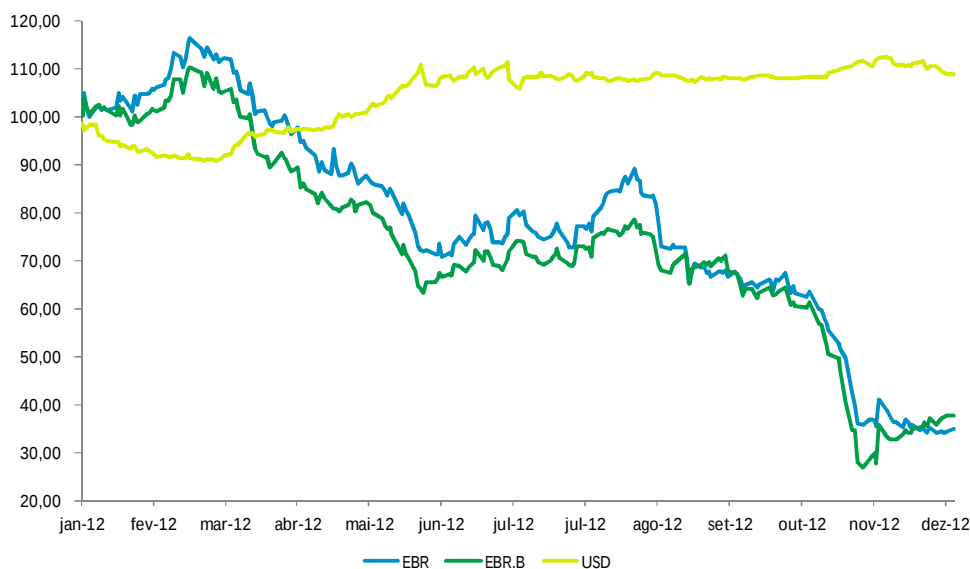
10.2. Programa de ADR Nível II - Bolsa de Valores de Nova Iorque

EBR-B - Ações Preferenciais da Eletrobras

Em 2012, os ADRs de ações preferenciais da Eletrobras apresentaram uma desvalorização de 62,3% em relação a 2011, encerrando o ano cotado a US\$ 5,01, considerando valores ex-dividendo. O Saldo de ADRs correspondente a essas ações no final do ano foi de 25.986.141. O volume de negociação médio diário no ano foi de 439.761 recibos.

EBR - Ações Ordinárias da Eletrobras

Em 2012, os ADRs de ações ordinárias da Eletrobras apresentaram uma desvalorização de 48,5% em relação a 2011, encerrando o ano cotado a US\$ 3,12, considerando valores ex-dividendo. O Saldo de ADRs correspondente a essas ações no final do ano foi de 67.910.925. O volume de negociação médio diário no ano foi de 1.123.082 recibos.



Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

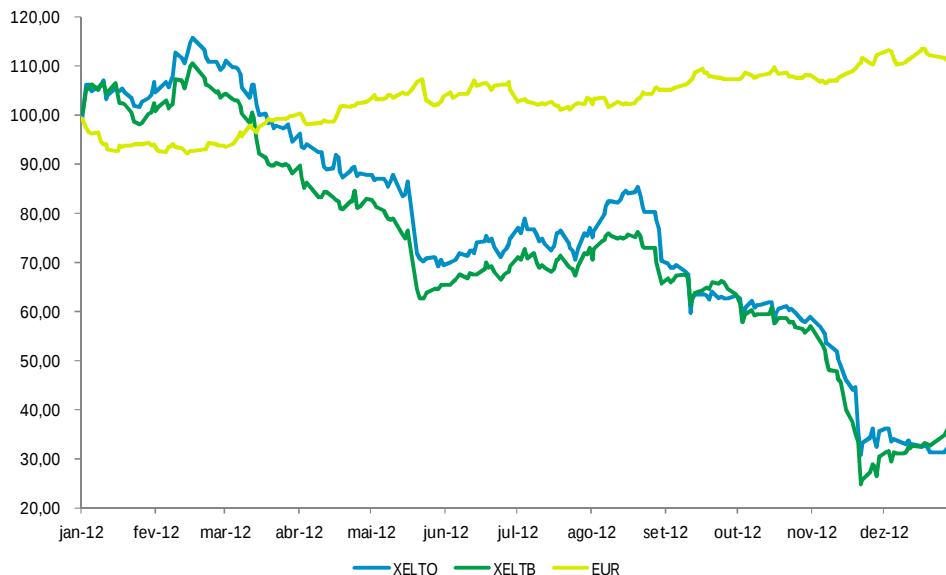
10.3. Programa Latibex - Bolsa de Valores de Madrid

XELTB

As ações preferenciais do programa Latibex encerraram o ano de 2012 cotadas em € 3,95. Em 2011, esse ativo fechou em € 10,98, o que reflete uma desvalorização de 64%. O volume de negociação médio diário foi de 3.375 ações.

XELTO

As ações ordinárias do programa Latibex obtiveram, no quarto trimestre de 2012, uma desvalorização de 67,7%, visto que em 2011 o ativo fechou a € 2,39 e no ano anterior fechou a € 7,39. O volume de negociação médio diário foi de 4.215 ações.



10.4. Rating (Classificação de Risco)

A classificação de risco da Eletrobras, segundo as agências de classificação de riscos, está relacionada diretamente com a classificação de risco obtida pelo país, por ser a União o acionista majoritário da empresa.

Agência	Classificação Nacional/Perspectiva	Último Relatório
Moody's Issuer Rating	Baa3 (Negative)	20/12/2012
S&P LT Local Currency	A- (Stable)	27/12/2012
S&P LT Foreign Currency	BBB (Stable)	27/12/2012
Fitch LT Local Currency Issuer	BB (Negative)	7/12/2012
Fitch LT Foreign Currency Issuer	BB (Negative)	7/12/2012

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

10.5. Relacionamento com Acionistas e Investidores

Em conformidade com sua política de prestação de informações ao mercado e as regras do Nível 1 de governança corporativa da BM&FBOVESPA, a empresa realiza, semestralmente, reuniões nas Apimecs regionais do país: RJ, SP, MG, DF, Sul e Nordeste. A Eletrobras, ao realizar 14 reuniões anuais, sendo por 17 anos seguidos em RJ e em SP, por 10 anos consecutivos no Nordeste e DF, assim como 9 em MG e no Sul, tem recebido certificados de assiduidade em todas as praças citadas.

Ademais, a área de Relações com Investidores, semestralmente, realiza reuniões na Europa e nos Estados Unidos (roadshows) com o objetivo de apresentar a companhia aos investidores estrangeiros. Anualmente é realizado o Eletrobras Day em Nova Iorque e, em Madri, o Fórum Latibex. A área de Relações com Investidores da Eletrobras participa, rotineiramente, de dezenas de eventos e seminários, promovidos por bancos internacionais, no Brasil e no exterior, com a presença dos principais analistas e investidores, tanto da área de "equity" como de "debt".

A Eletrobras publica também o "Energia em Ações", que constitui um informe trimestral com as notícias mais relevantes a respeito da empresa e seus possíveis efeitos no mercado. Tem como público-alvo os acionistas minoritários, para que estes saibam o que se passa com a Companhia.

Para maiores esclarecimentos, acionistas e investidores podem entrar em contato pelo telefone (21) 25146333, enviando um email para invest@eletrobras.com ou por meio do Fale com RI do site de Relações com Investidores da Eletrobras www.eletrobras.com.br/elb/ri.

10.6. Participações Acionárias

A composição da carteira é de 44 empresas, sendo 14 controladas, 29 com participações minoritárias e Itaipu Binacional com 50% de participação, além do Cepel. Nessa carteira, 18 empresas têm suas ações comercializadas na Bovespa e o valor total dessas ações era de R\$ 5,15 bilhões em 31/12/2012, enquanto em 31/12/2011 era de R\$ 6,94 bilhões, refletindo a queda do valor das empresas de energia elétrica, como efeito da publicação da MP-579 e seus desdobramentos. A desvalorização das ações da Bovespa no período foi de 25,8%.

Durante o exercício de 2012, o controle da Boa Vista Energia foi transferido da Eletronorte para a Eletrobras e a negociação da dívida da Guascor do Brasil S.A. foi concluída com a alienação da totalidade das ações pertencentes à Eletrobras. Em 26 de novembro de 2012, a Eletrobras juntamente com o Estado de Roraima assinou um protocolo de intenções visando a participação no processo de recuperação técnica, econômica e financeira da empresa CERR. Este processo prevê a transferência da gestão e do controle acionário da CERR para a Eletrobras.

11. Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação

O Sistema de Inovação Eletrobras, com vistas à inovação sistêmica, baseia-se em quatro dimensões, que interagem entre si, obtendo-se um modelo prático para que a inovação seja institucionalizada. Os módulos selecionados para iniciar implantação de tal Sistema foram Pessoas e Capacidades, ano de 2011, com a iniciativa de Ação de Sensibilização para a Inovação, e Processos e Ferramentas, com a iniciativa de Captação e Tratamento de Ideias dos Colaboradores, desenvolvida durante o ano de 2012. Para tanto foram analisadas ferramentas de suporte e selecionado o NOUS, software colaborativo voltado à ideação e inovação, sendo usado com sucesso em outras empresas.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Uma das aplicações do NOUS foi o programa desafio “Renova Eletrobras”, que tem como objetivo buscar soluções inovadoras, captadas junto aos colaboradores, e alinhadas à estratégia empresarial para redução de custos e aumento da receita e desenvolvimento de novos negócios que transformem a Eletrobras numa organização eficiente e economicamente viável.

A governança do Sistema de Inovação Eletrobras está constituída por um Comitê Gestor, constituído por representantes de todas as Diretorias, responsável pela sua gestão e implantação do processo de ideação e, Comitê de Avaliação de Ideias Inovadoras, responsável pela avaliação, classificação, priorização e implantação das ideias cadastradas na base de dados pelos colaboradores. A inovação assim concebida está alinhada à estratégia da empresa, e fundamentada na valorização das competências de seus colaboradores, e tendo o engajamento de cada um como fator crítico de sucesso.

11.1. Centro da Memória da Eletricidade no Brasil

O Centro da Memória da Eletricidade no Brasil é uma entidade cultural sem fins lucrativos, instituída em 1986 por iniciativa da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras, com o objetivo de preservar a história da implantação e do desenvolvimento da indústria da eletricidade no país.

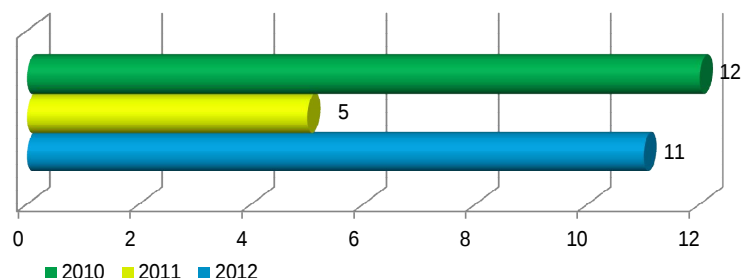
11.2. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobras Cepel)

O Cepel atua visando a excelência de resultados na Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (P&D+I), nas áreas de geração, transmissão, distribuição, comercialização e uso final da energia elétrica, bem como no planejamento e operação eletro-energético, na realização de estudos e serviços tecnológicos, na condução de pesquisa experimental e ensaios. Exerce o papel de Secretaria Executiva da Comissão de Política Tecnológica – CPT das Empresas Eletrobras, estrutura que, a partir de 2012, passou a tratar, de forma integrada, das questões corporativas de P&D+I e Tecnologia, definindo políticas, diretrizes, estratégias e planos de ação. Os beneficiários da atuação do Cepel transcendem o Sistema Eletrobras, incluindo os ministérios MME, MMA e MCTI, e entidades setoriais, como EPE, ONS, CCEE e Aneel, além de concessionárias e fabricantes de equipamentos.

Em 2012, desenvolveu sua principal ação em P&D+I para as Empresas Eletrobras, mediante sua Carteira de Projetos Institucionais com 92 projetos, sendo: Planejamento da Expansão Eletroenergética (5 projetos); Meio Ambiente (5); Hidrologia Estocástica, Recursos Hídricos e Eólicos (4); Planejamento da Operação Eletroenergética (5); Planejamento, Operação e Análise de Redes (7); Tecnologias de Supervisão e Controle, em Tempo Real (5); Análise de Perturbações (1); Tecnologias de Transmissão (10); Tecnologia de Materiais e Extensão de Vida Útil (8); Monitoramento e Diagnóstico de Sistemas e Equipamentos (11); Conservação e Uso Eficiente de Energia (14); Energias Renováveis e Geração Distribuída (6); Tecnologias para Distribuição, Medição, Combate a Perdas e Qualidade de Energia (6); Técnicas Computacionais de Processamento Paralelo? (4); Análise Técnico-Financeira de Empreendimentos e Tarifas (1).

Como fruto de estudos e investimentos em P&D+I, apresenta-se, ao lado, o quantitativo total de patentes depositadas no Instituto Nacional de Propriedade Industrial, INPI, pelas empresas Eletrobras nos últimos anos.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho



11.3. Desenvolvimento Organizacional

Em fevereiro de 2012, iniciou-se o projeto de construção da Arquitetura de Processos que evoluiu ao longo do ano com o desenho dos processos das empresas Eletrobras. Participaram deste trabalho as empresas Eletrobras Holding, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletrosul, Eletrobras Furnas, Eletrobras CGTEE, Eletrobras Eletronuclear, Eletrobras Distribuidoras, Eletrobras Cepel, Eletrobras Eletronorte e Itaipu Binacional, sendo representadas por especialistas de negócios e de processos em todas as etapas do projeto.

A Arquitetura de Processos encontra-se em fase final de refinamento e aprovação em Diretoria Executiva do documento denominado Caderno de Arquitetura de Processos das empresas Eletrobras que contempla: o desenho de todos os processos das empresas Eletrobras em seus três primeiros níveis de desdobramento, denominados: Macroprocessos, Processos de 1º Nível e Processos de 2º Nível, além dos relacionamentos internos e externos, dos objetivos e descrições, e do glossário sobre termos específicos.

12. Sustentabilidade Empresarial

A Eletrobras, na busca da sua afirmação como empresa sustentável, aderiu ao Pacto Global, criou Comitês de Sustentabilidade, na Holding e em cada uma de suas empresas, e publica Relatórios de Sustentabilidade segundo as diretrizes da Global Reporting Initiative (GRI) recomendadas pela ONU.

Seguindo a sua Política de Sustentabilidade, a Eletrobras divulga anualmente o seu Inventário de Emissões de Gases de Efeito Estufa e aderiu voluntariamente ao Índice de Carbono Eficiente – ICO2 da BM&FBOVESPA, desde o seu lançamento, em 2010. Este índice sinaliza para os mercados de capitais, nacional e internacional, que a Eletrobras está preocupada com as suas emissões de carbono e alinhada com as discussões sobre as mudanças climáticas globais.

A Eletrobras também participa do Carbon Disclosure Project – CDP desde a sua 4ª edição, o CDP 4, de 2006, cujos questionários são enviados, em nome de investidores, às maiores empresas do mundo.

12.1. Gestão Social

▪ Responsabilidade Social

Em 2012, a Eletrobras apoiou projetos sociais em diferentes linhas de atuação: educação, saúde, cultura, esporte e lazer, geração de emprego e renda, garantia dos direitos da criança e meio ambiente. Os projetos incentivados, mencionados nos quadros de indicadores sociais externos da Eletrobras Holding e das empresas Eletrobras a seguir, são

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

aqueles que recebem incentivo fiscal previsto em leis específicas como a Lei Rouanet (projetos culturais) e a Lei de Incentivo ao Esporte (projetos esportivos).

Indicadores Sociais Externos – Eletrobras Holding (R\$)			
Projetos Sociais	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Educação	1.144.381,05	924.045,51	24%
Saúde e Infraestrutura	-	-	-2.417.314,94
Geração de Renda e Trabalho	2.417.314,94	1.353.434,10	79%
Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente	350.650,67	466.391,65	-25%
Meio Ambiente	-	65.996,78	-100%
Esporte e Lazer	246.096,20	1.216.672,42	-80%
Subtotal – Projetos Sociais	4.158.442,86	4.026.540,46	3%
Projetos Esportivos	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Incentivados (Lei de Incentivo ao Esporte)	2.397.119,18	1.791.327,70	34%
Não Incentivados	27.186.049,29	29.943.894,76	-9%
Subtotal – Projetos Esportivos	29.583.168,47	31.735.222,46	-7%
Projetos Culturais e Institucionais	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Patrocínios Culturais Incentivados	23.006.202,19	12.889.632,69	78%
Patrocínios Institucionais não incentivados	34.068.006,27	8.686.090,61	292%
Subtotal – Projetos Culturais e Institucionais	57.074.208,46	21.575.723,30	165%
Doações Filantrópicas	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Recursos Financeiros	-	500.000,00	-100%
Subtotal – Doações Filantrópicas	-	500.000,00	-100%
Total de Investimentos	90.815.819,79	57.837.486,22	57%

Como principais projetos de Geração de Renda e Emprego, destacam-se os Centros Comunitários de Produção (CCP). Os CCPs são pequenos empreendimentos apoiados pela Eletrobras que objetivam demonstrar e incentivar o uso produtivo da energia elétrica no meio rural a partir da sua utilização em processos de beneficiamento, que agregam valor à produção agropecuária de uma comunidade. Nestas unidades implementadas em parcerias lideradas pela Eletrobras, a energia passa ser um insumo de produção e desempenha o seu papel de vetor de desenvolvimento do interior brasileiro. Como resultado da iniciativa comunitária, verifica-se o crescimento econômico do grupo envolvido, o fortalecimento das relações sociais entre os participantes do projeto.

São destaques a continuidade de ações vinculadas à 4ª edição do Programa Pró-Equidade de Gênero e Raça da Secretaria de Políticas para as Mulheres, assim como ações desenvolvidas internamente no âmbito da coleta seletiva solidária, e aos Princípios de Empoderamento das Mulheres, aos quais a empresa também aderiu.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Indicadores Sociais Externos – Empresas Eletrobras (R\$)			
Projetos Sociais	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Educação	11.088.975,86	12.789.051,14	-13%
Saúde e Infraestrutura	38.588.489,51	35.106.759,65	10%
Geração de Renda e Trabalho	8.784.217,35	7.568.854,34	16%
Garantia dos Direitos da Criança e do Adolescente	650.650,67	1.932.476,65	-66%
Meio Ambiente	2.991.348,43	2.576.373,91	16%
Esporte e Lazer	3.248.563,82	4.084.747,56	-20%
Subtotal – Projetos Sociais	65.352.245,64	64.058.263,25	2%
Projetos Esportivos	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Incentivados (Lei de Incentivo ao Esporte)	2.933.119,18	1.791	52%
Não Incentivados	28.837.964,56	29.944	-9%
Subtotal – Projetos Esportivos	31.771.083,74	33.455.946,46	-5%
Projetos Culturais e Institucionais	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Patrocínios Culturais Incentivados	38.838.980,19	26.381.062,27	47%
Patrocínios Institucionais não incentivados	51.273.871,95	23.997.842,84	114%
Subtotal – Projetos Culturais e Institucionais	90.112.852,14	50.738.905,11	79%
Doações Filantrópicas	2012	2011	Variação 2012x2011 (%)
Recursos Financeiros	6.180.392,70	3.003.630,00	106%
Subtotal – Doações Filantrópicas	199.596.966,92	153.900.374,82	30%
Total de Investimentos	193.416.574,22	150.896.744,82	28%

▪ Ouvidoria

Com a entrada em vigor da Lei de Acesso à Informação, Lei 12.527, as Ouvidorias de todas as empresas Eletrobras implantaram e operacionalizaram o Serviço de Informação ao Cidadão – SIC. Em 2012, foram recebidas nesse serviço 369 solicitações de informações em todas as empresas, das quais 349 foram respondidas e 29 estão em tramitação.

▪ Política Integrada de Gestão de Pessoas das empresas Eletrobras

A política de gestão de pessoas das empresas Eletrobras, criada em 2010, possui 16 diretrizes, que norteiam as ações e procedimentos de recursos humanos. Podemos destacar em 2012 as seguintes ações: Carreira, desempenho e meritocracia.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Empresas Eletrobras	Total
<i>Holding</i>	1.269*
Cepel	483
CGTEE	721
Chesf	5.589
Eletronorte	3.435
Eletronuclear	2.564
Eletrosul	1.546
Furnas	4.567
Itaipu Binacional (Brasil + Paraguai)	3.458
ED Acre	333
ED Alagoas	1.317
Amazonas Energia	2.279
ED Piauí	1.454
ED Rondônia	848
ED Roraima	288
Total	30.151

*O quantitativo de empregados, em 2012 na Eletrobras Holding, inclui 87 empregados reintegrados (Lei 8.878/94).

▪ Treinamento e Desenvolvimento

A educação corporativa das empresas Eletrobras é composta pela Universidade das empresas Eletrobras (Unise) e quinze Unidades de educação corporativa, que correspondem a cada uma das empresas, inclusive a holding com a Eletropar. Em 2012, dando continuidade ao desenvolvimento das competências críticas estratégicas para as empresas Eletrobras, a Unise desenvolveu 33 ações educacionais, envolvendo 3.740 participações.

Em 2012, a Unise com o uso da educação mediada por tecnologia, vem conseguindo ampliar a participação no âmbito do Sistema, com redução no investimento, sem perder a qualidade no desenvolvimento das competências críticas, onde todas as ações convergem para o propósito maior de adicionar valor à empresa que visa ser líder global no mercado de energia limpa.

▪ Relações Trabalhistas e Sindicais

A representação do movimento sindical nas Empresas do Sistema Eletrobras conta com um total de 73 sindicatos, sendo que na mesa de negociação coletiva nacional esses sindicatos são representados por cinco Federações e sete sindicatos. A Federação Nacional dos Urbanitários – FNU, filiada a Central Única dos Trabalhadores/CUT representa 86% dos empregados das Empresas Eletrobras o restante dos 14% são representados pelos sindicatos filiados a Força Sindical. O Acordo Coletivo de Trabalho abrange 100% dos empregados das Empresas Eletrobras, e é negociado/celebrado anualmente.

12.2. Gestão Ambiental

As atividades de gestão ambiental desenvolvidas pela Eletrobras compreendem suporte técnico e institucional às atividades-fim desenvolvidas pela empresa e estão alinhadas com os objetivos estratégicos e metas corporativas.

▪ Mudanças climáticas

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Em 2012, consoante com o Planejamento Estratégico da empresa, que elencou a intensificação da agenda associada ao tema mudanças climáticas como um dos principais desafios a serem enfrentados pela Eletrobras no período de 2010 a 2020, a Eletrobras publicou a sua Declaração de Compromisso da Eletrobras sobre Mudanças Climáticas, aprovada pela sua Diretoria Executiva (Resolução 506/2012 de 31.05.2012). A formalização de um compromisso de todas as empresas Eletrobras frente a este tema específico constitui um importante passo para que os objetivos corporativos estratégicos sejam atingidos. Além disso, é necessário divulgar à sociedade, aos investidores e demais stakeholders o nosso compromisso para a melhoria da qualidade de vida no país e no planeta, onde já se evidenciam os efeitos das Mudanças Climáticas.

Anualmente, desde 2009, a Eletrobras elabora e publica o seu Inventário de Gases de Efeito Estufa, seguindo a metodologia internacional (GHG Protocol e IPCC), buscando cobrir todos os escopos recomendados e aumentar o grau de confiabilidade das informações prestadas pelas 15 empresas que dele participam. No ano de 2011, as emissões diretas somaram cerca de 5 milhões de toneladas de Carbono equivalente, e as indiretas cerca de 3,6 milhões de t CO₂e.

Em 2012, esses valores foram 8,4 milhões de toneladas de carbono e 3,6 milhões de toneladas de carbono, respectivamente. Considerando que a quantidade de energia gerada em 2011 por todas as fontes de geração de energia elétrica utilizadas pelas empresas Eletrobras foi de 207.406.000 MWh, sendo quase 87% provenientes da hidroeletricidade, seu índice de emissão de GEE (também chamado de Intensidade de Carbono) se manteve estável, variando de 0,0469 tCO₂e/MWh para 0,0579 tCO₂e/MWh. Estes valores são considerados bastante baixos se comparados ao de outras corporações do mesmo setor e de porte equivalente no mundo. A energia gerada de cada empresa representa a geração por ativos próprios e a geração proporcional à participação das empresas Eletrobras em ativos que não são propriedade integral sua, incluindo as SPes.

▪ Biodiversidade

As empresas Eletrobras desenvolvem ações de recuperação e conservação da biodiversidade em concordância com os princípios e diretrizes da Política Ambiental da Eletrobras. Visando explorar racionalmente os recursos energéticos, mantendo o equilíbrio com o meio ambiente, os aspectos de engenharia e os aspectos socioambientais são considerados desde o planejamento até a operação dos empreendimentos, sempre atendendo aos princípios da sustentabilidade. Preconiza-se a manutenção de um processo sistemático e contínuo de melhoria nas práticas de gestão, pautado na conformidade com as políticas públicas, especialmente as relativas ao meio ambiente, recursos hídricos, energia e mudanças climáticas, assim como nos acordos internacionais dos quais o Brasil é signatário.

▪ Gerenciamento de resíduos sólidos

Resíduos Sólidos Gerados	Quantidade (t/ano)
Total de resíduos Classe IIA gerados nas atividades administrativas (classificados pela NBR10004/04)	38,3560
Total de resíduos Classe IIB gerados nas atividades administrativas	60,0000

Principais riscos ambientais nos segmentos de atuação da Eletrobras

Os principais riscos para o negócio da Eletrobras são os riscos físicos e os riscos regulatórios. Os primeiros são associados a eventos extremos – enchentes, secas, vendavais, alto nível cerâmico e outros – que notadamente vêm se intensificando nos últimos anos. A comunidade científica ainda discute se tal fenômeno é consequência do aumento do aquecimento global, mas há fortes indícios que o planeta enfrenta mudanças climáticas significativas, o que afeta os padrões conhecidos e estabelecidos como

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

parâmetros para os projetos de engenharia e para a capacidade de geração e transmissão de energia elétrica.

A previsão das vazões nas bacias onde são instaladas usinas hidrelétricas é determinante para o cálculo da energia a ser gerada e posteriormente transmitida pelo SIN. Mesmo com algumas usinas termelétricas, aí incluídas as centrais nucleares de Angra, a Eletrobras concentra seu negócio em geração hidrelétrica e na transmissão da energia gerada. Assim, a empresa está exposta aos riscos decorrentes das mudanças climáticas. No ano de 2013, pretende-se contratar um estudo específico para verificação dos cenários de vulnerabilidade climática que podem afetar a Eletrobras.

Quanto ao risco regulatório, nos últimos anos, no que concerne ao licenciamento ambiental dos projetos sob sua responsabilidade direta (Belo Monte e Tapajós), a Eletrobras vem trabalhando em consonância com as normas do IBAMA, tendo ao longo da última década estabelecido um relacionamento de respeito e confiança com aquela instituição. Assim, mesmo para novos empreendimentos, não se prevê problemas nesta esfera de atuação.

13. Prêmios e Reconhecimentos

Entre as conquistas da Eletrobras em 2012 destaca-se o reconhecimento pelos seus públicos de relacionamento, o que se traduziu em diversos prêmios ao longo do ano. Pela sexta vez consecutiva, a Eletrobras integrou o Índice de Sustentabilidade Empresarial da Bolsa de Valores de São Paulo (ISE) e, pelo quarto ano, foi considerada a empresa de maior prestígio no Brasil, no setor de energia, pelo anuário “Época Negócios 100”.

Prestígio este que chegou ao exterior. A organização norte-americana Alliance to Save Energy concedeu à Eletrobras o Stars of Energy Efficiency Awards, na categoria internacional. Na Argentina, o trabalho “Eficiência Energética em Sistemas Fotovoltaicos para Eletrificação Rural e Isolada” foi premiado no II Congresso Latinoamericano de Distribución Eléctrica.

As empresas de distribuição foram destaque no Prêmio Sesi de Qualidade no Trabalho. A Eletrobras Distribuição Roraima conquistou o primeiro lugar em “Educação e Desenvolvimento” e garantiu o segundo lugar em “Desenvolvimento Socioambiental”, modalidade que também homenageou a Distribuição Acre. Já a Eletrobras Distribuição Alagoas foi a vencedora da categoria “Grande Empresa”.

A gestão de pessoas esteve em alta no Prêmio Ser Humano 2012, promovido pela Associação Brasileira de Recursos Humanos. A Eletrobras figurou entre as cinco finalistas, na categoria “Setor Público”, com o estudo de caso “Implantação de Políticas e Práticas Unificadas de Carreira e Remuneração”.

A Eletrobras Eletrosul ganhou o Prêmio Brasil de Ação Ambiental, na categoria “Eficiência Energética”, pelo Projeto Alto Uruguai. A iniciativa, realizada na Região Sul, trata da destinação adequada aos dejetos suínos, reduzindo o impacto ambiental e aproveitando a biomassa para geração alternativa de energia.

As boas práticas em desenvolvimento sustentável também colocaram a Eletrobras entre os finalistas do prêmio Green Project Awards Brasil, pelo trabalho nos Centros Comunitários de Produção (CCP).

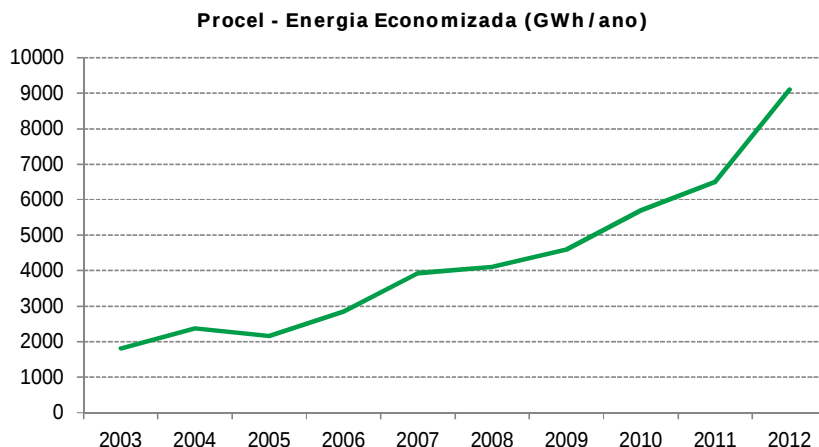
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

14. Gestão de Fundos e Programas Setoriais de Governo

14.1. Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

O Programa Nacional de Conservação de Energia (Procel) é o programa do governo federal, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia, destinado a promover o uso eficiente da energia elétrica no país e combater seu desperdício. A Eletrobras, na função de Secretaria Executiva do Procel, é responsável pelo planejamento e execução das ações do programa, fornecendo suporte técnico e financeiro.

Em 2012, com investimentos de cerca de R\$ 28,4 milhões em projetos e custeio com infraestrutura e pessoal, excluídos os recursos da Reserva Global de Reversão (RGR), já mencionados no subprograma Procel Reluz, o Procel contribuiu para uma economia de energia elétrica estimada em 9,1 mil GWh. Esse resultado é equivalente ao consumo anual de aproximadamente 4,8 milhões de residências, representando um investimento postergado no setor elétrico de mais de R\$ 928 milhões, com base no custo marginal de expansão (CME).



▪ Programa Nacional de Iluminação Pública Eficiente (Reluz)

O Programa PROCEL RELUZ de abrangência nacional, consiste, basicamente, na implementação de projetos de eficiência energética nos sistemas de iluminação pública e sinalização semafórica através da substituição de lâmpadas incandescentes, mistas e a vapor de mercúrio por lâmpadas a vapor de sódio a alta pressão e vapor metálica, mais eficientes. No caso da sinalização semafórica, substitui-se as lâmpadas incandescentes por sistemas que utilizam diodos emissores de luz (LEDs), com maior vida útil e consumo de energia até 90% menor.

O Programa beneficiou 96 municípios em 2012, tornando eficientes 122.608 pontos o que resultou em uma economia de energia de 154 mil MWh/ano e uma redução na demanda de 35,2 mil kW. Os investimentos no ano totalizaram R\$ 58 milhões, cabendo à Eletrobras o financiamento de R\$ 43,6 milhões.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

14.2. Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica (Luz para Todos)

No ano de 2012, foram realizadas 120.131 novas ligações no âmbito do Programa, acumulando um montante de 3.022.529 ligações efetuadas desde 2004, o que corresponde a mais de 14,7 milhões de pessoas beneficiadas no meio rural brasileiro. Com relação às metas assumidas para o final de 2012, foram realizados 97% da meta global de 3.121.477 ligações, computados os compromissos dos executores com a Eletrobras e com os governos estaduais.

Em 2012, foi liberado R\$ 0,85 bilhão, sendo R\$ 0,65 bilhão originado de recursos da CDE e R\$ 0,20 bilhão da RGR. Desde 2004, já foi liberado um montante de R\$ 12,03 bilhões (recursos da CDE e RGR), de um total contratado de R\$ 14,32 bilhões, ou seja, 84% do total de recursos contratados.

14.3. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)

Até 31 de dezembro de 2012, um total de 120 novos empreendimentos, divididos em 60 PCH (1.159,24 MW), 41 eólicas (963,99 MW) e 19 térmicas a biomassa (533,34 MW) foi adicionado à matriz elétrica brasileira, pelo PROINFA, totalizando 2.656,57 MW.

Fontes	Resultados da Contratação		Total de empreendimentos em operação até 31/12/2012	
	Empreendimentos*	Potência (MW)	Empreendimentos	Potência (MW)
PCH	63	1.191,24	60	1.159,24
Eólica	54	1.422,92	41	963,99
Biomassa	27	685,24	19	533,34
Total	144	3.299,40	120	2.656,57

* Do total de 24 empreendimentos restantes para entrar em operação comercial no âmbito do PROINFA, 12 usinas encontram-se com processos administrativos de rescisão concluídos ou em andamento, 02 têm data prevista de início de operação comercial após 30/12/2011 e 10 empreendimentos encontram-se em avaliação.

14.4. Reserva Global de Reversão (RGR)

Na condição de gestora dos recursos oriundos da RGR, conforme legislação em vigor, a Eletrobras aplicou, no exercício financeiro de 2012, o montante de R\$ 958 milhões, dos quais R\$ 885 milhões referentes a financiamentos. A

14.5. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Em 2012 foi liberado, a título de subvenção, R\$ 2.563 milhões, sendo R\$ 1.911 milhão para Baixa Renda, atendendo a diversas concessionárias de distribuição de energia elétrica e R\$ 652 milhões para o Programa Luz para Todos. Abaixo demonstramos a movimentação financeira da CDE em 2012.

14.6. Conta de Consumo de Combustível (CCC)

No decorrer de 2012, foram arrecadados, por meio das quotas mensais das empresas distribuidoras, transmissoras e permissionárias, R\$ 4.837 milhões, que, com o acréscimo de cerca de R\$ 391 milhões, provenientes de multas, parcelamentos, aplicações e outros, permitiram repasses da ordem de R\$ 5.447 milhões, sendo R\$ 159 milhões para as sub-rogações e o restante para cobertura dos demais custos de geração de energia elétrica.

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

15. Auditores Independentes

Empresas Eletrobras	Auditor Independente
Holding	PricewaterhouseCoopers
CGTEE	PricewaterhouseCoopers
Chesf	PricewaterhouseCoopers
Eletronorte	PricewaterhouseCoopers
Eletronuclear	PricewaterhouseCoopers
Eletropar	PricewaterhouseCoopers
Eletrosul	PricewaterhouseCoopers
Furnas	PricewaterhouseCoopers
ED Acre	PricewaterhouseCoopers
ED Alagoas	PricewaterhouseCoopers
Amazonas Energia	PricewaterhouseCoopers
ED Piauí	PricewaterhouseCoopers
ED Rondônia	PricewaterhouseCoopers
ED Roraima	PricewaterhouseCoopers
Itaipu Binacional	UHY Moreira Auditores
Memória da Eletricidade	Auditasse S/S

Em cumprimento à Instrução CVM n° 381, de 14/01/03, informamos que no último exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, os auditores independentes da Companhia exerceram tão somente os serviços contratados de auditoria contábil externa e não receberam quaisquer outros valores a título de prestação de outros serviços.

Remuneração (Honorários e Serviços) Relacionada à Auditoria		
Auditor Independente	2012	2011
PricewaterhouseCoopers	9.356,3	8.968,5
UHY Moreira Auditores (US\$ mil)	146,7	146,7
Auditasse S/S	8,9	8,3

Notas Explicativas

CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A.

Eletrobras

(COMPANHIA ABERTA)
CNPJ 00.001.180/0001-26

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
DOS EXERCÍCIOS FINDOS EM
31 de dezembro de 2012 e de 2011
(CONTROLADORA E CONSOLIDADO)
(Em milhares de Reais)

NOTA 1 - INFORMAÇÕES GERAIS

As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras ou Companhia) é uma companhia de capital aberto, com sede em Brasília - DF - Setor Comercial Norte, Quadra 4, Bloco B, 100, sala 203 - Asa Norte, registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM e na Securities and Exchange Commission – SEC, com ações negociadas nas bolsas de valores de São Paulo (BOVESPA) – Brasil, Madri (LATIBEX) – Espanha e Nova York (NYSE) – Estados Unidos da América. A Companhia é uma sociedade de economia mista controlada pela União Federal. Tem como objeto social realizar estudos, projetos, construção e operação de usinas geradoras, de linhas de transmissão e distribuição de energia elétrica, bem como a celebração de atos de comércio decorrentes dessas atividades. Tem como objeto, também, conceder financiamentos, prestar garantias, no País e no exterior, a empresas do serviço público de energia elétrica e que estejam sob seu controle acionário e em favor de entidades técnico-científicas de pesquisa; promover e apoiar a pesquisa de interesse do setor de energia elétrica, em especial ligadas às atividades de geração, transmissão e distribuição, bem como realizar estudos de aproveitamento de bacias hidrográficas para fins múltiplos; contribuir na formação do pessoal técnico necessário ao setor elétrico brasileiro, bem como na preparação de operários qualificados, mediante cursos especializados, podendo, também, conceder auxílio aos estabelecimentos de ensino do País ou bolsas de estudo no exterior e firmar convênios com entidades que colaborem na formação de pessoal técnico especializado; colaborar, técnica e administrativamente, com as empresas das quais participa acionariamente e com o Ministério de Minas e Energia.

A Companhia exerce a função de holding, gerindo investimentos em participações societárias, detendo o controle acionário direto em seis empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, abaixo relacionadas:

- Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS;
- Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE;
- Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - CHESF;
- ELETROSUL Centrais Elétricas S.A.;
- Eletrobras Termonuclear S.A. – ELETRONUCLEAR; e
- Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE.



Notas Explicativas

Além do controle de empresas de geração e/ou transmissão de energia elétrica, acima listadas, a Companhia detém o controle acionário direto de cinco empresas distribuidoras de energia elétrica:

- Boa Vista Energia;
- Companhia de Eletricidade do Acre – Eletroacre;
- Centrais Elétricas de Rondônia – Ceron;
- Companhia Energética de Alagoas – Ceal; e
- Companhia Energética do Piauí – Cepisa

A Companhia ainda detém o controle acionário da Amazonas Energia – AmE, não desverticalizada, atuando em Geração e Distribuição e da Eletrobras Participações S.A – Eletropar. Detém participação acionária da Itaipu Binacional – Itaipu (em regime de controle conjunto nos termos do Tratado Internacional firmado entre os Governos do Brasil e do Paraguai), da Inambari Geração de Energia S.A. e da Centrales Hydroelectricas de Centroamerica S.A.- CHC.

A Companhia é controladora ou participa de forma minoritária em diversas outras sociedades nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica de forma direta ou por meio de suas controladas. (Nota 15)

A Companhia é autorizada, diretamente ou por meio de suas subsidiárias ou controladas, a associar-se, com ou sem aporte de recursos, para constituição de consórcios empresariais ou participação em sociedades, com ou sem poder de controle, no exterior, que se destinem direta ou indiretamente à exploração da produção ou transmissão ou distribuição de energia elétrica.

A Companhia é responsável, também, pela gestão de recursos setoriais, representados pela Reserva Global de Reversão - RGR, Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Utilização de Bem Público - UBP e Conta de Consumo de Combustível – CCC. Estes fundos financiam programas do Governo Federal de universalização de acesso à energia elétrica, de eficiência na iluminação pública, de incentivos às fontes alternativas de energia elétrica, de conservação de energia elétrica e a aquisição de combustíveis fósseis utilizados nos sistemas isolados de geração de energia elétrica, cujas movimentações financeiras não afetam o resultado da Companhia (exceto pela taxa de administração em determinados Fundos).

A Companhia atua, também, como agente de comercialização de energia elétrica da Itaipu Binacional e dos agentes participantes do Proinfa.

A emissão dessas demonstrações financeiras consolidadas foi autorizada pelo Conselho de Administração, em 27 de março de 2013.

Notas Explicativas

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Companhia, por intermédio de empresas controladas, detém diversas concessões de serviço público de energia elétrica, cujo detalhamento, capacidade instalada e prazos de vencimento estão listados a seguir:

I - Geração de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Capacidade Instalada (MW) não auditado	Ano de Vencimento não auditado
UHE Paulo Afonso II	BA	443	2042
UHE Paulo Afonso III	BA	794	2042
UHE Paulo Afonso IV	BA	2.462	2042
UHE Apolônio Sales	BA	400	2042
UHE Luiz Gonzaga	BA	1.480	2042
UHE Xingó	AL / SE	3.162	2042
UHE Sobradinho	BA / PE	1.050	2022
UHE Belo Monte	PA	11.233	2045
UHE Tucuruí	PA	8.535	2024
UHE Mauá	PR	363	2042
UHE Jirau	RO	3.750	2043
UTE Presidente Médici – Candiota I e II	RS	446	2015
UTE Candiota III	RS	350	2041
UTE Mauá	AM	738	Indeterminado
UTE Santa Cruz	RJ	932	2042
UHE Furnas	MG	1.216	2042
UHE Luiz Carlos Barreto de Carvalho	SP / MG	1.050	2042
UHE Marimbondo	SP / MG	1.440	2042
UHE Mascarenhas de Moraes	MG	476	2023
UHE Itumbiara	MG / GO	2.082	2020
UHE Corumbá I	GO	375	2042
UHE Serra da Mesa	GO	1.275	2038
UHE Peixe Angical	TO	452	2036
UHE Foz do Chapecó	RS	855	2036
UTN Angra I	RJ	640	Indeterminado
UTN Angra II	RJ	1.350	Indeterminado
UTN Angra III	RJ	1.405	Indeterminado
UHE Santo Antônio	RO	3.150	2043
Outras	Diversas	15.633	-

Notas Explicativas

A geração de energia elétrica considera as seguintes premissas:

- a) existência de períodos, tanto ao longo do dia, como no horizonte anual, em que ocorre maior ou menor demanda de energia no sistema para o qual a usina, ou sistema de geração, estão dimensionados;
- b) existência, também, de períodos em que máquinas são retiradas da operação para a execução de manutenção, seja preventiva ou corretiva; e
- c) disponibilidade hídrica do rio onde está localizada.

A produção de energia elétrica das usinas é função do Planejamento e Programação da Operação Eletroenergética, com horizontes e detalhamentos que vão desde o nível anual até os diários e horários, elaborados, atualmente, pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define os montantes e a origem da geração necessária para o atendimento à demanda do País de forma otimizada, baseado na disponibilidade hídrica nas bacias hidrográficas e de máquinas em operação, bem como o custo da geração e a viabilidade de transmissão dessa energia através do sistema interligado de transmissão de energia elétrica.

II - Transmissão de Energia Elétrica

Concessões/Permissões	Localização	Extensão	Ano de
		(km)	vencimento
		Não auditado	Não auditado
LT 230 kV – SE Ribeiro Gonçalves / SE Balsas	MA/TO/PI	95	2039
LT Coxipó-Cuiabá-Rondonópolis (MT), 230 Kv	MT	193	2034
LT Colinas, Miracema, Gurupi, Peixe Nova da Serra 2 (TO/GO) em 500 kV	TO/GO	695	2036
LT Jauru-Juba-C2 (MT) e Maggi - Nova Mutum (MT), 230 kV, 30/138 kV	MT	402	2008
LT Oriximiná - Itacoatiara -Cariri (PA/AM), em 500kV	PA/AM	559	2038
LT Coletora Porto Velho (RO) - Araraquara (SP), 600kv	RO/SP	2.375	2039
LT Porto Velho - Samuel Ariqueles - Ji-Paraná -Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com , 230 kV	RO/MT	987	2039
LT Porto Velho - Abunã (RO) - Rio Branco (AC), 230 kV	RO/AC	490	2043
LT Jaurú - Cuiabá (MT), e SE Jaurú, com 500 kV	MT/SE	348	2039
LT 525 kV Campos Novos/Biguaçu/Blumenau	SC	359	2035
LT 525 kV Itá/Nova Santa Rita	SC, RS	315	2042
LT 525 kV Caxias/Itá	RS, SC	256	2042
LT 525 kV Areia/Curitiba I	PR	235	2042
LT 525 kV Areia/Bateias	PR	220	2042
LT 525 kV Campos Novos/Caxias	SC, RS	203	2042
LT 525 kV Itá/Salto Santiago	SC, PR	187	2042
LT 525 kV Areia/Campos Novos	PR, SC	176	2042
LT 525 kV Areia/Ivaiporã	PR	173	2042
LT 525 kV Ivaiporã/Salto Santiago	PR	167	2042
LT 525 kV Blumenau/Curitiba	SC, PR	136	2042
LT 525 kV Ivaiporã/Londrina	PR	122	2042
Outras LT de 525 kV	-	395	2042



Notas Explicativas

Concessões/Permissões	Localização	Extensão (km)	Ano de vencimento
		Não auditado	Não auditado
LT 230 kV Presidente Médice/Santa Cruz 1	RS	237	2038
LT 230 kV Dourados/Guaíra	MS, PR	227	2042
LT 230 kV Monte Claro/Passo Fundo	RS	212	2042
LT 230 kV Anastácio/Dourados	MS	211	2042
LT 230 kV Passo Fundo/Nova Prata 2	RS	199	2042
LT 230 kV Areia/Ponta Grossa	PR	182	2042
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 2	PR	181	2042
LT 230 kV Campo Mourão/Salto Osório 1	PR	181	2042
LT 230 kV Salto Osório/Xanxerê	PR, SC	162	2042
LT 230 kV Areia/Salto Osório 1	PR	161	2042
LT 230 kV Areia/Salto Osório 2	PR	160	2042
LT 230 kV Londrina/Assis 1	PR, SP	157	2042
LT 230 kV Blumenau/Palhoça	SC	134	2042
LT 230 kV Biguaçu/Blumenau 2	SC	130	2042
LT 230 kV Areia/São Mateus do Sul	PR	129	2042
LT 230 kV Cascavel/Guaíra	PR	126	2042
LT 230 kV Lageado Grande/Siderópolis	RS, SC	122	2042
LT 230 kV Jorge Lacerda "B"/Palhoça	SC	121	2042
LT 230 kV Curitiba/São Mateus do Sul	PR	117	2042
LT 230 kV Blumenau/Jorge Lacerda "B"	SC	116	2042
LT 230 kV Campo Mourão/Apucarana	PR	115	2042
LT 230 kV Assis/Londrina	SP, PR	114	2042
LT 230 kV Atlântida 2/Gravataí 3	RS	102	2042
Outras LT de 230 kV	-	1.556	2042
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 1	SP, MS	219	2042
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 3	SP, MS	219	2042
LT 138 kV Jupiá/Mimoso 4	SP, MS	219	2042
LT 138 kV Jorge Lacerda "A"/Palhoça 1	SC	109	2042
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 1	MS	108	2042
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 3	MS	108	2042
LT 138 kV Campo Grande/Mimoso 4	MS	108	2042
LT 138 kV Dourados das Nações/Ivinhema	MS	95	2042
Outras LT de 138 kV	-	657	2042
LT 132 kV Conversora de frequência de Uruguaiana/Paso de Los Libres	RS	13	2042
LT 69 kV Salto Osório/Salto Santiago	PR	56	2042
LT 345 kV Furnas – Pimenta II	MG	66	2042
LT 500 kV Rio Verde Norte – Trindade ; ; LT 500/230 kV – 1200 MVA Subestação Trindade	GO	193	2040
LT 230 kV Trindade – Xavantes	GO	37	2040
LT 230 kV Trindade – Carajás	GO	29	2040
LT Coletora Porto Velho – Araraquara 2; LT 500/±600 kV – 3.150 MW, Subestação Estação retificadora 2 CA/CC e LT ±600/500 kV – 2.950 MW, Subestação Estação Inversora 02 CC/CA	RO	2.375	2039



Notas Explicativas

Concessões/Permissões	Localização	Extensão	Ano de
		(km)	vencimento
		Não auditado	Não auditado
LT 500 kV Mesquita – Viana 2 ; LT 500/345kV 900 MVA – Viana 2	MG / ES	248	2040
LT 345 kV Viana 2 – Viana	MG / ES	10	2040
LT 230 kV Serra da Mesa - Niquelândia; LT 230 kV, Subestação Serra da Mesa	TO	105	2015
LT 230 kV Niquelândia – Barro Alto; LT 230 kV, Subestação Niquelândia e LT 230 kV, Subestação Barro Alto	TO	87	2015
LT 230 kV CS Barra dos Coqueiros – Quirinópolis	MS , GO , MT	52	2039
LT 230 kV CD Chapadão – Jataí Taquari	MS , GO , MT	128	2025
LT 230 kV CS Palmeiras – Edéia	MS , GO , MT	60	2025
LT 345 kV Montes Claros – Irapé	MG	138	2034
LT 345 kV Itutinga – Juiz de Fora	MG	140	2034
LT 230 kV Milagres/Tauá (CE); LT 230 kV Subestação Tauá (CE)	CE	208	2035
LT 230 kV Milagres/Coremas (CE/PB)	CE/PB	120	2035
LT 230 kV Paraíso/Açu II (RN)	RN	133	2037
LT 230 kV Funi/Itapebi (BA)	BA	198	2042
LT 230 kV Ibicoara/Brumado (BA); LT 500/230 kV Subestação Ibicoara (PE)	BA/PE	95	2037
LT 230 kV Eunápolis/Teixeira de Freitas II (BA); LT 230/138 kV Subestação Teixeira de Freitas II (BA)	BA	144	2038
LT 230 kV Picos/Tauá (PI/CE)	PI/CE	183	2037
LT 230 kV Jardim/Penedo (SE/AL)	SE/AL	110	2038
LT 500/230 kV Subestações Suape II(PE); LT 230/69 kV Suape III (PE)	PE	4	2039
LT 230 kV Pau Ferro/Santa Rita II (PE/PB)	PE/PB	97	2039
LT 230 kV Paulo Afonso III/Zebu (AL); LT 230/69 kV Subestações Santa Rita II; LT 230/69 kV Zebu (AL); LT 230/69 kV Natal III (RN)	AL/PB/RN	5	2039
LT 500/230 kV Subestação Camaçari IV	BA	81	2040
LT 230/69 kV Subestação Arapiraca III; LT 230kV Circuito duplo rio LargoII/Penedo	AL	45	2040
LT 230 kV Paraíso/Açu (RN), circuito 3	RN	123	2040
LT 230 kV Açu/Mossoró II (RN), circuito 2	RN	69	2040
LT 230 kV João Câmara / Extremoz II; LT 230 kV Subestação João Câmara (RN); LT 230 kV Subestação Extremoz II (RN)	RN	82	2040
LT 230 kV Igaporã/Bom Jesus da Lapa II (BA); LT 230 kV Subestação Igaporã (BA)	BA	115	2040
LT 230 kV Sobral III/Acaraú II (CE); LT 230 kV Subestação Acaraú (CE)	CE	97	2040
83 subestações de transmissão; 15 subestações elevadoras		18.260	2015
LT 500 kV Teresina(PI)/Sobral/Fortaleza(CE)	PI/CE	545	2042
LT 500 kV Colinas/Miracema/ Urupi/ Peixe 2/Serra da Mesa (TO/GO)	TO/GO	695	2036
LT 500 kV Oriximiná/Itacoatiara CD		375	2038
LT 500 kV Itacoatiara/Cariri (PA/AM); LT 500/138 kV subestações Itacoatiara e LT 500/230 kV Cariri	PA/AM	212	2038

Notas Explicativas**Concessões/Permissões****Localização****Extensão
(km)****Ano de
vencimento**

LT +/- 600 kV Coletora Porto Velho (RO)/ Araraquara 2 (SP), 01 em CC; LT 500 kV/+/- 600kV – 3.150 MW Estação Retificadora 02 CA/CC; LT , +/- 600 kV/500kV – 2.950 MW Estação Inversora 02 CC/CA.

RO/SP

2.375

2039

LT 230 kV São Luiz II/ São Luiz III (MA); SE Pecém II 500/230 kV e SE Aquiraz 230/69 kV (CE)

MA/ CE

156

2040

SE - Campos Novos

SC

2.466

2042

SE – Caxias

RS

2.016

2042

SE – Gravataí

RS

2.016

2042

SE - Nova Santa Rita

RS

2.016

2042

SE – Blumenau

SC

1.962

2042

SE – Curitiba

PR

1.344

2042

SE – Londrina

PR

1.344

2042

SE - Santo Ângelo

RS

1.344

2042

SE – Biguaçu

SC

300

2042

SE – Biguaçu

SC

672

2042

SE – Joinville

SC

691

2042

SE – Areia

PR

672

2042

SE – Itajaí

SC

525

2042

SE – Xanxerê

SC

600

2042

SE - Jorge Lacerda "A"

SC

400

2042

SE – Palhoça

SC

384

2042

SE – Siderópolis

SC

364

2042

SE - Assis

SP

336

2042

SE - Joinville Norte

SC

300

2042

SE - Atlântida 2

RS

249

2042

SE - Canoinhas

SC

375

2042

SE – Dourados

MS

300

2042

SE - Caxias 5

RS

215

2042

SE - Passo Fundo

RS

168

2042

SE - Tapera 2

RS

166

2042

SE - Gravataí 3

RS

165

2042

SE – Desterro

SC

150

2042

SE – Missões

RS

150

2039

SE – Anastácio

MS

150

2042

SE – Ilhota

SC

100

2042

Outras subestações

-

365

2042

Notas Explicativas

III - Distribuição de Energia Elétrica

Concessões/ Permissões	Região Geográfica	Municípios	Vencimento
		atendidos	da Concessão
		Não auditado	Não auditado
Cia. de Eletricidade do Acre - Eletroacre	Estado do Acre	22	2015
Centrais Elétricas de Rondônia - Ceron	Estado de Rondônia	52	2015
Companhia Energética de Alagoas - Ceal	Estado de Alagoas	102	2015
Companhia Energética do Piauí - Cepisa	Estado do Piauí	224	2015
Amazonas Energia	Estado do Amazonas	62	2015
Boa Vista Energia	Estado de Roraima	1	2015

Vide comentários sobre os efeitos da Lei 12.783/2013 nas concessões detidas pelas controladas da Companhia na nota 2.1.

2.1. Prorrogação das concessões de serviço público de energia elétrica

A Eletrobras, por meio das suas empresas controladas, possui 42,3 GW de capacidade instalada, 61,7 mil km de linhas de transmissão e seis distribuidoras de energia que atendem cerca de 3,7 milhões de consumidores, sendo 4 (quatro) com atuação em sistemas isolados na região Norte do Brasil

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, regulamentada pelo Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012, que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. As medidas adotadas pelo Governo Federal visam, também, beneficiar os consumidores de energia elétrica através de redução de três componentes tarifárias: custo de geração, custo de transmissão e encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013.

Por meio da aludida Lei, as concessões de energia elétrica, tratadas nos artigos 17, §5º, 19 e 22 da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, cujos prazos de vencimento ocorreriam a partir de 2015, foram prorrogadas por mais 30 anos, conforme condições estabelecidas na referida Lei e nos respectivos aditivos aos Contratos de Concessão.

Assim, a Lei nº 12.783/2013, ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica, alcançadas pelos artigos listados acima, impôs novas condições de prorrogação às concessionárias, permitindo a prorrogação por um prazo de 30 anos, com a antecipação do vencimento dessas concessões e assinatura de Termos Aditivos aos respectivos Contratos de Concessão com o Poder Concedente estabelecendo as novas condições.

A prorrogação pressupõe a aceitação expressa dos critérios de remuneração, alocação da energia e padrões de qualidade, constantes da Lei, estando ainda prevista à indenização dos ativos ainda não amortizados ou depreciados com base no valor novo de reposição – VNR.

Os principais marcos para a implementação do disposto na Medida Provisória nº 579/2012 (atual Lei nº 12.783/2013), são apresentados a seguir:



Notas Explicativas

12/09/2012	Publicação da Medida Provisória nº 579/2012.
17/09/2012	Edição do Decreto de regulamentação nº 7.805/2012.
15/10/2012	Prazo para manifestação de interesse de renovação de contratos de concessão pelas empresas.
01/11/2012	Aprovação das minutas dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
01/11/2012	Publicação das tarifas de geração e das receitas permitidas de transmissão.
29/11/2012	Editada a Medida Provisória 591/2012, que altera a Medida Provisória nº 579/2012.
04/12/2012	Prazo limite para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão.
11/12/2012	Aprovação dos valores da Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST).
19/12/2012	Resolução homologatória provisória das cotas de energia para as distribuidoras.
01/01/2013	Início de validade das novas receitas permitidas das transmissoras, TUST e tarifas das geradoras.
11/01/2013	A Medida Provisória nº 579/2012 é convertida na Lei nº 12.783/2013.
20/01/2013	Resolução homologatória definitiva das cotas de energia para as distribuidoras.
05/02/2013	Revisão tarifária extraordinária das distribuidoras para percepção das tarifas pelos consumidores.

Em 31 de outubro de 2012, o Ministério de Minas e Energia - MME publicou as Portarias que definiram:

- (i) as tarifas iniciais para as usinas hidrelétricas enquadradas no art. 1º da Medida Provisória (Portaria nº 578); e
- (ii) as receitas anuais permitidas das instalações integrantes das concessões de transmissão enquadradas no art. 6º da Medida Provisória (Portaria nº 579).

Adicionalmente, o MME e o Ministério da Fazenda emitiram, em 1º de novembro de 2012, a Portaria Interministerial nº 580, que fixou os valores das indenizações dos ativos de geração e transmissão afetados pela Medida Provisória, referenciados a preços de junho de 2012 e outubro de 2012, respectivamente. Sendo os valores de indenização dos ativos de geração ajustados em 29 de novembro de 2012, por meio da Portaria Interministerial nº 602.

A legislação prevê que as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica que não forem prorrogadas por meio da aceitação das condições apresentadas pelo Poder Concedente, materializada pela assinatura de Termo Aditivo aos atuais contratos de concessão, nos termos Lei nº 12.783/2013, serão licitadas quando do encerramento do atual prazo (2015 – 2017), na modalidade leilão ou concorrência, por até trinta anos.

Impactos no negócio de geração afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013

Recebimento de indenização dos ativos de geração não amortizado, pelos valores definidos nas Portarias nº 580 e nº 602 mencionadas anteriormente. O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo

Notas Explicativas

3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. A forma de pagamento solicitada pelas controladas da Companhia, conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580 supracitada, está descrita na Nota 45.

No Artigo 2º do Decreto nº 7.850, citado anteriormente, até 31 de dezembro de 2013, as concessionárias de geração deverão submeter à Aneel, na forma definida por aquela Agência, as informações complementares (posteriores ao Projeto Básico), necessários para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis efetuados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados (modernizações e melhorias). Posteriormente, os valores apurados serão objeto, a critério do Poder Concedente, de indenização ou reconhecimento na base tarifária, nesse caso, incorporados quando dos processos tarifários. Com relação à geração térmica, os valores de indenização ainda serão divulgados pelo órgão regulador.

Alteração do regime de preço para tarifa, com revisão tarifária periódica nos mesmos moldes já aplicados à atividade de transmissão até então. A tarifa será calculada com base nos custos de operação e manutenção, acrescidos da taxa de 10%. Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (modernizações e melhorias) ocorridos a partir de 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

Alocação das cotas de garantia física de energia e de potência das usinas hidrelétricas às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, a ser definida pela Aneel, que será destinada ao mercado regulado.

Redução ou eliminação dos seguintes encargos regulatórios: Reserva Global de Reversão – RGR, Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC.

Impactos no negócio de transmissão afetados diretamente pela Lei nº 12.783/2013

Recebimento de indenização dos ativos de transmissão adquiridos após 31 de maio de 2000 não amortizados (RBNI), pelos valores definidos na Portaria nº 580 mencionada anteriormente. O valor da indenização será reajustado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA (Artigo 3º da Portaria nº 580 supracitada) até a data do seu efetivo pagamento. A forma de pagamento solicitada pelas controladas da Companhia, conforme facultado pelo Artigo 4º da Portaria nº 580 supracitada, está descrita na Nota 45.

As concessionárias de transmissão deverão encaminhar à Aneel as informações relativas aos ativos adquiridos anteriormente a 31 de maio de 2000 (RBSE), ainda não depreciados ou amortizados, necessárias para o cálculo da indenização complementar, em prazo a ser definido pelo poder concedente, conforme § 8º do artigo 15 da Lei nº 12.783/2013, que quando homologada será paga em 30 anos, atualizada na forma de regulamento.

Notas Explicativas

A tarifa (nova Receita Anual Permitida – RAP) será calculada de forma a cobrir os custos de operação e manutenção acrescida de remuneração, inicialmente de 10%.

Adicionalmente, futuramente poderá ser incluída parcela de receita para remunerar ativos ainda não amortizados ou depreciados, desde que homologados pela Aneel.

Os novos investimentos (reforços e melhorias) ocorridos após 31 de dezembro de 2012, desde que aprovados formalmente, deverão ser contemplados em tarifas futuras, sendo seu critério de remuneração ainda não definido.

Eliminação da Reserva Global de Reversão – RGR e Conta de Consumo de Combustíveis – CCC e redução da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para 25% da taxa vigente.

Impactos no negócio de distribuição em geral

- Revisão Tarifária Extraordinária da Parcela A, com impactos a partir de 1º de fevereiro de 2013, para capturar a redução dos custos de geração e transmissão decorrente das concessões prorrogadas.

- Redução ou eliminação de encargos regulatórios (CDE, CCC e RGR).

- Eliminação dos impactos de variação cambial da compra de energia de Itaipu para os consumidores, considerando que o Tesouro Nacional irá assumir esse custo.

- Os componentes: compra de energia, encargos setoriais e custo de transporte de energia fazem parte da Parcela A – custos não gerenciáveis pela concessionária, na redefinição da tarifa que é feita a cada aniversário do contrato de concessão (anualmente). Portanto não são esperadas alterações nas margens dessas concessionárias.

- Possível impacto no custo de compra de energia em função da alocação das cotas de garantia física de energia e potência das usinas hidrelétricas para o mercado regulado (cativo-distribuidoras), considerando a necessidade até então de compra de energia no mercado livre para cobrir a demandas dos consumidores.

Conforme o artigo 27 da Lei 12.783/13 que altera o artigo 3º § 16 da Lei nº 12.111/2009: “§ 16 – a quantidade de energia a ser considerada para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos sistemas isolados será limitada ao nível eficiente de perdas, conforme regulação da ANEEL.” Para tanto, a Audiência Pública ANEEL nº AP-107/2012, que tem como objeto a obtenção de subsídios e informações adicionais para a definição do orçamento da Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis – CCC, para o ano de 2013, está com o seu período de contribuição, por intercâmbio documental, ainda não encerrado.

Incertezas no negócio distribuição afetados diretamente pela Lei nº 12.783/13

Em 15 de outubro de 2012, as distribuidoras cujas concessões vencerão em 2015, tiveram o direito de manifestar o interesse na prorrogação da concessão por um período adicional de 30 anos, o que fizeram no prazo estabelecido. Até o presente momento não foram regulamentados pelo Poder Concedente os critérios de

Notas Explicativas

prorrogação desses contratos e, portanto, não ocorreu a assinatura do contrato de concessão para as distribuidoras que manifestaram o interesse até 15 de outubro de 2012, o qual só ocorrerá quando do vencimento da atual concessão.

Não há garantias de que o Poder Concedente aprovará prorrogação de acordo com as novas condições, dependendo de diversos critérios que serão analisados pelo Poder Concedente. Há previsão de indenização dos ativos não amortizados ao final da concessão.

A Companhia tinha como prazo limite para avaliação e aceitação das condições de indenização e tarifas, a data estipulada pelo Poder Concedente para assinatura dos termos aditivos aos contratos de concessão de geração e transmissão, prevista para 4 de dezembro de 2012, tendo sido os aditivos contratuais assinados naquela data.

A prorrogação pressupõe a aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - remuneração por tarifa calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel para cada usina hidrelétrica;

II - alocação de cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional - SIN, a ser definida pela Aneel, conforme regulamento do poder concedente; e

III - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

As concessões de geração de energia termelétrica com vencimento até 2015 podem ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até vinte anos, não tendo sido, ainda, prorrogadas.

As concessões de transmissão de energia elétrica alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, podiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até trinta anos. A prorrogação pressupõe a aceitação expressa das seguintes condições pelas concessionárias:

I - receita fixada conforme critérios estabelecidos pela Aneel; e

II - submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela Aneel.

Dada à sua relevância, esta matéria foi encaminhada à deliberação da 160ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 03 de dezembro de 2012, a qual deliberou pela aprovação da prorrogação dos Contratos de Concessão nºs 062/2001 – ANEEL e 004/2004 - ANEEL (Eletrobras Furnas); nºs 058/2001 - ANEEL e 02/2012 - ANEEL (Eletrobras Eletronorte); nºs 061/2001 - ANEEL e 006/2004 - ANEEL (Eletrobras Chesf); e nº 057/2001 - ANEEL (Eletrobras Eletrosul), nos termos da Medida Provisória nº 579, de 11.09.2012, do Decreto nº 7.805, de 14.09.2012, das Portarias nºs 578/MME, de 31.10.2012, Portaria MME nº 579, de 31.10.2012 e Portaria Interministerial nº 580/MME/MF, de 01.11.2012.

Os efeitos oriundos destas alterações na Lei 12.783/2013 são como seguem:



Notas Explicativas

Efeitos no resultado de 2012

	Chesf	Eletronorte	Eletrosul	Furnas	Outros	Consolidado
Geração	(5.999.682)	(77.552)	-	(1.236.677)	(23.948)	(7.337.859)
Ganho (perda) com indenizações das concessões	(571.330)	(77.552)	-	(1.153.520)	-	(1.802.402)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(2.801.112)	-	-	-	(23.948)	(2.825.060)
Contratos onerosos	(1.508.042)	-	-	(83.158)	-	(1.591.200)
Parcela não recuperável de ativos - <i>impairment</i>	(1.119.198)	-	-	-	-	(1.119.198)
Transmissão	(2.245.560)	(608.586)	577.802	(830.359)	-	(3.106.703)
Ganho (perda) com indenizações das concessões	(2.119.910)	(608.586)	577.802	908.299	-	(1.242.395)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	-	-	-	(331.602)	-	(331.602)
Contratos onerosos	(84.139)	-	-	(1.407.056)	-	(1.491.195)
Parcela não recuperável de ativos - <i>impairment</i>	(41.511)	-	-	-	-	(41.511)
Distribuição	-	-	-	-	359.182	359.182
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	-	-	-	-	359.182	359.182
Total	(8.245.242)	(686.138)	577.802	(2.067.036)	335.234	(10.085.380)

Efeitos patrimoniais em 2012

Saldos em 31/12/2012 - antes dos efeitos da Lei 12.783/2013							
	Imobilizado	Intangível	Ativo financeiro	Contratos onerosos	Provisão / <i>Impairment</i>	Efeitos no resultado de 2012 da Lei 12.783/2013	Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei 12.783/2013
Geração							
Chesf	15.244.200	77.258	-	(711.375)	-	(5.999.682)	8.781.886
Eletronorte	10.355.757	47.569	-	(21.553)	(408.207)	(77.552)	9.897.107
Eletrosul	5.663.283	71.271	-	(959.000)	(198.645)	-	4.576.909
Furnas	18.276.844	1.024.012	-	-	(1.028.266)	(1.236.677)	17.058.754
Outras	1.729.606	1.819	-	-	(47.600)	(23.948)	1.659.877
Transmissão							
Chesf	-	-	8.040.558	-	-	(2.245.560)	5.826.744
Eletronorte	-	-	8.169.235	-	(28.168)	(608.586)	7.566.128
Eletrosul	-	159.577	4.169.939	-	(32.115)	577.802	4.914.918
Furnas	-	711	9.053.473	-	-	(830.359)	8.269.501
Distribuição							
Distribuidoras	1.410.976	837.779	4.236.765	(131.200)	-	359.182	6.713.502
Total	52.680.666	2.219.996	33.669.970	(1.823.128)	(1.743.001)	(10.085.380)	75.265.326

Saldos em 31/12/2012 - após dos efeitos da Lei 12.783/2013						
	Total dos ativos (passivos) após impactos da Lei 12.783/2013	Imobilizado	Intangível	Ativo financeiro	Indenização a receber	Contratos onerosos
Geração						
Chesf	8.781.886	5.086.435	77.258	487.822	5.349.788	(2.219.417)
Eletronorte	9.897.107	9.834.506	47.569	-	36.585	(21.553)
Eletrosul	4.576.909	5.464.638	71.271	-	-	(959.000)
Furnas	17.058.754	14.355.093	1.024.012	995.718	767.089	(83.158)
Outras	1.659.877	1.658.058	1.819	-	-	-
Transmissão						
Chesf	5.826.744	-	-	4.291.976	1.618.907	(84.139)
Eletronorte	7.566.128	-	-	5.850.213	1.715.915	-
Eletrosul	4.914.918	-	159.577	2.730.058	2.025.283	-
Furnas	8.269.501	-	711	6.752.143	2.923.705	(1.407.057)
Distribuição						
Distribuidoras	6.713.502	1.410.976	837.779	4.595.947	-	(131.200)
Total	75.265.326	37.809.706	2.219.996	25.703.877	14.437.272	(4.905.524)

Para fins de apresentação os ativos administrativos foram alocados nas atividades de geração e distribuição.

Notas Explicativas

Ativos de concessões prorrogadas cuja indenização ainda não foi homologada pelo Poder Concedente

Geração

Modernizações e melhorias	1.483.540
Geração térmica	1.684.047

Transmissão

Modernizações e melhorias (RBNI)	841.814
Rede básica - serviços existentes (RBSE)	7.490.046
Efeito na investida CTEEP - RBSE	525.247

Total	<u>12.024.694</u>
-------	-------------------

Tarifas de Concessões de Geração de Energia Elétrica – Portaria MME 578/2012

Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Tarifa (R\$/kW.ano)
CHESF	Complexo Paulo Afonso	4.279,60	29,92
CHESF	Xingó	3.162,00	35,61
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	42,67
Furnas	Marimbondo	1.440,00	39,22
Furnas	Furnas	1.216,00	40,60
Furnas	Estreito	1.048,00	41,58
Furnas	Corumbá I	375,30	57,59
Furnas	Porto Colômbia	319,20	60,94
CHESF	Boa Esperança	237,30	66,74
Furnas	Funil	216,00	66,59
Eletronorte	Coaracy Nunes	76,95	100,25
CHESF	Funil	30,00	103,71
CHESF	Pedra	20,01	82,65
CHESF	Araras	4,00	38,86

Receitas anuais permitidas de Concessões de Transmissão de Energia Elétrica – Portaria MME 579/2012

Concessionária	Contrato de Concessão	RAP
CHESF	061/2001-ANEEL	517.607
Eletronorte	058/2001-ANEEL	276.252
Eletrosul	057/2001-ANEEL	406.109
Furnas	062/2001-ANEEL	629.803
		<u>1.829.771</u>

Notas Explicativas**Valores de indenização para Concessões de Geração de Energia Elétrica – Portaria Interministerial 580/MME/MF, alterada pela Interministerial 602/MME/MF de 2012**

Concessionária	Usina Hidrelétrica	Potência (MW)	Indenização	Início de operação
CHESF	Xingó	3.162,00	2.929.832	16/12/1994
CHESF	Paulo Afonso IV	2.462,40	360.473	01/12/1979
CHESF	Luiz Gonzaga (Itaparica)	1.479,60	1.730.602	13/06/1988
Furnas	Marimbondo	1.440,00	64.368	25/10/1975
CHESF	Apolônio Sales (Moxotó)	400,00	84.613	15/04/1977
Furnas	Corumbá I	375,00	679.880	01/04/1997
CHESF	Boa Esperança (Castelo Branco)	237,30	72.783	07/04/1970
Eletronorte	Coaracy Nunes	67,98	35.492	30/12/1975
Total			5.958.043	

Valores de indenização para Concessões de Transmissão de Energia Elétrica – Portaria Interministerial 580/MME/MF de 2012

Concessionária	Contrato de Concessão	Indenização
CHESF	061/2001-ANEEL	1.587.161
Eletronorte	058/2001-ANEEL	1.682.268
Eletrosul	057/2001-ANEEL	1.985.568
Furnas	062/2001-ANEEL	2.878.028
		8.133.025

Comparação dos valores de indenização com os valores contábeis residuais antes da Lei 12.783/2013

	Valor residual contábil	Valor da indenização	Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas
Geração			
Chesf	5.749.635	5.178.303	(571.332)
Eletronorte	113.044	35.492	(77.552)
Furnas	1.897.766	744.248	(1.153.518)
Transmissão			
Chesf	3.707.071	1.587.161	(2.119.910)
Eletronorte	2.290.854	1.682.268	(608.586)
Eletrosul	1.407.766	1.985.568	577.802
Furnas	1.969.729	2.878.028	908.299
Subtotal	17.135.865	14.091.068	(3.044.797)
Atualização indenização	-	346.204	-
Total	17.135.865	14.437.272	(3.044.797)

Notas Explicativas

NOTA 3 – RESUMO DAS PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

As principais políticas contábeis aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras estão definidas abaixo. Essas políticas vêm sendo aplicadas de modo consistente em todos os exercícios apresentados, salvo disposição em contrário.

3.1. Base de preparação

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis. Aquelas áreas que requerem maior nível de julgamento e possuem maior complexidade, bem como as áreas nas quais premissas e estimativas são significativas para as demonstrações financeiras consolidadas, estão divulgadas na Nota 4.

As demonstrações financeiras foram elaboradas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos, conforme descrito nas práticas contábeis a seguir. O custo histórico geralmente é baseado no valor justo das contraprestações pagas em troca de ativos.

(a) demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos, orientações e interpretações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (*Internacional Financial Reporting Standards - IFRS*) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

(b) demonstrações financeiras individuais

As Demonstrações Financeiras individuais da controladora foram preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas para chegar ao mesmo resultado e patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora. No caso das demonstrações financeiras individuais, às práticas contábeis adotadas no Brasil aplicadas nas demonstrações financeiras individuais diferem do IFRS aplicável às demonstrações financeiras separadas, apenas pela avaliação dos investimentos em controladas, controladas em conjunto e coligadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto conforme IFRS seria pelo custo ou valor justo.

Como não existe diferença entre o patrimônio líquido consolidado e o resultado consolidado atribuíveis aos acionistas da controladora, constantes nas demonstrações

Notas Explicativas

financeiras consolidadas preparadas de acordo com as IFRSs e as práticas contábeis adotadas no Brasil, e o patrimônio líquido e resultado da controladora, constantes nas demonstrações financeiras individuais preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, a Companhia optou por apresentar essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas em um único conjunto, lado a lado.

(c) mudanças nas políticas contábeis e divulgações

(c.1) Normas novas e revisadas adotadas sem efeitos relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas

Alterações à IFRS 7 - Divulgação - Transferência de ativos financeiros

As modificações à IFRS 7 – Instrumentos Financeiros: Evidenciação aumentam as exigências de divulgação das transações envolvendo ativos financeiros. Essas alterações pretendem proporcionar maior transparência às exposições de risco quando um ativo financeiro é transferido, mas o transferente continua retendo certo nível de exposição no ativo. As alterações também exigem a divulgação da transferência de ativos financeiros quando não forem igualmente distribuídos no período.

Esta norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2012 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

Alterações à IAS 12 -Imposto diferido: recuperação de ativos subjacentes

As modificações à IAS 12 – Tributos sobre o Lucro apresentam uma exceção aos princípios gerais da IAS 12 no sentido de que a mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos deve refletir os efeitos fiscais resultantes da maneira na qual a entidade espera recuperar o valor contábil de um ativo. Especificamente, de acordo com as modificações, espera-se que as propriedades para investimento mensuradas com base no modelo de valor justo de acordo com a IAS 40 - Propriedade para Investimento sejam recuperadas através de venda para fins de mensuração dos impostos diferidos, a menos que a premissa seja invalidada em determinadas circunstâncias. Esta norma entrou em vigor em 1º de janeiro de 2012 e não gerou impacto sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia.

(c.2) Normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

Novas normativas e revisões sobre consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações

Em maio de 2011, um pacote de cinco normas de consolidação, acordos de participação, coligadas e divulgações foi emitido, incluindo a IFRS 10, IFRS 11, IFRS 12, IAS 27 (revisada em 2011) e IAS 28 (revisada em 2011).

A IFRS 10 substitui as partes da IAS 27 Demonstrações Financeiras Consolidadas e Separadas que tratam das demonstrações financeiras consolidadas. A SIC-12 Consolidação – Sociedades de Propósito Específico será retirada com a aplicação da IFRS 10. De acordo com a IFRS 10, existe somente uma base de consolidação, ou seja, o controle. Adicionalmente, a IFRS 10 inclui uma nova definição de controle que

Notas Explicativas

contém três elementos: (a) poder sobre uma investida; (b) exposição, ou direitos, a retornos variáveis da sua participação na investida e (c) capacidade de utilizar seu poder sobre a investida para afetar o valor dos retornos ao investidor. Orientações abrangentes foram incluídas na IFRS 10 para abordar cenários complexos.

A IFRS 11 substitui a IAS 31 Participações em *Joint Ventures*. A IFRS 11 aborda como um acordo de participação onde duas ou mais partes têm controle conjunto deve ser classificada. A SIC-13 *Joint Ventures* – Contribuições Não-Monetárias de Investidores será retirada com a aplicação da IFRS 11. De acordo com a IFRS 11, os acordos de participação são classificados como operações conjuntas ou *joint ventures*, conforme os direitos e as obrigações das partes dos acordos. Por outro lado, de acordo com a IAS 31, existem três tipos de acordos de participação: entidades controladas em conjunto, ativos controlados em conjunto e operações controladas em conjunto. Adicionalmente, de acordo com a IFRS 11, as *joint ventures* devem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial, enquanto as entidades controladas em conjunto, de acordo com a IAS 31, podem ser contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial ou pelo método de contabilização proporcional.

A IFRS 12 é uma norma de divulgação aplicável a entidades que possuem participações em controladas, acordos de participação, coligadas e/ou entidades estruturadas não consolidadas. De um modo geral, as exigências de divulgação de acordo com a IFRS 12 são mais abrangentes do que as normas atuais.

Em junho de 2012, as modificações às IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12 foram emitidas para esclarecer certas regras de transição na aplicação destas IFRSs pela primeira vez.

Essas cinco normas, juntamente com as respectivas modificações relacionadas às regras de transição, são aplicáveis a períodos anuais iniciados em ou após 1^a de janeiro de 2013.

A Administração espera que a aplicação dessas cinco normas tenha um efeito significativo sobre os valores reportados nas demonstrações financeiras. Por exemplo, a adoção da IFRS 10 poderá afetar a contabilização das participações nas empresas relacionadas na nota 14.b, atualmente classificadas como coligadas da Companhia. Considerando a nova definição de controle e as diretrizes adicionais de controle definidas na IFRS 10, devido à adoção da IFRS 10, algumas destas empresas podem vir a ser consideradas como controladas da Companhia. Caso alguma destas empresas seja consolidada como controlada da Companhia, seus ativos líquidos, bem como as receitas e despesas, serão apresentados separadamente no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou em outros resultados abrangentes, respectivamente, em vez de serem apresentados em uma única conta nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. A Administração realizará uma revisão detalhada para determinar os efeitos da adoção da IFRS 10 na data de sua adoção.

A adoção da IFRS 11 resultará em alterações na contabilização dos investimentos mantidos pelo Grupo nas entidades controladas em conjunto de acordo com o IAS 31, listadas na nota explicativa 3.2 e atualmente contabilizadas pelo método de consolidação proporcional. De acordo com a IFRS 11, estas entidades controladas em conjunto serão classificadas como *joint venture* e registradas pelo método de equivalência patrimonial, resultando no registro da participação proporcional nos ativos

Notas Explicativas

líquidos, resultado do exercício e outros resultados abrangentes da Entidade em uma única conta que será apresentada no balanço patrimonial consolidado, bem como na demonstração consolidada do resultado do exercício ou do resultado abrangente como “investimento em *joint venture*” e “participação nos lucros (prejuízos) de *joint venture*”, respectivamente. Com base em avaliação preliminar efetuada pela Companhia e, caso as normas IFRS 10 e IFRS 11 tivessem sido adotadas na elaboração destas demonstrações financeiras consolidadas, estima-se que o total de ativos e passivos seriam de R\$ 141.320.515 e R\$ 74.053.384, respectivamente, em 31 de dezembro de 2012 (ante os montantes de R\$ 172.195.578 e R\$ 104.914.985, respectivamente, apresentados nestas demonstrações financeiras consolidadas), que a receita operacional líquida seria de R\$ 26.954.473 em 31 de dezembro de 2012 (ante o montante R\$ 34.064.477 apresentado nestas demonstrações financeiras consolidadas), e que o resultado líquido do exercício e o patrimônio líquido não seriam afetados.

Demais normas e interpretações novas e revisadas já emitidas e ainda não adotadas

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
Alteração ao IAS 1 - "Apresentação das Demonstrações Financeiras" com relação a outros resultados abrangentes	A principal modificação resultante destes adendos foi a exigência de que as entidades agrupem os itens apresentados em outros resultados abrangentes com base na possibilidade de serem ou não potencialmente reclassificáveis para lucros ou perdas, subsequentemente (ajustes de reclassificação). As alterações não estabelecem quais itens devem ser apresentados em outros resultados abrangentes.	Exercícios anuais iniciados após 1º de julho de 2012
IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros"	O IFRS 9 é a primeira norma emitida como parte de um projeto maior para substituir o IAS 39. O IFRS 9 mantém, mas simplifica o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS	Exercícios anuais iniciados após em 1º de janeiro de 2015

Notas Explicativas

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
	39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de hedge continua aplicável.	
IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo"	O objetivo do IFRS 13 é aprimorar a consistência e reduzir a complexidade da mensuração ao valor justo, fornecendo uma definição mais precisa e uma única fonte de mensuração do valor justo e suas exigências de divulgação para uso em IFRS. As exigências, que estão bastante alinhadas entre IFRS e US GAAP, não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas IFRS ou US GAAP.	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013
Alterações à IFRS 7 e IAS 32 – Compensação de ativos e passivos financeiros e divulgações relacionadas	As alterações à IAS 32 esclarecem questões de adoção existentes com relação às exigências de compensação de ativos e passivos financeiros. Especificamente, essas alterações esclarecem o significado de "atualmente possui o direito legal de compensar" e "realização e liquidação simultâneas". As alterações à IFRS 7 exigem que as entidades divulguem as informações acerca dos direitos de compensação e acordos relacionados (como as exigências de garantias) para os instrumentos financeiros sujeitos à compensação ou contratos similares.	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013 (IFRS 7 – itens de divulgação) e após 1º de janeiro de 2014 (IAS 32)
Melhorias anuais ao ciclo de IFRSs 2009 – 2011 (maio de 2012)	<u>Alterações à IAS 16</u> As alterações à IAS 16 esclarecem que as peças de	Exercícios anuais iniciados após 1º de janeiro de 2013



Notas Explicativas

Norma	Exigências-chave	Data de vigência
	substituição, equipamentos reservas e equipamentos de serviço devem ser classificados como imobilizado caso estejam de acordo com a definição de imobilizado da IAS 16 ou, de outra forma, como estoque. <u>Alterações à IAS 32</u> As alterações à IAS 32 esclarecem que o imposto de renda relacionado às distribuições dos titulares de instrumentos patrimoniais e aos custos das transações patrimoniais deve ser contabilizado de acordo com a IAS 12 – Impostos sobre o lucro.	

A Companhia está avaliando o impacto destes Pronunciamentos e Orientações sobre suas Demonstrações Financeiras.

Não há outras normas IFRS ou interpretações IFRIC que ainda não entraram em vigor que poderiam ter impacto significativo sobre o Grupo.

3.2. Bases de consolidação e investimentos em controladas

As seguintes políticas contábeis são aplicadas na elaboração das demonstrações financeiras consolidadas.

(a) Controladas

As demonstrações financeiras consolidadas incluem as demonstrações financeiras da Companhia e de suas controladas, inclusive entidades de propósitos específicos. O controle é obtido quando a Companhia tem o poder de controlar as políticas financeiras e operacionais de uma entidade para auferir benefícios de suas atividades. As Demonstrações Financeiras das controladas em conjunto (controle compartilhado) são consolidadas proporcionalmente à participação societária detida.

Nas demonstrações financeiras individuais da Companhia as informações financeiras das controladas e dos empreendimentos controlados em conjunto são reconhecidas através do método de equivalência patrimonial.

Nas demonstrações contábeis individuais, a Companhia aplica os requisitos da Interpretação Técnica ICPC 09 - Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método de Equivalência Patrimonial, a qual requer que qualquer montante excedente ao custo de aquisição sobre a participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e

Notas Explicativas

passivos contingentes identificáveis da adquirida na data de aquisição é reconhecido como ágio. O ágio é acrescido ao valor contábil do investimento. Qualquer montante da participação da Companhia no valor justo líquido dos ativos, passivos e passivos contingentes identificáveis que exceda o custo de aquisição, após a reavaliação, é imediatamente reconhecido no resultado. As contraprestações transferidas bem como o valor justo líquido dos ativos e passivos são mensurados utilizando-se os mesmos critérios aplicáveis às demonstrações financeiras consolidadas descritos anteriormente.

Os resultados das controladas adquiridas ou alienadas durante o exercício estão incluídos nas demonstrações consolidadas do resultado e do resultado abrangente a partir da data da efetiva aquisição até a data da efetiva alienação, conforme aplicável.

Quando necessário, as demonstrações financeiras das investidas são ajustadas para adequar suas políticas contábeis àquelas adotadas pela Companhia. Todas as transações, saldos, receitas e despesas entre as empresas da Companhia são eliminados integralmente nas demonstrações contábeis consolidadas.

As demonstrações financeiras consolidadas refletem os saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, e das operações dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 da controladora, de suas controladas diretas e indiretas e de controle compartilhado. As demonstrações financeiras elaboradas em moeda funcional distinta da controladora são convertidas para a moeda de apresentação no Brasil, para fins de equivalência patrimonial e consolidação das demonstrações financeiras e as diferenças na taxa de câmbio são reconhecidas em ajustes acumulados de conversão.

As controladas e controladas em conjunto estão substancialmente domiciliadas no Brasil.

A Companhia adota as seguintes principais práticas de consolidação:

- Eliminação dos investimentos da investidora nas empresas investidas, em contrapartida à sua participação nos respectivos patrimônios líquidos;
- Eliminação de saldos a receber e a pagar intercompanhias;
- Eliminação das receitas e despesas intercompanhias;
- Destaque da participação dos demais acionistas minoritários no Patrimônio Líquido e na Demonstração do Resultado das empresas investidas consolidadas.

A Companhia utiliza os critérios de consolidação integral e proporcional, conforme descrito no quadro abaixo. A participação é dada sobre o capital total da controlada.

Controladas (Consolidação integral)	31/12/2012		31/12/2011	
	Participação		Participação	
	Direta	Indireta	Direta	Indireta
Amazonas Energia	100%	-	100%	-
Ceal	100%	-	100%	-
Cepisa	100%	-	100%	-
Ceron	100%	-	100%	-
CGTEE	100%	-	100%	-
Chesf	100%	-	100%	-
Eletroacre	94%	-	93%	-



Notas Explicativas

Eletronorte	99%	-	99%	-
Eletronuclear	100%	-	100%	-
Eletropar	84%	-	84%	-
Eletrosul	100%	-	100%	-
Furnas	100%	-	100%	-
RS Energia	-	100%	-	100%
Porto Velho Transmissora	-	100%	-	100%
Boa Vista Energia	100%	-	-	100%
Estação Transmissora	-	100%	-	100%
Artemis	-	100%	-	100%
Rio Branco Transmissora	-	100%	-	100%
Cerro Chato I	-	90%	-	90%
Cerro Chato II	-	90%	-	90%
Cerro Chato III	-	90%	-	90%
Sul Brasileira	-	80%	-	80%
Uirapuru	-	75%	-	75%

Controladas em Conjunto
(Consolidação proporcional)

Itaipu	50%	-	50%	-
Inambari	29%	20%	29%	20%
Norte Energia	15%	35%	15%	35%
CHC	50%	-	50%	-
Amazônia Eletronorte	-	49%	-	49%
Baguari	-	31%	-	31%
Brasnorte	-	50%	-	50%
Brasventos Eolo Geradora de Energia	-	25%	-	25%
Brasventos Miassaba 3	-	25%	-	25%
Caldas Novas Transmissão	-	50%	-	50%
Centro Oeste de Minas	-	49%	-	49%
Chapecoense	-	40%	-	40%
Cia de Transm. Centroeste de Minas	-	49%	-	49%
Construtora Integração	-	49%	-	49%
Costa Oeste	-	49%	-	49%
Cerro dos Trindades	-	49%	-	49%
Chui	-	49%	-	49%
Chui I	-	49%	-	49%
Chui II	-	49%	-	49%
Chui IV	-	49%	-	49%
Chui V	-	49%	-	49%
Enerpeixe	-	40%	-	40%
Cerro Chato IV	-	49%	-	49%
Cerro Chato V	-	49%	-	49%
Cerro Chato VI	-	49%	-	49%
Ibirapuitã	-	49%	-	49%
Integração Transmissora	-	49%	-	49%
Interligação Elétrica Garanhuns	-	49%	-	49%
Energia Sustentável do Brasil	-	40%	-	40%
Interligação Elétrica do Madeira	-	49%	-	49%
Empresa de Transm. do Alto Uruguai	-	27%	-	27%
Goiás Transmissão	-	49%	-	49%

Notas Explicativas

Linha Verde Transmissora	-	49%	-	49%
Livramento Holding	-	49%	-	49%
Madeira Energia	-	39%	-	39%
Manaus Construtora	-	20%	-	20%
Manaus Transmissora	-	50%	-	50%
Marumbi	-	20%	-	20%
MGE Transmissão	-	49%	-	49%
Minuano I	-	49%	-	49%
Minuano II	-	49%	-	49%
Norte Brasil Transmissora	-	49%	-	49%
Pedra Branca	-	49%	-	49%
Rei dos Ventos 3 Geradora	-	25%	-	25%
Retiro Baixo	-	49%	-	49%
São Pedro do Lago	-	49%	-	49%
Serra do Facão	-	50%	-	50%
Santa Vitória do Palmar Holding	-	49%	-	49%
Sete Gameleiras	-	49%	-	49%
Sistema de Transmissão Nordeste	-	49%	-	49%
Teles Pires	-	49%	-	49%
Transleste de Transmissão	-	24%	-	24%
Transmissão Delmiro Gouveia	-	49%	-	49%
Transenergia Goiás	-	49%	-	49%
Transenergia Renovável	-	49%	-	49%
Transenergia São Paulo	-	49%	-	49%
Transirapé de Transmissão	-	25%	-	25%
Transudeste	-	25%	-	25%
Verace I	-	49%	-	49%
Verace II	-	49%	-	49%
Verace III	-	49%	-	49%
Verace IV	-	49%	-	49%
Verace V	-	49%	-	49%
Verace VI	-	49%	-	49%
Verace VII	-	49%	-	49%
Verace VIII	-	49%	-	49%
Verace IX	-	49%	-	49%
Verace X	-	49%	-	49%

As demonstrações financeiras consolidadas incluem os saldos e as transações dos fundos exclusivos cujos únicos quotistas são a Companhia e suas controladas, composto de títulos públicos, privados e debêntures de empresas com classificação de risco baixo e alta liquidez dos papéis.

Os fundos exclusivos, cujas demonstrações financeiras são regularmente revisadas/auditadas, estão sujeitos às obrigações restritas aos pagamentos de serviços prestados pela administração dos ativos, atribuídas às operações dos investimentos, inexistindo obrigações financeiras relevantes.

Notas Explicativas

(b) Investimentos em coligadas

Coligadas são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem influência significativa, mas não o controle, geralmente por meio de uma participação societária de 20% a 50% dos direitos de voto. Controladas em conjunto são todas as entidades sobre os quais a Companhia tem controle compartilhado com uma ou mais partes. Influência significativa é o poder de participar nas decisões sobre as políticas financeiras e operacionais da investida, sem exercer controle individual ou conjunto sobre essas políticas.

Os investimentos em coligadas e controladas em conjunto são contabilizados pelo método de equivalência patrimonial e são, inicialmente, reconhecidos pelo seu valor justo. O investimento em coligadas e controladas em conjunto inclui o ágio identificado na aquisição, líquido de qualquer perda por *impairment* acumulada.

Os investimentos em coligadas são ajustados proporcionalmente à participação da Companhia no lucro ou prejuízo e outros resultados abrangentes da coligada. Quando a parcela da Companhia no prejuízo de uma coligada excede a participação naquela coligada (incluindo qualquer participação de longo prazo que, na essência, esteja incluída no investimento líquido na coligada), a Companhia deixa de reconhecer a sua participação em prejuízos adicionais. Os prejuízos adicionais são reconhecidos somente se a Companhia tiver incorrido em obrigações legais ou construtivas ou tiver efetuado pagamentos em nome da coligada.

(c) Participações em empreendimentos em conjunto (*joint venture*)

Uma *joint venture* é um acordo contratual através do qual a Companhia e outras partes exercem uma atividade econômica sujeita a controle conjunto, situação em que as decisões sobre políticas financeiras e operacionais estratégicas relacionadas às atividades da *joint venture* requerem a aprovação de todas as partes que compartilham o controle.

Quando uma controlada da Companhia exerce diretamente suas atividades por meio de uma *joint venture*, a participação da Companhia nos ativos controlados em conjunto e quaisquer passivos incorridos em conjunto com os demais controladores é reconhecida nas Demonstrações Financeiras da respectiva controlada e classificada de acordo com sua natureza. Os passivos e gastos incorridos diretamente relacionados a participações nos ativos controlados em conjunto são contabilizados pelo regime de competência. Qualquer ganho proveniente da venda ou do uso da participação da Companhia nos rendimentos dos ativos controlados em conjunto e sua participação em quaisquer despesas incorridas pela *joint venture* são reconhecidos quando for provável que os benefícios econômicos associados às transações serão transferidos para a/dá Companhia e seu valor puder ser mensurado de forma confiável.

A Companhia apresenta suas participações em entidades controladas em conjunto, nas suas demonstrações financeiras consolidadas, usando o método de consolidação proporcional. As participações da Companhia nos ativos, passivos e resultados das controladas em conjunto são combinadas com os correspondentes itens nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia linha a linha.

Notas Explicativas

3.3. Empresas do grupo com moeda funcional diferente

a) **Procedimentos de consolidação proporcional da controlada em conjunto Itaipu Binacional**

As Demonstrações Financeiras da controlada em conjunto Itaipu Binacional são originalmente elaboradas em dólares norte-americanos (sua moeda funcional). Os ativos e passivos foram convertidos para reais, a taxa de câmbio em 31 de dezembro de 2012 - US\$ 1.00 - R\$ 2,0435 divulgada pelo Banco Central do Brasil (31 de dezembro de 2011 - US\$ 1.00 - R\$ 1,8758), e as contas de resultado pela taxa média mensal.

O resultado a compensar de Itaipu Binacional é apresentado como ativo financeiro.

A remuneração sobre o capital (em forma de dividendos estipulados pelo Tratado Binacional Brasil – Paraguai) paga por Itaipu Binacional é registrada como receita na controladora e é eliminada no consolidado; e

Todo o resultado gerado por Itaipu Binacional no consolidado na proporção da participação da Companhia (50%) é eliminado na consolidação em contrapartida a rubrica Resultado a Compensar de Itaipu Binacional.

b) **Conversão de moeda estrangeira**

(b.1) Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua ("a moeda funcional").

A moeda funcional da controlada em conjunto Itaipu Binacional, formada entre o Brasil e o Paraguai é o dólar norte-americano.

A moeda funcional de Sociedade de Propósito Específico que atua em ambiente econômico internacional é geralmente a moeda do país em que a referida SPE possui operações.

As demonstrações do resultado e do fluxo de caixa das investidas que operam com moeda funcional distinta da controladora são convertidas para reais pela taxa de câmbio média mensal, os ativos e passivos são convertidos pela taxa final e os demais itens de patrimônio líquido são convertidos pela taxa histórica de cada transação.

As variações cambiais sobre os investimentos com moeda funcional distinta da controladora são registradas no patrimônio líquido, como ajuste acumulado de conversão, sendo transferidas para o resultado do exercício quando da realização dos investimentos.

As Demonstrações Financeiras da Controladora e Consolidadas são apresentadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da controladora.

Notas Explicativas

(0.2) Transações e saldos

Na elaboração das demonstrações financeiras de cada empresa, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional de cada empresa são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada exercício, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os itens não monetários que são mensurados pelo custo histórico em uma moeda estrangeira devem ser convertidos, utilizando a taxa vigente da data da transação.

Os ganhos e perdas cambiais sobre itens monetários são reconhecidos no resultado no exercício em que ocorrem, exceto variações cambiais decorrentes de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira relacionados a ativos em construção para uso produtivo futuro, que estão incluídas no custo desses ativos quando consideradas como ajustes aos custos com juros dos referidos empréstimos.

Para fins de apresentação das demonstrações financeiras consolidadas, os ativos e passivos das operações da Companhia no exterior são convertidos para reais utilizando as taxas de câmbio vigentes no fim do exercício. Os resultados são convertidos pelas taxas de câmbio médias do exercício, a menos que as taxas de câmbio tenham flutuado significativamente durante o exercício; neste caso, são utilizadas as taxas de câmbio da data da transação. As variações cambiais resultantes dessas conversões, se houver, são classificadas em resultados abrangentes e acumuladas no patrimônio líquido, sendo atribuídas as participações não controladoras conforme apropriado.

3.4. Caixa e equivalente de caixa

Caixa e equivalentes de caixa incluem o caixa, os depósitos bancários, outros investimentos de curto prazo de alta liquidez com vencimentos originais de até três meses e com risco insignificante de mudança de valor.

3.5. Clientes e provisão para créditos de liquidação duvidosa

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica, incluídos aqueles decorrentes de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, e são reconhecidas inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

O saldo inclui ainda o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 8).

Notas Explicativas

3.6. Conta de Consumo de Combustível – CCC

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis – CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em conta bancária vinculada, e às quotas não quitadas pelos concessionários. Os valores registrados no ativo são corrigidos pela rentabilidade da aplicação e representam um caixa restrito, não podendo ser utilizado para outros propósitos.

As operações com a CCC não afetam o resultado do exercício da Companhia.

3.7. Cauções e Depósitos Vinculados

Os montantes registrados destinam-se ao atendimento legal e/ou contratual. Estão avaliados pelo custo de aquisição acrescido de juros e correção monetária com base nos dispositivos legais e ajustados por provisão para perda na realização quando aplicável. Tais ativos são considerados como empréstimos e recebíveis, sendo que o resgate dos mesmos encontra-se condicionado a finalização dos processos judiciais a que esses depósitos se encontram vinculados.

3.8. Almoxarifado

Os materiais em almoxarifado, classificados no ativo circulante, estão registrados ao custo médio de aquisição, que não excede ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. Os custos dos estoques são determinados pelo método do custo médio. O valor líquido de realização corresponde ao preço de venda estimado dos estoques, deduzido de todos os custos estimados para conclusão e custos necessários para realizar a venda.

3.9. Estoque de combustível nuclear

Composto pelo concentrado de urânio em estoque, os serviços correspondentes e os elementos de combustível nuclear utilizados nas usinas term nucleares Angra I e Angra II, e são registrados pelo custo de aquisição.

Na sua etapa inicial de formação, são adquiridos o minério de urânio e os serviços necessários à sua fabricação, classificados contabilmente no ativo não circulante - realizável a longo prazo, apresentado na rubrica Estoque de Combustível Nuclear. Depois de concluído o processo de fabricação, a parcela relativa à previsão do consumo para os 12 meses subsequentes é classificada no ativo circulante.

O consumo dos elementos de combustível nuclear é apropriado ao resultado do exercício de forma proporcional, considerando a energia mensal efetivamente gerada em relação à energia total prevista para cada elemento do combustível. Periodicamente são realizados inventários e avaliações dos elementos de combustível nuclear que passaram pelo processo de geração de energia elétrica e encontram-se armazenados no depósito de combustível usado.

Notas Explicativas

3.10. Imobilizado

A Companhia avaliou que parte dos ativos de geração, incluindo a geração nuclear e determinados ativos de uso corporativo não são qualificáveis como estando no escopo do ICPC 01 – Contratos de Concessão (Nota 3.13). Até 31 de dezembro de 2011, esses ativos foram demonstrados ao valor de custo, deduzidos de depreciação e pela perda por redução ao valor recuperável acumuladas. A partir de 31 de dezembro de 2012, amparada pelos seus contratos de concessão e nas regras aplicadas para indenização de ativos definidas pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1) a Companhia considerou a reversão ao Poder Concedente do ativo líquido residual ao final da concessão do serviço público de geração de energia elétrica. Dessa forma, para os ativos não prorrogados, passou a adotar a premissa de que serão indenizadas pelo Valor Novo de Reposição (VNR) depreciado, calculado com base na metodologia, nos parâmetros e nos critérios básicos utilizados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE no cálculo das indenizações das concessionárias diretamente afetadas pela Medida Provisória nº 591/2012 e subsequente Lei nº 12.783/2013, mantendo o menor valor entre o valor residual contábil e o VNR estimado. São registrados no caso de ativos qualificáveis os custos de empréstimos capitalizados de acordo com a política contábil da Companhia. Tais imobilizações são classificadas nas categorias adequadas do imobilizado quando concluídas e prontas para o uso pretendido. A depreciação desses ativos inicia-se quando eles estão prontos para o uso pretendido na mesma base dos outros ativos imobilizados.

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo pelo método linear, de modo que o valor do custo menos o seu valor residual após sua vida útil seja integralmente baixado (exceto para terrenos e construções em andamento). A Companhia considera que a vida útil estimada de cada ativo é semelhante às taxas de depreciação determinadas pela ANEEL, as quais são tidas pelo mercado como aceitáveis por expressa adequadamente o tempo de vida útil dos bens. Adicionalmente, em conexão com o entendimento da Companhia sobre o atual arcabouço regulatório de concessões, inclusive as supra mencionadas MP e Lei, foi considerada a indenização ao fim da concessão com base no menor valor entre o VNR ou o valor residual contábil, sendo esse fator considerado na mensuração do ativo imobilizado (vide detalhes na Nota 16).

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil esperada da mesma forma que os ativos próprios ou por um período inferior, se aplicável, conforme termos do contrato de arrendamento em questão.

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado do exercício.

3.10.1. Custos de empréstimos

Mensalmente são agregados ao custo de aquisição do imobilizado em formação os juros e quando aplicável, a variação cambial incorrida sobre os empréstimos e financiamentos considerando os seguintes critérios para capitalização:

Notas Explicativas

- a) O período de capitalização ocorre quando o ativo qualificável encontra-se em fase de construção, sendo encerrada a capitalização de juros quando o item encontra-se disponível para utilização;
- b) Os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos e financiamentos vigentes na data da capitalização ou, para aqueles ativos nos quais foram obtidos empréstimos específicos, as taxas destes empréstimos específicos;
- c) Os juros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização;
- d) Os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil estimada determinados para o item ao qual foram incorporados.

Os ganhos sobre investimentos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos e financiamentos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos e financiamentos elegíveis para capitalização, quando o efeito é material.

Todos os demais custos com empréstimos e financiamentos são reconhecidos no resultado do exercício em que são incorridos.

3.11. Contratos de concessão

A Companhia possui contratos de concessão nos segmentos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, firmados com o poder concedente (governo federal brasileiro), por períodos que variam entre 20 anos e 35 anos, sendo todos os contratos, por segmento, bastante similares em termos de direitos e obrigações do concessionário e do poder concedente. Os prazos das principais concessões estão descritas na nota 2, e as alterações e efeitos decorrentes da Lei 12.783/2013 estão demonstrados na nota 2.1.

I – Sistema de Tarifação

- a) O sistema de tarifação da distribuição de energia elétrica é controlado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e tais tarifas são reajustadas anualmente e revisadas a cada período de quatro anos, tendo como base a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro da concessionária, considerando os investimentos prudentes efetuados e a estrutura de custos e despesas da empresa de referência. A cobrança pelos serviços ocorre diretamente aos usuários, tendo como base o volume de energia consumido e a tarifa autorizada.
- b) O sistema de tarifação da transmissão de energia elétrica é regulado pela ANEEL e são efetuadas revisões tarifárias periódicas, sendo estabelecida uma Receita Anual Permitida – RAP atualizada anualmente por um índice de inflação e sujeita a revisões periódicas para cobertura de novos investimentos e eventuais aspectos de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão. Ressaltamos que esse sistema de tarifação será alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1).
- c) O sistema de tarifação da geração de energia elétrica foi baseado, de forma geral, em tarifa regulada até 2004 e, após essa data, em conexão com as

Notas Explicativas

As mudanças na regulamentação do setor, foi alterado de base tarifária para um sistema de preços, sendo que as geradoras de energia elétrica podem ter a liberdade de participar em leilões de energia elétrica destinados ao mercado regulado, havendo nesse caso um preço-base, sendo o preço final determinado através de competição entre os participantes do leilão. Adicionalmente as geradoras de energia elétrica podem efetuar contratos bilaterais de venda com os consumidores que se enquadrem na categoria de consumidores livres (definição com base na potência demandada em MW). Ressaltamos que esse sistema de tarifação será alterado a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1).

II – Concessões de Transmissão e Distribuição

Os contratos de concessão regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e de transmissão de energia elétrica pela Companhia, onde:

1) Distribuição de energia elétrica

a) O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;

b) O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o concessionário tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;

c) Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização determinada pelo valor novo de reposição (VNR) depreciado.

2) Transmissão de energia elétrica

a) O preço (tarifa) é regulado e denominado Receita Anual Permitida (RAP). A transmissora de energia elétrica não pode negociar preços com usuários. Para alguns contratos, a RAP é fixa e atualizada monetariamente por índice de preços uma vez por ano. Para os demais contratos, a RAP é atualizada monetariamente por índice de preços uma vez ao ano e revisada a cada cinco anos. Geralmente, a RAP de qualquer empresa de transmissão de energia elétrica está sujeita a revisão anual devido ao aumento do ativo e de despesas operacionais decorrentes de modificações, reforços e ampliações de instalações. Os níveis de tarifa (RAP) serão alterados a partir da renovação das concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1 e);

b) Os bens são reversíveis no final da concessão, com direito a recebimento de indenização (caixa) do poder concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, determinado pelo valor novo de reposição - VNR.

Notas Explicativas

11.1 Aplicação do ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão de Serviços, aplicável aos contratos de concessão público-privados nos quais a entidade pública:

- a) Controla ou regula o tipo de serviços que podem ser fornecidos com recurso às infraestruturas subjacentes;
- b) Controla ou regula o preço ao qual os serviços são fornecidos;
- c) Controla/detém um interesse significativo na infraestrutura no final da concessão.

Uma concessão público-privada apresenta, tipicamente, as seguintes características:

- a) Uma infraestrutura subjacente à concessão a qual é utilizada para prestar serviços;
- b) Um acordo/contrato entre o poder concedente e o operador;
- c) O operador presta um conjunto de serviços durante a concessão;
- d) O operador recebe uma remuneração ao longo de todo o contrato de concessão, quer diretamente do poder concedente, quer dos utilizadores da infraestrutura, ou de ambos;
- e) As infraestruturas são transferidas para o poder concedente no final da concessão, tipicamente de forma gratuita ou também de forma onerosa.

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão enquadradas na norma não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos, passando a ser reconhecidas de acordo com um dos seguintes modelos contábeis, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do operador assumido pelo poder concedente no âmbito do contrato:

1) Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização das infraestruturas abrangidas pela concessão e resulta no registro de um ativo financeiro, o qual foi classificado como empréstimos e recebíveis (geração e transmissão) ou disponível para venda (distribuição).

2) Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização das infraestruturas (risco de crédito e demanda) em relação à concessão e resulta no registro de um ativo intangível.

3) Modelo Misto

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui simultaneamente compromissos de remuneração garantidos pelo poder concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão.

Notas Explicativas

Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas e nos requerimentos da norma, os seguintes ativos são reconhecidos sobre o negócio de distribuição elétrica:

- a) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- b) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) será classificada como um ativo intangível em virtude de sua recuperação estar sujeita à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber:

- a) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia e potência consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e
- b) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do poder concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

As concessões de distribuição de energia elétrica da Companhia e suas controladas não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Para a atividade de transmissão de energia elétrica a Receita Anual Permitida - RAP é recebida das empresas que utilizam sua infraestrutura por meio de tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Essa tarifa resulta do rateio entre os usuários de transmissão de alguns valores específicos; (i) a RAP de todas as transmissoras; (II) os serviços prestados pelo Operador Nacional do Sistema - ONS; e (iii) os encargos regulatórios.

O poder concedente delegou às geradoras, distribuidoras, consumidores livres, exportadores e importadores o pagamento mensal da RAP, que por ser garantida pelo arcabouço regulatório de transmissão, constitui-se em direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro, deste modo o risco de crédito é baixo.

Considerando que a Companhia não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade da linha de transmissão, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Notas Explicativas

No negócio de geração de energia, com exceção de Itaipu e da Amazonas Energia, a ICPC 01 não é aplicável, mantendo a infraestrutura classificada no ativo imobilizado. Contudo, a norma é aplicável à distribuição e transmissão de energia elétrica, e esses negócios se enquadram no modelo misto (bifurcado) e no modelo financeiro, respectivamente.

III. Concessões de Geração

- a) Geração hidráulica e térmica – as concessões, não atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1), não estão no escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), tendo em vista as características de preço e não de tarifa regulada. A única exceção refere-se à geração da Amazonas Energia que é destinada exclusivamente para a operação de distribuição e que possui um mecanismo tarifário específico. A partir de 1º de janeiro de 2013, as concessões atingidas diretamente pela Lei 12.783/2013, até então fora do escopo do ICPC 01 (IFRIC 12), passam a fazer parte do escopo de tais normativos, considerando a alteração no regime de preço, passando a ser tarifa regulada para essas concessões, nos moldes já aplicados a concessões de distribuição até então.
- b) Geração nuclear – Possui um sistema de tarifação definido, porém difere dos demais contratos de geração por ser uma autorização e não uma concessão, não havendo prazo definido para o fim da autorização bem como as características de controle significativo dos bens por parte do poder concedente ao final do período de autorização.
- c) Itaipu Binacional - a infraestrutura foi classificada como estando no escopo ICPC 01 (IFRIC 12) em função dos seguintes fatos específicos.

IV. Itaipu Binacional

- a) Itaipu Binacional é regida por um Tratado Binacional de 1973 em que foram estabelecidas as condições tarifárias, sendo a base de formação da tarifa determinada exclusivamente para cobrir as despesas e o serviço da dívida dessa Companhia;
- b) A base tarifária e os termos de comercialização estarão vigentes até 2023, o que corresponde à parte significativa da vida-útil da planta.

A infraestrutura foi classificada como um ativo financeiro levando-se em consideração os seguintes aspectos:

- a) O fluxo financeiro foi estabelecido de forma preponderante a permitir o pagamento do serviço da dívida, que tem vencimento final em 2023;
- b) A comercialização de energia de Itaipu foi sub-rogada a Companhia, porém foi originada de contratos previamente assinados com as distribuidoras em que foram previamente definidas as condições de pagamento.
- c) Através da Lei 10.438 de 26 de abril de 2002 foram sub-rogados à Companhia os compromissos de aquisição e repasse às concessionárias de distribuição dos serviços de eletricidade de Itaipu Binacional firmados até então por Furnas e Eletrosul, subsidiárias da Companhia, com as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Notas Explicativas

Dívidas oriundas de comercialização de energia de Itaipu Binacional foram renegociadas junto à Companhia dando origem a contratos de financiamento. Tais contratos foram inicialmente registrados a valor justo e, subsequentemente, mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos.

d) Os termos do tratado garantem o reembolso a Companhia mesmo nos casos de falta de capacidade de geração de energia ou problemas operacionais com a planta.

V. Ativo financeiro – Concessões de Serviço Público.

A Companhia reconhece um crédito a receber do poder concedente (ou de quem o poder concedente tenha outorgado) quando possui direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização pelos investimentos efetuados pelas distribuidoras, transmissoras e geradoras de energia elétrica, e não recuperados por meio da prestação de serviços relacionados à concessão. Estes ativos financeiros estão registrados pelo valor presente do direito e são calculados com base na parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão. Os ativos de distribuição são remunerados com base na remuneração WACC regulatório, sendo esse fator incluído na base tarifária e os de transmissão e os de geração são remunerados com base na taxa interna de retorno do empreendimento. No caso de geração, somente os ativos vinculados às concessões diretamente afetadas pela Lei 12.783/2013 (vide nota 2.1) e formados a partir da mencionada Lei, são considerados ativos financeiro que serão remunerados nos mesmos moldes das transmissoras, desde que a aquisição de tais ativos seja homologada pelo MME e ANEEL.

Estas contas a receber são classificadas entre circulante e não circulante considerando a expectativa de recebimento destes valores, tendo como base a data de encerramento das concessões.

3.12. Intangível

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar os usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica (para a geração a infraestrutura da Amazonas Energia que possui vínculo exclusivo com a atividade de distribuição dessa mesma Companhia também é classificada como intangível). O ativo intangível é determinado como sendo o valor residual da receita de construção auferida para a construção ou aquisição da infraestrutura realizada pela Companhia e o valor do ativo financeiro referente ao direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a título de indenização.

O ativo é apresentado líquido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia, ou o prazo final da concessão, o que ocorrer primeiro. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão.

Notas Explicativas

O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia. A amortização é cessada quando o ativo tiver sido totalmente consumido ou baixado, deixando de integrar a base de cálculo da tarifa de prestação de serviços de concessão, o que ocorrer primeiro.

A Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade dos seus ativos utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos (vide nota 19).

Os ativos intangíveis compreendem basicamente os direitos de uso da concessão, mas incluem, também, ágio na aquisição de investimentos e gastos específicos associados à aquisição de direitos acrescidos dos respectivos custos de implantação, quando aplicável.

Ativos intangíveis com vida útil definida adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente.

Ativos intangíveis com vida útil indefinida, adquiridos separadamente são registrados ao custo, deduzido das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas.

3.12.1. Concessões Onerosas (Uso do Bem Público - UBP)

A Companhia e algumas controladas possuem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica em determinadas usinas.

Os valores identificados nos contratos estão a preços futuros e, portanto, a Companhia e essas controladas ajustaram a valor presente esses contratos com base na taxa de desconto apurada na data da obrigação.

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária está sendo capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e será, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

Esses ativos estão registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo não circulante.

3.12.2. Gastos com Estudos e Projetos

Os gastos efetuados com estudos e projetos, inclusive de viabilidade e inventários de aproveitamento hidroelétricos e de linhas de transmissão, são reconhecidos como despesa operacional quando incorridos até que se tenha a comprovação efetiva da viabilidade econômica de sua exploração ou a outorga da concessão ou autorização. A partir da concessão e/ou autorização para exploração do serviço público de energia elétrica ou, da comprovação da viabilidade econômica do projeto, os gastos incorridos passam a ser capitalizados como custo do desenvolvimento do projeto. Atualmente, a

Notas Explicativas

Companhia não possui valores capitalizados referentes a gastos com estudos e projetos.

3.13. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros, excluindo o ágio

Ao fim de cada exercício, a Companhia avalia se há alguma indicação de que seus ativos não financeiros sofreram alguma perda por redução ao valor recuperável. Se houver tal indicação, o montante recuperável do ativo é estimado com a finalidade de mensurar o montante dessa perda, se houver. Quando não for possível estimar o montante recuperável de um ativo individualmente, a Companhia calcula o montante recuperável da unidade geradora de caixa à qual pertence o ativo.

Quando uma base de alocação razoável e consistente pode ser identificada, os ativos corporativos também são alocados às unidades geradoras de caixa individuais ou ao menor grupo de unidades geradoras de caixa para o qual uma base de alocação razoável e consistente possa ser identificada.

O valor recuperável é o maior valor entre o valor justo menos os custos na venda ou o valor em uso. Na avaliação do valor em uso, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao valor presente pela taxa de desconto, que reflita uma avaliação atual de mercado do valor da moeda no tempo e os riscos específicos do ativo para o qual a estimativa de fluxos de caixa futuros não foi ajustada.

Se o valor recuperável de um ativo (ou unidade geradora de caixa) calculado for menor que seu valor contábil, o valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) é reduzido ao seu valor recuperável. A perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Quando a perda por redução ao valor recuperável é revertida subsequentemente, ocorre o aumento do valor contábil do ativo (ou unidade geradora de caixa) para a estimativa revisada de seu valor recuperável, desde que não exceda o valor contábil que teria sido determinado caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo (ou unidade geradora de caixa) em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado.

Em função do histórico de prejuízos operacionais das empresas de distribuição da Eletrobras, a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos, resultando em um valor inferior àquele registrado contabilmente para algumas distribuidoras (vide nota explicativa 18). Adicionalmente, considerando o fato do valor patrimonial da Companhia ser superior ao valor de mercado, para as demais unidades de negócio é efetuado o teste de recuperabilidade através do fluxo de caixa descontado anualmente, sendo que essa avaliação é feita individualmente por cada contrato de concessão.

Notas Explicativas

3.14. Ágio

O ágio resultante de uma combinação de negócios é demonstrado ao custo na data da combinação do negócio, líquido da perda acumulada no valor recuperável, se aplicável.

Para fins de teste de redução no valor recuperável, o ágio é alocado para cada uma das unidades geradoras de caixa da Companhia (ou grupos de unidades geradoras de caixa) que irão se beneficiar das sinergias da combinação.

Considerando que as operações de investimento da Companhia estão atreladas a operações que possuem contratos de concessão, o ágio decorrente da aquisição de tais entidades representa o direito de concessão com vida útil definida, sendo reconhecido como ativo intangível da concessão, e a amortização efetuada de acordo com o prazo de concessão.

3.15. Combinações de negócios

Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculado pela soma dos valores justos dos ativos transferidos pela Companhia, dos passivos assumidos pela Companhia na data de aquisição com os antigos controladores da adquirida e das participações emitidas pela Companhia em troca do controle da adquirida. Os custos relacionados à aquisição são geralmente reconhecidos no resultado, quando incorridos.

Na data de aquisição, os ativos adquiridos e os passivos assumidos identificáveis são reconhecidos pelo valor justo na data da aquisição, exceto por:

- ativos ou passivos fiscais diferidos e ativos e passivos relacionados a acordos de benefícios com empregados são reconhecidos e mensurados de acordo com a IAS 12 - Impostos sobre a Renda e IAS 19 - Benefícios aos Empregados (equivalentes aos CPC 32 e CPC 33), respectivamente;
- passivos ou instrumentos de patrimônio relacionados a acordos de pagamento baseado em ações da adquirida ou acordos de pagamento baseado em ações de Grupo celebrados em substituição aos acordos de pagamento baseado em ações da adquirida são mensurados de acordo com a IFRS 2 - Pagamento Baseado em Ações (equivalentes ao CPC 10(R1)) na data de aquisição; e
- ativos (ou grupos para alienação) classificados como mantidos para venda conforme a IFRS 5 - Ativos Não Correntes Mantidos para Venda e Operações Descontinuadas (equivalente ao CPC 31) são mensurados conforme essa Norma.

O ágio é mensurado como o excesso da soma da contrapartida transferida, do valor das participações não controladoras na adquirida e do valor justo da participação do adquirente anteriormente detida na adquirida (se houver) sobre os valores líquidos na data de aquisição dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis. Se, após a avaliação, os valores líquidos dos ativos adquiridos e passivos assumidos identificáveis na data de aquisição forem superiores à soma da contrapartida transferida, do valor das participações não controladoras na adquirida e do valor justo da participação do

Notas Explicativas

adquirida anteriormente detida na adquirida (se houver), o excesso é reconhecido imediatamente no resultado como ganho.

As participações não controladoras que correspondam a participações atuais e conferem aos seus titulares o direito a uma parcela proporcional dos ativos líquidos da entidade no caso de liquidação poderão ser inicialmente mensuradas pelo valor justo ou com base na parcela proporcional das participações não controladoras nos valores reconhecidos dos ativos líquidos identificáveis da adquirida. A seleção do método de mensuração é feita transação a transação. Outros tipos de participações não controladoras são mensurados pelo valor justo ou, quando aplicável, conforme descrito em outra IFRS e CPC.

Quando a contrapartida transferida pela Companhia em uma combinação de negócios inclui ativos ou passivos resultantes de um acordo de contrapartida contingente, a contrapartida contingente é mensurada pelo valor justo na data de aquisição e incluída na contrapartida transferida em uma combinação de negócios. As variações no valor justo da contrapartida contingente classificadas como ajustes do período de mensuração são ajustadas retroativamente, com correspondentes ajustes no ágio. Os ajustes do período de mensuração correspondem a ajustes resultantes de informações adicionais obtidas durante o “período de mensuração” (que não poderá ser superior a um ano a partir da data de aquisição) relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição.

A contabilização subsequente das variações no valor justo da contrapartida contingente não classificadas como ajustes do período de mensuração depende da forma de classificação da contrapartida contingente. A contrapartida contingente classificada como patrimônio não é remensurada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes e sua correspondente liquidação é contabilizada no patrimônio. A contrapartida contingente classificada como ativo ou passivo é remensurada nas datas das demonstrações financeiras subsequentes de acordo com a IAS 39 (equivalente ao CPC 38), ou a IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), conforme aplicável, sendo o correspondente ganho ou perda reconhecido no resultado.

Quando uma combinação de negócios é realizada em etapas, a participação anteriormente detida pela Companhia na adquirida é remensurada pelo valor justo na data de aquisição (ou seja, na data em que a Companhia adquire o controle) e o correspondente ganho ou perda, se houver, é reconhecido no resultado. Os valores das participações na adquirida antes da data de aquisição que foram anteriormente reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” são reclassificados no resultado, na medida em que tal tratamento seja adequado caso essa participação seja alienada.

Se a contabilização inicial de uma combinação de negócios estiver incompleta no encerramento do período no qual essa combinação ocorreu, a Companhia registra os valores provisórios dos itens cuja contabilização estiver incompleta. Esses valores provisórios são ajustados durante o período de mensuração (vide acima), ou ativos e passivos adicionais são reconhecidos para refletir as novas informações obtidas relacionadas a fatos e circunstâncias existentes na data de aquisição que, se conhecidos, teriam afetado os valores reconhecidos naquela data.

Notas Explicativas

As combinações de negócios ocorridas até 31 de dezembro de 2008 foram contabilizadas de acordo com a instrução CVM 247/1996. Os ágios e deságios apurados nas aquisições de participações de acionistas não controladores após 1º de janeiro de 2009, data da adoção inicial do IFRS, são alocados integralmente ao contrato de concessão e reconhecidos no ativo intangível.

3.16. Tributação

A despesa com imposto de renda e contribuição social representa a soma dos impostos correntes e diferidos e a opção de apuração dos impostos sobre o resultado da Companhia é pelo método do lucro real

3.16.1. Impostos correntes

A provisão para imposto de renda (IRPJ) e contribuição social (CSLL) está baseada no lucro tributável do exercício. O lucro tributável difere do lucro apresentado na demonstração do resultado porque exclui receitas ou despesas tributáveis ou dedutíveis em outros exercícios, além de excluir itens não tributáveis ou não dedutíveis de forma permanente. A provisão para imposto de renda e contribuição social é calculada individualmente por cada empresa da Companhia com base nas alíquotas vigentes ao final do exercício.

3.16.2. Impostos diferidos

O imposto de renda e contribuição social diferidos são reconhecidos sobre as diferenças temporárias no final de cada período de relatório entre os saldos de ativos e passivos reconhecidos nas demonstrações financeiras e as bases fiscais correspondentes usadas na apuração do lucro tributável, incluindo saldo de prejuízos fiscais, quando aplicável. Os impostos diferidos passivos são geralmente reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias tributáveis e os impostos diferidos ativos são reconhecidos sobre todas as diferenças temporárias dedutíveis, apenas quando for provável que a empresa apresentará lucro tributável futuro em montante suficiente para que tais diferenças temporárias dedutíveis possam ser utilizadas.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados pelas alíquotas aplicáveis no período no qual se espera que o passivo seja liquidado ou o ativo seja realizado, com base nas alíquotas previstas na legislação tributária vigente no final de cada período de relatório, ou quando uma nova legislação tiver sido substancialmente aprovada. A mensuração dos impostos diferidos ativos e passivos reflete as consequências fiscais que resultariam da forma na qual a Companhia espera, no final de cada período de relatório, recuperar ou liquidar o valor contábil desses ativos e passivos.

Os impostos correntes e diferidos são reconhecidos no resultado, exceto quando correspondem a itens registrados em Outros Resultados Abrangentes, ou diretamente no patrimônio líquido, caso em que os impostos correntes e diferidos também são

Notas Explicativas

reconhecidos em Outros resultados abrangentes ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente. Quando os impostos correntes e diferidos são originados da contabilização inicial de uma combinação de negócios, o efeito fiscal é considerado na contabilização da combinação de negócios.

3.17. Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando uma entidade da Companhia for parte das disposições contratuais do instrumento.

Os ativos e passivos financeiros são inicialmente mensurados pelo valor justo.

Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição ou emissão de ativos e passivos financeiros (exceto por ativos e passivos financeiros reconhecidos ao valor justo no resultado) são acrescidos ou deduzidos do valor justo dos ativos ou passivos financeiros, se aplicável, após o reconhecimento inicial. Os custos da transação diretamente atribuíveis à aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.17.1. Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda e empréstimos e recebíveis. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

(a) Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- for adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- no reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados que o Grupo administra em conjunto e possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- for um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “hedge” efetivo.

Um ativo financeiro além dos mantidos para negociação pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

- tal designação eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- o ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos, e
- seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38)

Notas Explicativas

permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

(b) Investimentos mantidos até o vencimento

Os investimentos mantidos até o vencimento correspondem a ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e data de vencimento fixa que a Companhia tem a intenção positiva e a capacidade de manter até o vencimento. Após o reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados ao custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, menos eventual perda por redução ao valor recuperável.

(c) Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, e outros) são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável.

A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(d) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda correspondem a ativos financeiros não derivativos designados como disponíveis para venda e não classificados como:

- 1) ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado,
- 2) investimentos mantidos até o vencimento, ou
- 3) empréstimos e recebíveis, os quais são inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial, são reavaliados pelos valores justos por referência ao seu valor de mercado, sem qualquer dedução relativa a custo de transação que possa ocorrer até a sua venda.

As variações no valor contábil dos ativos financeiros monetários disponíveis para venda relacionadas a variações nas taxas de câmbio (ver abaixo), as receitas de juros calculadas utilizando o método de juros efetivos e os dividendos sobre investimentos em ações disponíveis para venda são reconhecidos no resultado. Outras variações no valor contábil dos ativos financeiros disponíveis para venda são reconhecidas em Outros resultados abrangentes. Quando o investimento é alienado ou apresenta

Notas Explicativas

Redução do valor recuperável, o ganho ou a perda acumulado anteriormente reconhecido na conta de Outros resultados abrangentes é reclassificado para o resultado.

3.17.2. Redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Ativos financeiros, exceto aqueles designados pelo valor justo por meio do resultado, são avaliados por indicadores de redução ao valor recuperável no final de cada período de relatório. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas se, e apenas se, houver evidência objetiva da redução ao valor recuperável do ativo financeiro como resultado de um ou mais eventos que tenham ocorrido após seu reconhecimento inicial, com impacto nos fluxos de caixa futuros estimados desse ativo.

No caso de investimentos de capital classificados como disponíveis para venda, uma queda relevante ou prolongada no valor justo do título abaixo de seu custo também é uma evidência de que os ativos estão deteriorados. Se qualquer evidência desse tipo existir para ativos financeiros disponíveis para venda, o prejuízo cumulativo (medido como a diferença entre o custo de aquisição e o valor justo atual, menos qualquer prejuízo por *impairment* sobre o ativo financeiro reconhecido anteriormente no resultado) será retirado do patrimônio e reconhecido na demonstração consolidada do resultado. Perdas por *impairment* reconhecidas na demonstração do resultado em instrumentos patrimoniais não são revertidas por meio da demonstração consolidada do resultado. Se, em um período subsequente, o valor justo de um instrumento da dívida classificado como disponível para venda aumentar, e o aumento puder ser objetivamente relacionado a um evento que ocorreu após a perda por *impairment* ter sido reconhecido no resultado, a perda por *impairment* é revertida por meio de demonstração do resultado.

Para certas categorias de ativos financeiros, tais como contas a receber, os ativos são avaliados coletivamente, mesmo se não apresentarem evidências de que estão registrados por valor superior ao recuperável quando avaliados de forma individual. Evidências objetivas de redução ao valor recuperável para uma carteira de créditos podem incluir a experiência passada da Companhia na cobrança de pagamentos e o aumento no número de pagamentos em atraso após o período médio de recebimento, além de mudanças observáveis nas condições econômicas nacionais ou locais relacionadas à inadimplência dos recebíveis.

Para os ativos financeiros registrados ao valor de custo amortizado, o montante da redução ao valor recuperável registrado corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de juros efetiva original do ativo financeiro.

Para ativos financeiros registrados ao custo, o montante da perda por redução ao valor recuperável corresponde à diferença entre o valor contábil do ativo e o valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados, descontada pela taxa de retorno atual para um ativo financeiro similar. Essa perda por redução ao valor recuperável não será revertida em períodos subsequentes.

O valor contábil do ativo financeiro é reduzido diretamente pela perda por redução ao valor recuperável para todos os ativos financeiros, com exceção das contas a receber, em que o valor contábil é reduzido pelo uso de uma provisão. Recuperações

Notas Explicativas

subseqüentes de valores anteriormente provisionados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

Para ativos financeiros registrados ao custo amortizado, se em um período subsequente o valor da perda da redução ao valor recuperável diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente a um evento ocorrido após a redução ao valor recuperável ter sido reconhecida, a perda anteriormente reconhecida é revertida por meio do resultado, desde que o valor contábil do investimento na data dessa reversão não exceda o eventual custo amortizado se a redução ao valor recuperável não tivesse sido reconhecida.

3.17.3. Baixa de ativos financeiros

A Companhia baixa um ativo financeiro apenas quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa provenientes desse ativo expiram ou são transferidos juntamente com os riscos e benefícios da propriedade. Se a Companhia não transferir nem reter substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do ativo financeiro, mas continuar a controlar o ativo transferido, a Companhia reconhece a participação retida e o respectivo passivo nos valores que terá de pagar. Se reter substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo da propriedade do ativo financeiro transferido, a Companhia continua reconhecendo esse ativo, além de um empréstimo garantido pela receita recebida.

Na baixa de um ativo financeiro, a diferença entre o valor contábil do ativo e a soma da contrapartida recebida e a receber e o ganho ou a perda acumulado que foi reconhecido em Outros resultados abrangentes e acumulado no patrimônio é reconhecida no resultado.

3.17.4. Passivos financeiros e instrumentos de patrimônio

Instrumentos de dívida e de patrimônio emitidos por uma entidade do Grupo são classificados como passivos financeiros ou patrimônio, de acordo com a natureza do acordo contratual e as definições de passivo financeiro e instrumento de patrimônio. Um instrumento de patrimônio é um contrato que evidencia uma participação residual nos ativos de uma empresa após a dedução de todas as suas obrigações. Os instrumentos de patrimônio emitidos pelo Grupo são reconhecidos quando os recursos são recebidos, líquidos dos custos diretos de emissão.

Os passivos financeiros são classificados como passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado ou outros passivos financeiros.

(a) Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Os passivos financeiros são classificados como ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação no curto prazo ou designados ao valor justo por meio do resultado. Os passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo, e os respectivos ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado.

(b) Outros passivos financeiros

Notas Explicativas

Os outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos e financiamentos, fornecedores e outras contas a pagar, são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

3.17.5. Baixa de passivos financeiros

A Companhia baixa passivos financeiros somente quando as obrigações da Companhia são extintas e canceladas ou quando vencem. A diferença entre o valor contábil do passivo financeiro baixado e a contrapartida paga e a pagar é reconhecida no resultado.

3.17.6. Contratos de garantia financeira

Contrato de garantia financeira consiste em contrato que requer que o emitente efetue pagamentos especificados a fim de reembolsar o detentor por perda que incorrer devido ao fato de o devedor especificado não efetuar o pagamento na data prevista, de acordo com as condições iniciais ou alteradas de instrumento de dívida.

Garantias financeiras são inicialmente reconhecidas nas demonstrações financeiras pelo valor justo na data de emissão da garantia. Subsequentemente as obrigações em relação a garantias são mensuradas pelo maior valor inicial menos a amortização das taxas reconhecidas, e melhor estimativa do valor requerido para liquidar a garantia.

Essas estimativas são definidas com base na experiência de transações similares e no histórico de perdas passadas junto com o julgamento da administração da Companhia. As taxas recebidas são reconhecidas com base no método linear ao longo da vida da garantia. Qualquer aumento de obrigações em relação às garantias são apresentadas quando ocorridas nas despesas operacionais (vide nota 22).

3.17.7. Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua exposição a riscos de taxa de juros e câmbio, incluindo contratos de câmbio a termo, swaps de taxa de juros e de moedas. A nota 44 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos. Determinadas controladas em conjunto contrataram operações de derivativos, sendo que em alguns casos foi aplicada a política de *hedge accounting*.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente, a menos que o derivativo seja designado e efetivo como instrumento de *hedge*; nesse caso, o momento do reconhecimento no resultado depende da natureza da relação de *hedge*.

Notas Explicativas

3.17.8. Derivativos embutidos

Os derivativos embutidos em contratos principais não derivativos são tratados como um derivativo separadamente quando seus riscos e suas características não forem estreitamente relacionados aos dos contratos principais e estes não forem mensurados pelo valor justo por meio do resultado.

3.17.9. Contabilização de *hedge*

A Companhia possui política de contabilização de *hedge*, porém, atualmente com exceção das operações de determinadas SPEs, não possui transações classificadas como tal. Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de *hedge* são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo. Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

No início da relação de *hedge*, a Companhia documenta a relação entre o instrumento de *hedge* e o item objeto de *hedge* com seus objetivos na gestão de riscos e sua estratégia para assumir variadas operações de *hedge*. Adicionalmente, no início do *hedge* e de maneira continuada, a Companhia documenta se o instrumento de *hedge* usado em uma relação de *hedge* é altamente efetivo na compensação das mudanças de valor justo ou fluxo de caixa do item objeto de *hedge*, atribuível ao risco sujeito a *hedge*.

Para os fins de contabilidade de *hedge*, a Companhia utiliza as seguintes classificações:

(a) *hedges* de valor justo

Mudanças no valor justo dos derivativos designados e qualificados como *hedge* de valor justo são registradas no resultado com quaisquer mudanças no valor justo dos itens objetos de *hedge* atribuíveis ao risco protegido. As mudanças no valor justo dos instrumentos de *hedge* e no item objeto de *hedge* atribuível ao risco de *hedge* são reconhecidas na demonstração do resultado.

A contabilização do *hedge* é descontinuada prospectivamente quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou quando não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. O ajuste ao valor justo do item objeto de *hedge*, oriundo do risco de *hedge*, é registrado no resultado a partir dessa data.

(b) *hedges* de fluxo de caixa

A parte efetiva das mudanças no valor justo dos derivativos que for designada e qualificada como *hedge* de fluxo de caixa é reconhecida em outros resultados abrangentes. Os ganhos ou as perdas relacionados à parte inefetiva são reconhecidos imediatamente no resultado.

Os valores anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio são reclassificados para o resultado no exercício em que o item objeto de *hedge* é reconhecido no resultado.

Notas Explicativas

A contabilização de *hedge* é descontinuada quando a Companhia cancela a relação de *hedge*, o instrumento de *hedge* vence ou é vendido, rescindido ou executado, ou não se qualifica mais como contabilização de *hedge*. Quaisquer ganhos ou perdas reconhecidos em outros resultados abrangentes e acumulados no patrimônio naquela data permanecem no patrimônio e são reconhecidos quando a transação prevista for finalmente reconhecida no resultado. Quando não se espera mais que a transação prevista ocorra, os ganhos ou as perdas acumulados e diferidos no patrimônio são reconhecidos imediatamente no resultado.

3.18. Benefícios pós-emprego

3.18.1. Obrigações de aposentadoria

A Companhia e suas controladas patrocinam vários planos de pensão, os quais são geralmente financiados por pagamentos a seguradoras ou fundos fiduciários determinados por cálculos atuariais periódicos. A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Um plano de contribuição definida é um plano de pensão segundo o qual a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada e não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar a todos os empregados os benefícios relacionados com os serviços dos empregados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que em tais planos de benefício definido estabelecem um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração.

O passivo reconhecido no Balanço Patrimonial com relação aos planos de benefício definido é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano, com os ajustes de custos de serviços passados não reconhecidos. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método da unidade de crédito projetada. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa, usando taxas de juros condizentes com os rendimentos de mercado, as quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado, a menos que as mudanças do plano de pensão estejam condicionadas à permanência do empregado no emprego, por um período de tempo específico (o período no qual o direito é adquirido). Nesse caso, os custos de serviços passados são amortizados pelo método linear durante o período em que o direito foi adquirido.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições para planos de seguro de pensão públicos ou privados de forma obrigatória, contratual ou

Notas Explicativas

Voluntária. A Companhia não tem nenhuma obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível. A Companhia adota a prática de reconhecer integralmente os ganhos e perdas atuariais em outros resultados abrangentes.

3.18.2. Outras obrigações pós-emprego

Algumas empresas da Companhia oferecem benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço. Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

3.18.3. Participação nos lucros ou resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação dos empregados e administradores nos lucros ou resultados com base no lucro atribuível aos acionistas da Companhia após certos ajustes. A Companhia reconhece uma provisão quando está contratualmente obrigada ou quando há uma prática passada que criou uma obrigação não formalizada (obrigação construtiva).

3.19. Provisões

As provisões são reconhecidas para obrigações presentes (legal ou presumida) resultante de eventos passados, em que seja possível estimar os valores de forma confiável e cuja liquidação seja provável. O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

Quando alguns ou todos os benefícios econômicos requeridos para a liquidação de uma provisão são esperados que sejam recuperados de um terceiro, um ativo é reconhecido se, e somente se, o reembolso for virtualmente certo e o valor puder ser mensurado de forma confiável.

Notas Explicativas

3.19.1. Provisão para desmobilização de ativos

Conforme previsto no pronunciamento IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes (equivalente ao CPC 25), é constituída provisão ao longo do tempo de vida útil econômica de usinas term nucleares, com o objetivo de alocar ao respectivo período de operação os custos a serem incorridos com sua desativação técnico-operacional, ao término da sua vida útil, estimada em quarenta anos.

Os valores são apropriados ao resultado do exercício a valor presente, com base em quotas anuais fixadas em dólares norte americanos, a razão de 1/40 dos gastos estimados, registrados imediatamente e convertidos pela taxa de câmbio do final de cada período de competência. (vide Nota 32).

3.19.2. Provisão para obrigações legais vinculadas a processos judiciais

As provisões para contingências judiciais são constituídas sempre que a perda for avaliada como provável, que ocasionaria uma provável saída de recursos para a liquidação das obrigações e quando os montantes envolvidos forem mensuráveis com suficiente segurança levando em conta a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, similaridade com processos anteriores, complexidade e o posicionamento de tribunais.

3.19.3. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

3.20. Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subsequentemente atualizados pela taxa SELIC.

3.21. Capital social

As ações ordinárias e as ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

Os custos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações são demonstrados no patrimônio líquido como uma dedução do valor captado, líquida de impostos.

Quando a Companhia compra suas próprias ações (ações em tesouraria), o valor pago, incluindo quaisquer custos adicionais diretamente atribuíveis (líquidos do imposto de renda), é deduzido do capital atribuível aos acionistas da Companhia até que as ações sejam canceladas ou reemitidas. Quando essas ações são subsequentemente reemitidas, qualquer valor recebido, líquido de quaisquer custos adicionais da transação, diretamente atribuíveis e dos respectivos efeitos do imposto de renda e da contribuição social, é incluído no capital atribuível aos acionistas da Companhia.

Notas Explicativas

3.22. Juros sobre o capital próprio e dividendos

Os juros sobre o capital próprio são imputados aos dividendos do exercício, sendo calculados tendo como limite uma porcentagem sobre o patrimônio líquido, usando a Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP estabelecida pelo Governo Brasileiro, conforme exigência legal, limitado a 50% do lucro líquido do exercício ou 50% das reservas de lucro, antes de incluir o lucro do próprio exercício, o que for maior.

O valor dos dividendos acima do mínimo obrigatório estabelecido em Lei ou outro instrumento legal, ainda não aprovado em Assembleia Geral, são apresentados no Patrimônio Líquido, em conta específica denominada dividendos adicionais propostos.

3.23. Outros resultados abrangentes

Outros resultados abrangentes compreendem itens de receita e despesa que não são reconhecidos na demonstração do resultado. Os componentes dos outros resultados abrangentes incluem:

- a) Ganhos e perdas atuariais em planos de pensão com benefício definido;
- b) Ganhos e perdas derivados de conversão de demonstrações contábeis de operações no exterior;
- c) Ajuste de avaliação patrimonial relativo aos ganhos e perdas na remensuração de ativos financeiros disponíveis para venda; e
- d) Ajuste de avaliação patrimonial relativo à efetiva parcela de ganhos ou perdas de instrumentos de hedge em hedge de fluxo de caixa.

3.24. Reconhecimento de receita

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida de quaisquer estimativas de devoluções e outras deduções similares.

3.24.1. Venda de energia e serviços

a) Geração e Distribuição

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma. A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando é provável que os benefícios econômicos associados às transações fluirão para a Companhia; o valor da receita pode ser mensurado com confiabilidade; os riscos e os benefícios relacionados à venda foram transferidos para o comprador; os custos incorridos ou a serem incorridos relacionados à transação podem ser mensurados com confiabilidade; e a Companhia não detém mais o controle e a responsabilidade sobre a energia vendida. Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica e de parte da geração abrangida no escopo do ICPC 01/IFRIC 12.

b) Transmissão

1) Receita financeira decorrente da remuneração do ativo financeiro até o final do período da concessão auferida de modo pró-rata e que leva em consideração a taxa média de retorno dos investimentos.

Notas Explicativas

2) Receita para cobertura dos gastos de operação e manutenção com base no custo incorrido.

3) Receita de construção para as expansões que gerem receita adicional. Considerando que esses serviços são realizados por terceiros, a Companhia não apura margem de construção.

3.24.2. Receita de dividendos e juros

A receita de dividendos proveniente de investimentos em controladas e coligadas é reconhecida quando o direito do acionista de receber tais dividendos é estabelecido e desde que seja provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade.

A receita de ativo financeiro de juros é reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida pelo método linear com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial desse ativo.

3.25. Arrendamento

Os arrendamentos são classificados como financeiros sempre que os termos do contrato de arrendamento transferirem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os demais contratos de arrendamento são classificados como operacionais.

Os pagamentos referentes aos arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa pelo método linear pelo período de vigência do contrato, exceto quando outra base sistemática é mais representativa para refletir o momento em que os benefícios econômicos do ativo arrendado são consumidos. Os pagamentos contingentes oriundos de arrendamentos operacionais são reconhecidos como despesa no exercício em que são incorridos.

Os ativos adquiridos através de contrato de arrendamento financeiro são depreciados com base na vida útil dos ativos.

3.26. Subvenções governamentais

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas sistematicamente no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas e apropriadas à reserva de lucros e não são destinadas a distribuição de dividendos.

Notas Explicativas

3.27. Paradas programadas

Os custos incorridos antes e durante as paradas programadas de usinas e linhas de transmissão são apropriados ao resultado no período em que forem incorridos.

3.28. Apuração do resultado do exercício

O resultado é apurado pelo regime contábil de competência dos exercícios.

3.29. Lucro básico e lucro diluído

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuído aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações em circulação (total de ações menos as ações em tesouraria). O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas, de acordo com o CPC 41 (IAS 33).

3.30. Apresentação de relatórios por segmentos de negócio

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos relatórios operacionais são fornecidos para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração, responsável pela tomada das decisões estratégicas da Companhia, que adota os seguintes segmentos:

- (I) Geração;
- (II) Transmissão;
- (III) Distribuição; e
- (IV) Administração.

Os resultados decorrentes das atividades de Comercialização são apresentados juntamente com o segmento de geração.

3.31. Demonstração do valor adicionado - DVA

Essa demonstração tem por finalidade evidenciar a riqueza criada pela Companhia e sua distribuição durante determinado período e é apresentada conforme requerido pela legislação societária brasileira, como parte de suas demonstrações financeiras individuais e como informação suplementar às demonstrações financeiras consolidadas, pois não é uma demonstração prevista e nem obrigatória conforme as IFRSs.

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos

Notas Explicativas

de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (resultado da equivalência patrimonial, receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

NOTA 4 – ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS CONTÁBEIS

Na aplicação das políticas contábeis, a Administração da Companhia deve fazer julgamentos e elaborar estimativas a respeito dos valores contábeis de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações nas notas explicativas, na data base das demonstrações financeiras, para os quais não são facilmente obtidos através de outras fontes. As estimativas e as respectivas premissas estão baseadas na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. As estimativas e premissas subjacentes são revisadas continuamente. Os efeitos decorrentes das revisões feitas às estimativas contábeis são reconhecidos no período em que as estimativas são revistas, se a revisão afetar apenas este período, ou também em períodos posteriores se a revisão afetar tanto o período presente como períodos futuros.

Ainda que estas estimativas e premissas sejam permanentemente monitoradas e revistas pela Administração da Companhia e de suas controladas, a materialização sobre o valor contábil de receitas, despesas, ativos e passivos é inerentemente incerta, por decorrer do uso de julgamento.

A seguir, são apresentadas as principais premissas das estimativas contábeis avaliadas como as mais críticas pela Administração da Companhia e de suas controladas a respeito do futuro e outras principais origens da incerteza utilizadas que podem levar a ajustes significativos nos valores contábeis dos ativos e passivos nos próximos períodos:

I. Ativo e passivo fiscal diferidos

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados e reconhecidos utilizando-se as alíquotas aplicáveis às estimativas de lucro tributável para compensação nos anos em que essas diferenças temporárias e os prejuízos fiscais de imposto de renda e bases negativas de contribuição social acumulados deverão ser realizadas. Os prejuízos fiscais e base negativa não prescrevem e sua compensação fica restrita ao limite de 30% do lucro tributável gerado em determinado exercício fiscal. As estimativas de lucro tributável são baseadas nos orçamentos anuais e no plano estratégico, ambos revisados periodicamente. Entretanto, o lucro tributável futuro pode ser maior ou menor que as estimativas consideradas pela administração quando da definição da necessidade de registrar ou não o montante do ativo fiscal diferido (vide nota 11).

Notas Explicativas

II. Provisão para redução do valor recuperável de ativos de longa duração

A Administração da Companhia adota variáveis e premissas em teste de determinação de recuperação de ativos de longa duração para determinação do valor recuperável de ativos e reconhecimento de *impairment*, quando necessário. Nesta prática são aplicados julgamentos baseados na experiência histórica na gestão do ativo, conjunto de ativos ou unidade geradora de caixa que possa eventualmente não se verificar no futuro, inclusive quanto à vida útil econômica estimada, que representam as práticas determinadas pela ANEEL aplicáveis sobre os ativos vinculados à concessão do serviço público de energia elétrica, que podem variar em decorrência da análise periódica do prazo de vida útil econômica de bens, em vigor.

Também impactam na determinação das variáveis e premissas utilizadas pela Administração da Companhia e de suas controladas na determinação dos fluxos de caixa futuro descontados, para fins de reconhecimento do valor recuperável de ativos de longa duração, diversos eventos inerentemente incertos. Dentre estes eventos destacam-se a manutenção dos níveis de consumo de energia elétrica, taxa de crescimento da atividade econômica no país, disponibilidade de recursos hídricos, além daquelas inerentes ao fim dos prazos de concessão de serviços públicos de energia elétrica detidas, em especial quanto ao valor de sua reversão ao final do prazo de concessão. Neste ponto, foi adotada a premissa de indenização contratualmente prevista, quando aplicável, pelo valor novo de reposição (VNR), que são os valores esperados de indenização ao final do prazo das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica (vide prática contábil na nota 3.11 e movimentação das provisões efetuadas no exercício na nota 19).

III. Base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público

A Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei 12.783/2013, em 11 de janeiro de 2013, definiu o valor novo de reposição (VNR) como a base de determinação de indenização pelo poder concedente sobre concessões de serviço público. A Companhia adota, para as concessões ainda não prorrogadas, a premissa de que os bens são reversíveis no final dos contratos de concessão, com direito ao recebimento de indenização do Poder Concedente sobre os investimentos ainda não amortizados, pelo menor entre o valor residual contábil e o valor novo de reposição estimado. Seguindo essa premissa, também foram mantidos valores a receber do poder concedente relacionados à Rede Básica do Sistema Existente – RBSE e os investimentos realizados após o projeto básico das usinas e linhas de transmissão (modernização e melhorias) e os ativos de geração térmica, os quais ainda serão objeto de homologação pela Aneel (conforme divulgado na nota 2.1). Até 31 de dezembro de 2011 a premissa adotada era de que tais ativos seriam indenizados pelo valor residual contábil ao final da concessão.

IV. Vida útil dos bens do imobilizado

A Administração da Companhia utiliza os critérios definidos na resolução ANEEL 367, de 02 de junho de 2009, na determinação da vida útil estimada dos bens do

Notas Explicativas

ativo imobilizado, por entender que elas representam adequadamente a referida vida útil (vide nota 15).

V. Provisão para desmobilização de ativos

A Companhia reconhece provisão para obrigações com a desativação de ativos relativos às suas usinas termonucleares. Para determinar o valor da provisão, premissas e estimativas são feitas em relação às taxas de desconto, ao custo estimado para a desativação e remoção de toda a usina do local e à época esperada dos referidos custos (vide nota 32). A estimativa dos custos é baseada nos requerimentos legais e ambientais para a desativação e remoção de toda a usina assim como os preços de produtos e serviços a serem utilizados no final da vida útil.

VI. Obrigações atuariais

As obrigações atuariais registradas são determinadas por cálculos atuariais elaborados por atuários independentes com base na expectativa de vida do participante (tábua AT-2000), idade média de aposentadoria e inflação. Contudo, os resultados reais futuros dos benefícios podem ser diferentes daqueles existentes e registrados contabilmente (vide nota 30).

VII. Provisão para riscos trabalhistas, tributários e cíveis

As provisões para riscos trabalhistas, tributários e cíveis, quando aplicável, são constituídas para os riscos contingentes fiscais, trabalhistas e cíveis com expectativa de perda provável, com base na opinião da Administração e dos assessores jurídicos internos e externos da Companhia. Os valores provisionados são registrados com base nas estimativas dos custos dos desfechos dos referidos processos e nos procedimentos utilizados. Riscos contingentes com expectativa de perda possível são divulgados pela Administração, mas não são registrados contabilmente (vide nota 31).

VIII. Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A Companhia registra provisão para suas contas a receber que entende terem incerteza quanto ao seu recebimento. Essa provisão é calculada com base nas premissas estabelecidas e descritas na Nota 7, as quais são baseadas nos critérios das normas da ANEEL.

IX. Avaliação de instrumentos financeiros

Conforme descrito na nota 44, a Administração da Companhia utiliza técnicas de avaliação que incluem informações que não se baseiam em dados observáveis de mercado para estimar o valor justo de determinados tipos de instrumentos financeiros. A nota 44 apresenta as informações sobre as principais premissas utilizadas na determinação do valor justo de instrumentos financeiros, bem como a análise de sensibilidade dessas premissas. A Administração da Companhia e suas controladas acredita que as técnicas de avaliação selecionadas e as premissas utilizadas são adequadas para a determinação do valor justo dos instrumentos financeiros.

Notas Explicativas

X. Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato. A Companhia e as controladas utilizam-se de premissas relacionadas aos custos e benefícios econômicos de cada contrato para a determinação da existência ou não de um contrato oneroso. A estimativa crítica na determinação do montante de provisão para a venda futura do contrato é o PLD médio histórico aprovado pela Administração da Companhia como premissa para o cálculo da provisão do contrato oneroso, exclusivamente para fins contábeis e a taxa de desconto utilizada para os fluxos de caixa. Os valores reais do PLD ao longo dos anos podem ser superiores ou inferiores das premissas utilizadas pela Companhia. Adicionalmente, a Companhia pode ter contratos onerosos em concessões onde o atual custo esperado para a operação e manutenção não é coberto integralmente pelas receitas (vide nota 35).

NOTA 5 – CAIXA, EQUIVALENTES DE CAIXA E CAIXA RESTRITO

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
I - Caixa e Equivalente de Caixa:				
Caixa e Bancos	10.826	1.819	535.145	389.191
Aplicações Financeiras	924.801	1.394.910	3.894.230	4.570.596
	935.627	1.396.729	4.429.375	4.959.787
II - Caixa Restrito:				
Recursos da CCC	2.099.394	2.194.946	2.099.394	2.194.946
Comercialização - Itaipu	619.206	176.940	619.206	176.940
Comercialização - PROINFA	790.723	662.752	790.723	662.752
	3.509.323	3.034.638	3.509.323	3.034.638
	4.444.950	4.431.367	7.938.698	7.994.425

As disponibilidades financeiras são mantidas no Banco do Brasil S.A., nos termos da legislação específica para as Sociedades de Economia Mista sob controle do Governo Federal, emanada do Decreto-Lei 1.290, de 03 de dezembro de 1973, com as alterações decorrentes da Resolução 2.917, de 19 de dezembro de 2001, do Banco Central do Brasil, que estabeleceu novos mecanismos para as aplicações das empresas integrantes da Administração Federal Indireta.

As aplicações financeiras, de liquidez imediata, encontram-se em fundos de investimento financeiro - extramercado, que têm como meta a rentabilidade em função da taxa referencial média do Sistema Especial de Liquidação e Custódia - SELIC.

NOTA 6 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

A Companhia e suas controladas aplicam em títulos e valores mobiliários com vencimentos de longo prazo e, apesar destas datas de vencimento, a Companhia possui programa de investimento de curto prazo para a utilização desses recursos



Notas Explicativas

antes do vencimento. Sua classificação em circulante e não circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo serem mantidos para negociação ativa e freqüente, possuindo liquidez imediata e intenção de aplicação no plano de investimentos da Companhia.

Em relação às partes beneficiárias, é feito o ajuste a valor presente. Os títulos CFT-E1 e os certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais do Fundo de Investimento do Nordeste - FINOR e do Fundo de Investimentos da Amazônia - FINAM, estão ajustados por provisões para perdas na sua realização e, portanto, apresentados líquidos:

O detalhamento dos títulos e valores mobiliários se dá como se segue:

CONTROLADORA

CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2012	31/12/2011
LFT	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	-	7.549.911
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	2.953.652	429.992
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	77	69.762
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.424.455	19.751
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/12	IGP-M	-	263.450
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/12	TR	-	86.583
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/12	TR	-	62.708
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/12	TR	-	16.991
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	09/07/12	TR	-	30
TOTAL CIRCULANTE				4.378.184	8.499.178

NÃO CIRCULANTE

Titulos	31/12/2012	31/12/2011
FINOR/FINAM	1.602	3.064
RENDIMENTOS DE PARCERIAS	146.728	163.740
PARTES BENEFICIÁRIAS	246.888	212.419
OUTROS	483	484
TOTAL NÃO CIRCULANTE	395.701	379.707

CONSOLIDADO

CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2012	31/12/2011
LFT	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.240.345	9.751.563
LTN	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	3.066.625	563.120
NTN- B	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	51.914	69.762
NTN- F	Banco do Brasil	Até 90 dias	Pre-fixado	1.486.130	19.751
CFT-E1	Banco do Brasil	01/08/12	IGP-M	-	263.450
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	01/03/12	TR	-	86.583
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	01/06/12	TR	-	62.708
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	26/02/12	TR	-	17.032
TÍTULOS DE RENDA FIXA				130.129	129.078
OUTROS				647.468	289.457
TOTAL CIRCULANTE				6.622.611	11.252.504



Notas Explicativas

NÃO CIRCULANTE					
Titulos	Agente Financeiro Custodiante	Vencimento	Indexador	31/12/2012	31/12/2011
LFT	Banco do Brasil		Pre-fixado	155	-
NTN- B	Banco do Brasil		Pre-fixado	200	-
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/15	TR	440	332
NTN- P	Banco do Brasil	09/07/14	TR	185	178
NTN- P	Banco do Brasil	28/12/14	TR	3	-
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	01/01/25	TR	-	41
NTN-P: 740100	Banco do Brasil	01/01/24	TR	-	7
NTN-P: 741536	Banco do Brasil	21/03/18	TR	2	2
NTN-P: 741566	Banco do Brasil	28/12/15	TR	-	92
NTN-P: 741806	Banco do Brasil	28/12/04	TR	-	3
NTN-P: 760199	Banco do Brasil	15/05/17	TR	-	127
FINOR/FINAM				1.602	3.064
RENDIMENTOS DE PARCERIAS				146.728	163.740
PARTES BENEFICIÁRIAS				246.888	212.419
OUTROS				8.134	18.353
TOTAL NÃO CIRCULANTE				404.337	398.358

a) NTN-P - Títulos públicos recebidos em pagamento por alienação de investimentos societários no âmbito do Programa Nacional de Desestatização - PND. Estes títulos possuem atualização equivalente à variação da Taxa Referencial - TR, divulgada pelo Banco Central do Brasil, com juros de 6% ao ano incidentes sobre o valor atualizado com datas de resgate fixadas a partir de fevereiro de 2012.

b) RENDIMENTOS DE PARCERIAS - Referem-se aos rendimentos decorrentes dos investimentos em regime de parcerias, correspondente a uma remuneração média equivalente à variação do IGP-M acrescido de juros de 12% a 13% ao ano sobre o capital aportado, como demonstrado a seguir:

CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2012	31/12/2011
Tangará	146.728	117.770
Guascor	-	45.970
	<u>146.728</u>	<u>163.740</u>

c) PARTES BENEFICIÁRIAS - Títulos adquiridos em decorrência da reestruturação do investimento da Companhia na controlada INVESTCO S.A.. Estes ativos garantem rendimentos anuais equivalentes a 10% do lucro das empresas citadas abaixo, pagos juntamente com os dividendos, e serão resgatados no vencimento previsto para outubro de 2032, mediante sua conversão em ações preferenciais do capital social das referidas empresas, conforme a seguir demonstrado:

CONTROLADORA E CONSOLIDADO		
	31/12/2012	31/12/2011
Lajeado Energia	451.375	451.375
Paulista Lajeado	49.975	49.975
Ceb Lajeado	151.225	151.225
Valor de face	652.575	652.575
Ajuste a valor presente	(405.688)	(440.156)
Valor presente	<u>246.887</u>	<u>212.419</u>



Notas Explicativas

d) FINOR/FINAM - Referem-se substancialmente a certificados de investimentos decorrentes de incentivos fiscais destinados à projetos nas áreas de atuação das controladas Chesf e Eletronorte. A Companhia mantém provisão para perdas na sua realização, constituída com base em valor de mercado, no montante de R\$ 246.924 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 292.456), sendo apresentada como redutora do respectivo ativo.

NOTA 7 – CLIENTES

	CONSOLIDADO					31/12/2011
	31/12/2012					
	A vencer	Vencidos até 90 dias	+ de 90 dias	Créditos Renegociados	Total	
CIRCULANTE						Total
AES ELETROPAULO	115.767	2.464	-	-	118.231	104.400
AES SUL	27.849	1.256	-	-	29.105	13.011
AMPLA	42.481	1.829	10	-	44.320	41.908
ANDE	63.659	-	-	-	63.659	52.115
CEA	344.535	-	-	-	344.535	1.093.641
CEB	13.499	638	106	-	14.243	14.925
CEEE-D	38.938	187	-	-	39.125	37.366
CELESC	49.627	2.784	-	-	52.411	37.422
CELG	56.373	409	-	72.535	129.317	98.968
CELPA	60.457	119	12.453	9.405	82.434	80.764
CELPE	45.982	379	56	-	46.417	39.903
CEMAR	35.712	951	-	-	36.663	32.021
CEMIG	80.377	3.367	8	-	83.752	113.081
CESP	4.529	-	-	-	4.529	3.524
COELBA	74.007	1.758	58	-	75.823	72.858
COELCE	41.987	1.612	-	-	43.599	34.437
COPEL	112.444	1.759	-	-	114.203	102.247
CPFL	42.054	981	165	-	43.200	64.826
EBE	27.019	637	-	-	27.656	25.620
ELEKTRO	56.426	232	-	-	56.658	52.614
ENERGISA	21.211	296	12	-	21.519	63.484
ENERSUL	20.366	272	-	-	20.638	20.534
ESCELSA	26.232	1.009	60	-	27.301	26.395
LIGHT	91.463	1.311	452	-	93.226	89.994
PIRATININGA	6.126	-	54	-	6.180	8.538
RGE	7.353	659	-	-	8.012	7.698
Rolagem da Dívida dos Estados	-	-	-	112.427	112.427	187.625
Comercialização CCEE	93.668	23.535	295.650	-	412.853	433.440
Uso da Rede Elétrica	505.615	3.393	56.841	30.141	595.990	608.415
PROINFA	412.944	7.741	56.419	-	477.104	579.428
Consumidores	659.470	341.318	445.669	198.379	1.644.836	1.172.474
Poder público	125.378	57.661	388.846	144.553	716.438	465.335
Outros	758.558	13.281	139.546	168.424	1.079.809	1.151.156
(-) PCLD	(745.727)	(46.213)	(1.024.445)	(352.865)	(2.169.250)	(2.578.143)
	3.316.379	425.625	371.960	382.999	4.496.963	4.352.024
NÃO CIRCULANTE						
CELG	-	-	-	161.313	161.313	66.368
CELPA	-	-	-	70.669	70.669	-
CEA	-	-	-	399.302	399.302	-
Rolagem da dívida dos Estados	-	-	-	1.029.710	1.029.710	1.005.383
Outros	258.827	-	7.956	310.939	577.722	407.243
(-) PCLD	(334)	-	(7.956)	(747.480)	(755.770)	-
	258.493	-	-	1.224.453	1.482.946	1.478.994
	3.574.872	425.625	371.960	1.607.452	5.979.909	5.831.018

Notas Explicativas

I - Comercialização de energia elétrica - PROINFA

As operações de comercialização de energia elétrica no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA geraram um resultado líquido negativo no exercício de 2012 de R\$ 60.122 (31 de dezembro de 2011 – negativo em R\$ 48.906), não produzindo efeito no resultado líquido do exercício da Companhia, sendo este valor incluído na rubrica Obrigações de Ressarcimento. No saldo de consumidores revendedores está registrado o valor de R\$ 477.104 do Proinfa referente à Controladora (31 de dezembro de 2011 – R\$ 579.428).

II - Operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Os valores relativos às operações praticadas no âmbito da CCEE são registrados com base nas informações disponibilizadas pela Câmara.

A controlada Furnas mantém registrados créditos no montante de R\$ 293.560, relativos à comercialização de energia no âmbito do extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, referentes ao período de setembro de 2000 a setembro de 2002, cuja liquidação financeira está suspensa em função da concessão de liminares em ações judiciais propostas por concessionárias de distribuição de energia elétrica, contra a ANEEL e o MAE, hoje CCEE. Dada à incerteza de sua realização, a controlada Furnas mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa, em valor equivalente à totalidade do crédito, constituída em 2007.

De acordo com as normas estabelecidas no Acordo Geral do Setor Elétrico, a resolução dessas pendências implicaria em uma nova apuração, que seria objeto de liquidação entre as partes sem a interveniência da CCEE. Nesse sentido, é intenção da Administração manter negociações, com a participação da ANEEL e CCEE, visando o equacionamento dos créditos, de forma a viabilizar uma solução negociada para a sua liquidação.

III - Rolagem da dívida dos Estados – Lei 8.727/1993

O montante a receber da rolagem da dívida com os estados é de R\$ 1.142.137

A controlada Eletrosul detém 50% do total de créditos junto à União, que atualizados pelo IGP-M e acrescidos de juros de 12,68 % ao ano, montam à R\$ 578.654, em 31 de dezembro de 2012 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 607.391), sendo R\$ 438.586 no ativo não circulante (31 de dezembro de 2011 - R\$ 479.752) decorrentes da assunção dos haveres que a Companhia possuía nas concessionárias estaduais de energia elétrica. A União assumiu, refinanciou e reescalou a dívida em 240 parcelas, vencíveis a partir de abril de 1994. Vencido o prazo de 20 anos e remanescendo saldo a pagar, uma vez que a União repassa somente os recursos recebidos dos estados que, por sua vez, estão limitados por lei em níveis de comprometimento de receitas, o parcelamento será estendido por mais 120 meses.

IV - Provisão para créditos de liquidação duvidosa – PCLD

As Controladas constituem e mantém provisões, a partir de análise dos valores constantes das contas a receber vencidas e do histórico de perdas, cujo montante é

Notas Explicativas

considerado pela administração como suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. O saldo é composto como segue:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Consumidores	856.030	792.962
Revendedores	1.031.593	397.980
CEA	743.837	1.093.641
CCEE - Energia de Curto Prazo	293.560	293.560
	<u>2.925.020</u>	<u>2.578.143</u>

As movimentações na PCLD de contas de clientes de energia elétrica no consolidado são as seguintes:

CONSOLIDADO	
	31/12/2012
Saldo em 31 de dezembro de 2010	<u>2.130.896</u>
(+) Constituição	666.480
(-) Reversão	(219.233)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	<u>2.578.143</u>
(+) Constituição	1.050.795
(-) Reversão	(703.918)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	<u>2.925.020</u>

A constituição e a reversão da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (Nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perda definitiva quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos. A reversão ocorrida em 2011 refere-se basicamente ao programa de parcelamento junto às prefeituras e órgãos públicos pelas empresas de distribuição.

Em 2012, a controlada Eletronorte efetuou reversões, pela baixa definitiva do valor, no montante de R\$ 492.025, em decorrência da renegociação efetuada com os valores a receber da Companhia de Eletricidade do Amapá (CEA).

A principal constituição de provisão no período refere-se a R\$ 204.049 que Furnas possui a receber da CELG, em função do não reconhecimento de parte da dívida desta com Furnas (e que encontra-se em discussão).

Para fins fiscais, o eventual excesso de provisão constituída, em relação ao disposto na Lei 9.430/1996, está sendo adicionado à apuração do Lucro Real, para efeito de apuração do IRPJ devido e, também, à base de cálculo da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL.

Notas Explicativas

NOTA 8 - INDENIZAÇÕES LEI 12.783/2013

Valor referente às indenizações a receber do poder concedente em função das alterações da Lei 12.783/2003, conforme nota 2.1:

	CONSOLIDADO
	31/12/2012
Geração – Projeto Básico	6.153.462
Transmissão – Rede básica – novos empreendimentos (RBNl)	8.283.810
	14.437.272
Ativo circulante	8.882.836
Ativo não circulante	5.554.436
	14.437.272

Vide nota 47.4.

NOTA 9 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

31/12/2012								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE
Controladas e controlada em conjunto								
FURNAS	6,78	19.307	248.775	3.257.300	-	-	-	-
CHESF	6,95	740	34.545	93.370	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	5.366	70.951	1.065.900	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	30.510	311.219	3.890.859	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	5.514	43.547	1.050.250	-	-	-	-
CGTEE	11,55	8.024	111.632	958.363	-	-	-	-
CEAL	8,70	2.806	77.491	341.521	-	-	-	-
BOA VISTA	8,30	237	3.520	16.833	-	-	-	-
CERON	6,65	1.836	67.099	212.307	-	-	-	-
CEPISA	8,05	3.597	104.278	471.217	-	-	-	-
ELETROACRE	11,97	994	28.610	125.350	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	4.914	253.925	770.150	-	-	-	-
ITAIPU	7,45	-	1.271.281	10.371.354	7,45	-	635.640	5.185.677
		83.845	2.626.873	22.624.774		-	635.640	5.185.677
CEMIG	7,12	2.134	85.068	315.893	7,12	2.134	85.068	315.893
COPEL	8,39	1.399	51.431	180.383	8,39	1.399	51.431	180.383
CEEE	6,57	341	5.821	42.745	6,57	341	5.821	42.745
AES ELETROPAULO	10,39	324.055	108.978	1.321	10,39	324.055	108.978	1.321
CELPE	6,13	211	9.911	31.048	6,13	211	9.911	31.048
CEMAT	6,27	21.953	344.384	-	6,27	21.953	344.384	-
CELTINS	6,26	9.885	112.212	-	6,26	9.885	112.212	-
ENERSUL	6,17	508	12.786	64.421	6,17	508	12.786	64.421
CELPA	6,68	52.374	66.288	411.820	6,68	52.374	66.288	411.820
CEMAR	5,89	2.247	77.605	396.921	5,89	2.247	77.605	396.921
CESP	9,36	12	47.008	110.681	9,36	12	47.008	110.681
COELCE	6,08	460	13.939	75.577	6,08	460	13.939	75.577
COSERN	6,00	60	3.080	8.852	6,00	60	3.080	8.852
COELBA	6,00	920	24.241	155.929	6,00	920	24.241	155.929
CER	8,76	3.848	13.873	10.491	8,76	3.848	13.873	10.491
CELG	5,71	542	7.178	93.657	5,71	542	7.178	93.657
ESCELSA	6,01	395	13.202	65.668	6,01	395	13.202	65.668
GLOBAL	6,00	61.330	44.100	-	6,00	61.330	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	1.242	41.201	146.806	7,41	1.242	41.201	146.806
OUTRAS	6,36	50.675	119.994	429.472	6,36	50.675	126.763	449.396
(-) PCLD		(140.086)	(263.027)	-		(140.086)	(263.027)	-
		394.505	939.273	2.541.686		394.509	946.042	2.561.609
		478.350	3.566.146	25.166.460		394.509	1.581.682	7.747.286

Notas Explicativas

31/12/2011								
CONTROLADORA					CONSOLIDADO			
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL			ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL	
				NÃO				
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE		Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	CIRCULANTE
Controladas e controlada em conjunto								
FURNAS	6,78	18.074	168.250	2.958.897	-	-	-	-
CHESF	6,95	-	21.276	121.729	-	-	-	-
ELETROSUL	6,84	5.465	58.861	918.555	-	-	-	-
ELETRONORTE	7,34	11.724	273.752	3.783.553	-	-	-	-
ELETRONUCLEAR	6,60	3.381	85.882	1.089.087	-	-	-	-
CGTEE	11,55	1.577	157.144	841.793	-	-	-	-
CEAL	8,70	2.006	105.295	204.011	-	-	-	-
CERON	6,65	662	20.916	94.926	-	-	-	-
CEPISA	8,05	3.161	85.423	375.314	-	-	-	-
ELETOACRE	11,97	1.071	32.944	73.528	-	-	-	-
AMAZONAS	7,82	3.734	170.465	448.894	-	-	-	-
ITAIPU	7,45	-	1.080.499	10.684.686	7,45	-	540.249	5.342.343
		50.855	2.260.707	21.594.973		-	540.249	5.342.343
CEMIG	7,12	2.352	78.124	373.241	7,12	2.352	78.124	373.241
COPEL	8,39	1.616	49.164	215.900	8,39	1.616	49.164	215.900
CEEE	6,57	865	21.990	127.568	6,57	865	21.990	127.568
AES ELETROPAULO	10,39	311.636	108.851	2.329	10,39	311.636	108.851	2.329
CELPE	6,13	292	11.035	43.676	6,13	292	11.035	43.676
CEMAT	6,27	1.875	358.578	-	6,27	1.875	358.578	-
CELTINS	6,26	617	100.918	-	6,26	617	100.918	-
ENERSUL	6,17	461	13.413	71.360	6,17	461	13.413	71.360
CELPA	6,68	11.279	408.629	-	6,68	11.279	408.629	-
CEMAR	5,89	1.995	62.289	414.612	5,89	1.995	62.289	414.612
CESP	9,36	233	41.190	149.636	9,36	233	41.190	149.636
COELCE	6,08	506	16.420	84.245	6,08	506	16.420	84.245
COSERN	6,00	75	3.224	11.732	6,00	75	3.224	11.732
COELBA	6,00	922	28.527	154.570	6,00	922	28.527	154.570
CER	8,76	941	7.881	13.117	8,76	941	7.881	13.117
CELG	5,71	40.310	57.248	12.681	5,71	40.310	57.248	12.681
ESCELSA	6,01	443	13.032	76.318	6,01	443	13.032	76.318
GLOBAL	6,00	-	44.100	-	6,00	-	44.100	-
CELESC DIST.	7,41	-	63.626	86.429	7,41	-	63.626	86.429
OUTRAS	6,36	95.504	101.928	445.714	6,36	95.511	107.245	471.581
(-) PCLD		(130.475)	(395.133)	-		(130.475)	(395.133)	-
		341.447	1.195.033	2.283.126		341.454	1.200.351	2.308.993
		392.302	3.455.741	23.878.099		341.454	1.740.600	7.651.336

Os financiamentos e empréstimos concedidos são efetuados com recursos próprios da Companhia, recursos setoriais e recursos externos captados através de agências internacionais de desenvolvimento, instituições financeiras, decorrentes do lançamento de títulos no mercado financeiro internacional.

Todos os financiamentos e empréstimos concedidos estão respaldados por contratos formais firmados com as mutuárias. Os recebimentos destes valores, em sua maioria, estão previstos em parcelas mensais, amortizáveis em um prazo médio de 10 anos, sendo a taxa média de juros, ponderada pelo saldo da carteira, de 6,15% ao ano.

Os financiamentos e empréstimos concedidos, com cláusula de atualização cambial, representam cerca de 43% do total da carteira (48% em 31 de dezembro de 2011). Já os que preveem atualização com base em índices que representam o nível de preços internos no Brasil atingem a 57% do saldo da carteira (52% em 31 de dezembro de 2011).

Os valores de mercado desses ativos são equivalentes aos seus valores contábeis, visto serem operações específicas do setor e formadas em parte através de recursos de Fundos Setoriais e que não encontram condições semelhantes como parâmetro de avaliação.

Notas Explicativas

As parcelas de longo prazo dos financiamentos e empréstimos concedidos com recursos ordinários e setoriais, inclusive os repasses, baseados nos fluxos de caixa previstos contratualmente, vencem em parcelas variáveis, conforme demonstrado abaixo:

	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
Controladora	3.548.695	3.134.620	2.678.191	2.545.767	2.435.504	10.823.683	25.166.460
Consolidado	1.092.437	964.967	824.459	783.693	749.750	3.331.981	7.747.286

I – AES Eletropaulo/CTEEP – Ação Judicial

Em novembro de 1986 a Eletropaulo Eletricidade de São Paulo S.A., obteve através do Contrato de Financiamento ECF 1.046/1986 empréstimo junto a Eletrobras.

No decorrer da execução do contrato surgiram questionamentos por parte do devedor acerca da periodicidade da correção monetária incidente sobre o valor financiado, tendo a Eletropaulo proposto Ação de Consignação em Pagamento contra a Eletrobras, em dezembro de 1988.

Em dezembro de 2010, a Eletrobras solicitou a iniciação do processo de liquidação na modalidade por artigos e, que por tal motivo, o processo foi submetido à análise da 5ª Vara Cível. Em julho de 2011 a 5ª Vara Cível determinou que a AES Eletropaulo e a CTEEP apresentassem suas respostas ao pedido da liquidação por artigos, o que foi respondido por ambas as empresas.

Em dezembro de 2012, a 5ª Vara Cível julgou a liquidação por artigos com base nos elementos trazidos aos autos e, ato contínuo, reconheceu a ELETROPAULO como a devedora da totalidade do débito.

Contra essa decisão foi manejado recurso de agravo por parte da Eletropaulo distribuído à Nona Câmara Cível em janeiro de 2013, tendo como principal pedido à necessidade de realização da prova pericial.

Em fevereiro de 2013 foi proferida decisão entendendo pela necessidade de realização de prova pericial, cassando, consequentemente a decisão do Juízo da 5ª Vara Cível.

Desta forma, pelo atual fase do processo e pelos motivos expostos, estima-se que os trabalhos periciais, caso a Companhia não recorra da decisão, se iniciem durante o segundo trimestre de 2013.

Vale destacar que paralelamente a decisão acima, foi expedido mandado de pagamento em favor da Companhia quanto à parte incontroversa estando na iminência em receber.

Encerrado o Procedimento Judicial de Liquidação de Sentença sendo apontada a devedora e sendo apurados valores a serem pagos pela AES Eletropaulo e CTEEP, a Eletrobras irá reiniciar o processo de execução contra as referidas empresas.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável à AES Eletropaulo e/ou à CTEEP, a Companhia passa a ter um crédito de R\$ 1.735.861, atualizado até 31 de dezembro de 2012, sendo R\$ 434.354 (R\$ 422.816 em 31 de dezembro de 2011) já reconhecidos em seu ativo, na rubrica empréstimos e financiamentos, correspondente à parte considerada como incontroversa pela companhia.

Notas Explicativas

Em 18 de março de 2013 a Companhia recebeu R\$ 97.463 referente a parte do montante incontroverso decorrente da ação consignatória movida pela Eletropaulo questionando, a época, o valor que entendia como devido por conta da dívida pactuada com a Eletrobras.

II - Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A Companhia reconhece provisões para créditos de liquidação duvidosa, no valor de R\$ 403.113 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 525.608) correspondente ao principal e ao serviço da dívida de devedores em inadimplência.

Tal volume de provisão é julgado suficiente pela administração da Companhia para fazer face a eventuais perdas nestes ativos, com base em análise do comportamento da carteira.

A Companhia reconheceu provisão sobre os créditos junto à Celpa, no montante de R\$ 37.704. Tal provisão foi considerada necessária considerando o processo de recuperação judicial da Celpa.

Adicionalmente, a Companhia possui provisão sobre os créditos junto à Cemat e Celtins, controladas pela Equatorial Energia e sob intervenção federal, no montante de R\$ 74.626 e R\$ 20.527. Tais provisões foram consideradas necessárias considerando o cenário atual de ambas que vêm apresentando dificuldades significativas econômico-financeiras para a liquidação de suas dívidas (vide nota 15).

As movimentações na PCLD dos financiamentos e empréstimos concedidos da Companhia são as seguintes:

Saldo em 31 de dezembro de 2010	228.477
(+) Complemento	358.984
(-) Reversões / baixas	(61.853)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	525.608
(+) Complemento	181.048
(-) Reversões / baixas	(303.543)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	403.113

A constituição e a baixa da PCLD foram registradas no resultado do exercício como Provisões Operacionais (vide nota 43). Os valores reconhecidos como PCLD são reconhecidos como perdas definitivas (baixados) quando não há mais expectativa de recuperação dos recursos.

Notas Explicativas

NOTA 10 - REMUNERAÇÃO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

Os valores apresentados referem-se a dividendos e juros sobre o capital próprio a receber, líquidos de Imposto de Renda Retido na Fonte, quando aplicável, decorrentes de investimentos de caráter permanente mantidos pela Companhia.

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Furnas	-	64.200	-	-
Chesf	-	297.947	-	-
Eletrosul	15.613	24.490	-	-
Eletronorte	-	13.773	-	-
Eletropar	3.049	4.703	-	-
CGTEE	53.723	37.263	-	-
Itaipu	8.164	469	-	-
CTEEP	-	79.644	-	79.644
CEMAR	25.491	15.706	25.491	15.706
CELPA	27.513	-	27.513	-
Lajeado	46.381	-	46.381	-
Outros	15.370	95.637	19.405	102.513
	<u>195.304</u>	<u>633.832</u>	<u>118.790</u>	<u>197.863</u>

NOTA 11 – TRIBUTOS A RECUPERAR E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - ATIVO

I. Tributos a recuperar

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ativo circulante:				
Imposto de renda - fonte	872.776	828.863	1.071.204	893.706
PIS/PASEP/COFINS compensáveis	13.777	28.776	113.427	80.433
ICMS a recuperar	-	-	21.659	17.150
Outros	-	-	185.592	113.033
	<u>886.553</u>	<u>857.639</u>	<u>1.391.882</u>	<u>1.104.322</u>
Ativo não circulante:				
ICMS a recuperar	-	-	1.091.949	1.655.413
PIS/COFINS a recuperar	-	-	842.871	775.348
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.934.820</u>	<u>2.430.761</u>

Notas Explicativas

II. Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Ativo circulante:				
Antecipações de IRPJ e CSLL	1.088.491	736.588	1.418.252	843.022
Ativo não circulante:				
IRPJ/CSLL Diferidos	1.754.333	2.044.513	4.996.806	3.343.525

III. Composição do imposto de renda e contribuição social diferidos

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Diferenças temporárias de IRPJ/CSLL:				
Variação Cambial Passiva	386.223	530.647	386.223	530.647
Provisão de Juros sobre o capital próprio	147.547	331.290	147.547	331.290
Provisão para Contingências	595.265	540.708	941.128	782.587
Provisão de créditos de liquidação	174.359	195.577	483.520	191.824
Provisão p/ ajuste ao valor de mercado	148.253	187.617	148.253	187.617
Provisões Operacionais	-	-	2.265.844	404.077
Ajuste da Lei 11.638/2007- RTT (IFRS)	302.686	258.674	311.286	436.295
Outros	-	-	313.005	479.188
	1.754.333	2.044.513	4.996.806	3.343.525

Os Ativos Fiscais Diferidos têm seu aproveitamento em função da realização dos eventos que lhe deram origem. Considerando o histórico de rentabilidade da Companhia, bem como a expectativa de geração de lucros tributáveis nos próximos exercícios, o reconhecimento desses ativos está fundamentado na capacidade de realização do ativo, identificada a partir de análises de tendências futuras, fundamentada em estudo técnico elaborado com base em premissas e cenários macroeconômicos, comerciais e tributários, que podem sofrer alterações no futuro.

A expectativa de realização dos saldos de imposto de renda diferido ativo é como segue:

	CONTROLADORA
	31/12/2012
Período:	
2014	107.761
2015	139.220
2016	225.166
2017	398.241
2018	451.879
2019	402.066
Total reconhecido no balanço patrimonial	1.754.333

Notas Explicativas

IV. – ICMS, PIS/PASEP E COFINS a Recuperar Sobre Aquisição de Combustível

Esses valores estão registrados no ativo não circulante nas rubricas de PIS e COFINS a recuperar e ICMS a recuperar.

A Companhia mantém expectativa de realizar esses créditos, sendo que de acordo com o § 8º da Lei 12.111/2009, os referidos impostos e contribuições deverão ser ressarcidos à CCC quando realizados, deste modo é mantido um passivo de igual valor na rubrica Obrigações de Ressarcimento.

V. – Inconstitucionalidade do PIS/PASEP e COFINS

O Supremo Tribunal Federal - STF declarou a inconstitucionalidade do parágrafo 1º do artigo 3º da Lei 9.718/98, que ampliou a base de cálculo do PIS/PASEP e da COFINS e deu, naquela época, novo conceito ao faturamento, que passou a abranger a totalidade das receitas auferidas pela pessoa jurídica, independente do tipo de atividade exercida e a classificação contábil adotada. Tal dispositivo não possuía previsão constitucional que o amparasse, tendo sido objeto de emenda constitucional posterior.

Com base no Código Tributário Nacional - CTN, as empresas do Sistema Eletrobras buscam o reconhecimento de seu direito ao crédito e a restituição do valor pago a maior em decorrência da inconstitucionalidade da ampliação da base de cálculo dessas contribuições, sendo que, até a conclusão destas Demonstrações Financeiras, não havia decisão final sobre a questão.

As empresas do Sistema Eletrobras possuem, portanto, créditos fiscais em potencial de PIS/PASEP e de COFINS, que estão em fase de determinação e, portanto, não reconhecidos nestas Demonstrações Financeiras, uma vez que a referida declaração de inconstitucionalidade somente beneficia as empresas autoras dos recursos extraordinários julgados.

NOTA 12 – DIREITOS e OBRIGAÇÕES DE RESSARCIMENTO

	31/12/2012	31/12/2011
a. CCC de Sistemas Isolados	7.435.134	3.583.490
b. Energia nuclear	581.095	-
	<u>8.016.229</u>	<u>3.583.490</u>
Ativo circulante	7.115.200	3.083.157
Ativo não circulante	901.029	500.333
	<u>8.016.229</u>	<u>3.583.490</u>

a) Conta de consumo de combustível (CCC) de sistemas isolados

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia



Notas Explicativas

comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, são incluídos os custos relativos a:

- i. contratação de energia e de potência associada;
- ii. geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- iii. encargos e impostos; e
- iv. investimentos realizados.

Incluem, também, no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala.

Referem-se a valores recebidos da CCC (parte a título de adiantamentos) nos respectivos períodos. Como a regulamentação da ANEEL referente à Lei nº 12.111/2009 ainda não se encontra totalmente estabelecida, os valores efetivamente recebidos não estão sendo baixados do Ativo e em contrapartida foi criada uma rubrica no Passivo Circulante denominada de Obrigações de Ressarcimento. Com isto, Companhia apresenta um valor a receber de R\$ 7.435.134 (R\$ 3.583.490 em 31 de dezembro de 2011) e um passivo de R\$ R\$ 7.789.757 (R\$ 3.431.228 em 31 de dezembro de 2011) de obrigações de ressarcimento.

b) Energia nuclear

Conforme previsto no parágrafo 4º do art. 12 da Lei 12.111/2009, e no art. 2º da Resolução Homologatória da ANEEL nº 1.406, de 21 de dezembro de 2012, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa faturada pela ELETRONUCLEAR e da tarifa de referência (definida no parágrafo 1º da citada Lei) a ser repassado para FURNAS, será rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, em 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. Dessa forma, a Companhia possui um direito de ressarcimento de R\$ 581.095 em dezembro de 2012, tendo como contrapartida uma receita de suprimento de energia.

De acordo com o disposto no parágrafo 1º da Resolução Homologatória ANEEL nº 1.406/2012, esse montante será pago em duodécimos pelas concessionárias à ELETRONUCLEAR, nos anos de 2013 a 2015.

Notas Explicativas

NOTA 13 - ESTOQUE DE COMBUSTÍVEL NUCLEAR

Abaixo, está apresentada a composição do estoque de longo prazo de combustível nuclear destinado à operação da UTN Angra I e UTN Angra II:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE		
Elementos prontos	360.751	388.663
	360.751	388.663
NÃO CIRCULANTE		
Elementos prontos	143.116	133.894
Concentrado de urânio	109.153	130.575
Em curso - combustível nuclear	229.226	171.164
	481.495	435.633
	842.246	824.296

Os estoques são demonstrados ao custo ou ao valor líquido de realização, dos dois o menor, segregado da seguinte forma:

- Concentrado de urânio e serviços em curso (para a transformação do concentrado de urânio em elementos de combustível nuclear) estão registrados pelos seus custos de aquisição;
- Elementos de combustível nuclear – estão disponíveis no núcleo do reator e no estoque da Piscina de Combustível Usado – PCU, sendo apropriado ao resultado do exercício em função da sua utilização no processo da geração de energia elétrica;
- Almoxarifado, classificado no ativo circulante e está registrado ao custo médio de aquisição, que não excede o valor de mercado.

NOTA 14 - ADIANTAMENTOS PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

A Companhia apresenta, no ativo não circulante, valores correspondentes a adiantamentos para futuro aumento de capital nas seguintes investidas:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Controladas				
Furnas	525.450	300.000	-	-
Chesf	-	1.293.000	-	-
Eletrosul	554.768	1.810.793	-	-
Eletronorte	220.240	1.125.949	-	-
CGTEE	160.949	452.704	-	-
Ceal	176.514	97.354	-	-
Ceron	162.798	88.837	-	-
Cepisa	430.282	275.984	-	-
Eletroacre	217.497	160.822	-	-
Amazonas	277.680	63.918	-	-
	2.726.178	5.669.361	-	-
Outros investimentos	4.000	4.000	4.000	4.000
	2.730.178	5.673.361	4.000	4.000



Notas Explicativas

NOTA 15 – INVESTIMENTOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Avaliados por Equivalência Patrimonial				
a) Controladas e Controladas em conjunto				
Furnas	11.252.674	13.237.136	-	-
Chesf	11.622.439	16.742.953	-	-
Eletrosul	4.653.342	2.624.730	-	-
Eletronorte	10.543.614	10.199.453	-	-
Eletropar	136.549	169.135	-	-
Eletronuclear	6.345.704	6.520.292	-	-
CGTEE	210.190	334.348	-	-
Distribuidora Alagoas	4.119	217.375	-	-
Distribuidora Rondônia*	-	135.118	-	-
Distribuidora Acre*	-	85.563	-	-
Itaipu	102.175	93.790	-	-
Mangue Seco II	17.006	17.166	-	-
CHC	28.584	19.090	-	-
Norte Energia	409.386	217.135	-	-
Inambari	9.250	9.738	-	-
	45.335.032	50.623.022	-	-
b) Coligadas				
Celipa	94.673	171.370	94.673	171.370
CEEE- GT	738.009	701.628	738.009	701.628
Cemat	420.787	436.150	420.787	436.150
Emae	252.316	301.190	263.331	312.150
CTEEP	739.735	641.618	753.358	653.280
Cemar	411.463	323.433	411.463	323.433
Lajeado Energia	540.819	532.459	540.819	532.459
Ceb Lajeado	79.672	76.155	79.672	76.155
Paulista Lajeado	27.425	27.654	27.425	27.654
CEEE-D	343.875	391.988	343.875	391.988
Águas da Pedra	-	-	176.504	157.112
Amapari	-	-	39.191	34.105
	3.648.774	3.603.645	3.889.107	3.817.484
SUBTOTAL	48.983.806	54.226.667	3.889.107	3.817.484
Avaliados a Valor Justo				
Celesc	112.012	150.432	112.012	150.432
Cesp	124.380	203.580	124.380	203.580
Coelce	232.140	182.640	232.140	182.640
AES Tietê	713.398	812.853	713.398	812.853
Energisa	82.070	77.215	82.070	77.215
CELPE	24.159	54.854	24.159	54.854
CGEEP	30.201	22.607	30.201	22.607
COPEL	38.575	50.546	38.575	50.546
CEB	6.206	6.485	6.206	6.485
AES Eletropaulo	-	-	35.207	76.491
Energias do Brasil	-	-	18.556	20.552
Tangara	21.738	21.738	21.738	21.738
CPFL Energia	-	-	36.457	44.327
CEA	20	20	20	20
CER	102	102	102	102
Outros	20.288	23.519	156.156	139.638
	1.405.290	1.606.591	1.631.378	1.864.078
SUBTOTAL	50.389.095	55.833.259	5.520.484	5.681.562
Provisão para perdas em investimentos	(122.185)	(171.370)	(122.185)	(171.370)
TOTAL	50.266.910	55.661.889	5.398.299	5.510.192

* Passivo a descoberto em Dezembro 2012

Tendo em vista o processo de recuperação judicial da investida Celipa e consequente incerteza de continuidade de suas operações, a Companhia reconheceu como provisão para perdas a totalidade do investimento na Celipa no montante de R\$ 94.673 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 143.857) e perda dos montantes de dividendos declarados e não pagos até 31 de dezembro de 2012 no montante de R\$ 27.513 (31 de dezembro

Notas Explicativas

de 2011 – R\$ 27.513), ambas as provisões limitadas à participação da Companhia no capital social da Celpa de 34,24%.

15.1 – Provisões para perdas em investimentos

CELPA	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
	122.185	171.370
	122.185	171.370

15.2 – Ajustes de políticas contábeis em coligadas

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
	86.464	86.464
CEMAT	86.464	86.464
CTEEP	1.047.648	956.630
CEEE-GT	-	4.961
CEEE-D	-	7.539
	1.134.112	1.055.594

A Companhia quando da preparação de suas demonstrações financeiras consolidadas efetuou ajustes nos resultados das empresas investidas, a fim de padronizar as políticas contábeis dessas empresas com as da Companhia.

15.3 - Mutação dos investimentos – Controladora

Controladas e coligadas	Saldo em 31/12/2011	Integralização de capital	Outros Resultados Abrangentes	Ganho/ Perda de Capital	Ajustes de exercícios anteriores	Dividendos e Juros sobre capital	Equivalência patrimonial / Provisão	Saldo em 31/12/2012
MUTUAÇÃO DOS INVESTIMENTOS - CONTROLADORA								
FURNAS	13.237.136	-	(475.981)	-	-	(192.601)	(1.315.879)	11.252.674
CHESF	16.742.953	1.339.994	(247.109)	(1.685)	-	(893.837)	(5.317.877)	11.622.439
ELETROSUL	2.624.730	2.162.724	(110.703)	186	-	(89.081)	65.486	4.653.342
ELETRONORTE	10.199.453	1.125.949	(21.947)	59	-	(49.922)	(709.978)	10.543.614
ELETRONOR	169.135	-	(28.260)	-	-	(17.157)	12.831	136.549
ELETRONUCLEAR	6.520.292	-	(194.312)	-	-	-	19.724	6.345.704
CGTEE	334.348	432.966	(126.966)	41	-	(12.254)	(417.946)	210.190
CEAL	217.375	-	(126.189)	-	-	-	(87.067)	4.119
EÓLICA MANGUE SECO	17.166	-	-	-	-	-	(159)	17.006
CHC	19.090	10.029	1.886	-	-	-	(2.421)	28.584
NORTE ENERGIA (BELO MONTE)	217.135	198.000	-	-	-	-	(5.750)	409.386
INAMBARI	9.738	679	185	-	-	-	(1.352)	9.250
ITAIPU BINACIONAL	93.790	-	8.385	-	-	-	-	102.175
CELPA	171.370	-	-	-	-	-	(76.697)	94.673
CEEE-GT	701.628	-	51.370	-	-	13.562	(28.551)	738.009
CEMAT	436.150	-	-	-	-	6.275	(21.638)	420.787
EMAE	301.190	-	-	-	-	-	(48.874)	252.316
CTEEP	641.618	-	-	-	-	(108.026)	206.143	739.735
CEMAR	323.433	-	-	-	-	(41.197)	129.227	411.463
REDE LAJEADO	532.459	-	(24)	-	6.936	(65.292)	66.739	540.819
CEB LAJEADO	76.155	-	(20)	-	-	(10.651)	14.188	79.672
PAULISTA LAJEADO	27.654	-	-	-	-	(7.455)	7.227	27.425
CEEE-D	391.988	-	44.947	-	-	-	(93.060)	343.875
MUTUAÇÃO DO PASSIVO A DESCOBERTO - CONTROLADORA								
CEPISA	(185.154)	-	(1.863)	-	-	-	(36.498)	(223.505)
CERON	135.118	-	-	-	-	-	(207.886)	(72.768)
BOAVISTA	-	-	-	-	-	-	(23.562)	(23.562)
AMAZONAS	(286.994)	-	(11.821)	-	-	-	(829.203)	(1.128.018)
ELETROACRE	85.564	-	-	-	-	-	(139.598)	(54.034)
TOTAL	53.754.519	5.270.340	(1.238.421)	(1.399)	6.936	(1.467.637)	(8.842.421)	47.481.917
Investimentos	54.226.667	5.270.340	(1.224.737)	(1.399)	6.936	(1.467.637)	(7.826.367)	48.983.803
Passivo a descoberto	(472.148)	-	(13.684)	-	-	-	(1.016.055)	(1.501.887)
TOTAL	53.754.519	5.270.340	(1.238.421)	(1.399)	6.936	(1.467.637)	(8.842.421)	47.481.917



Notas Explicativas

15.4 Informações do valor de mercado e de receita das investidas

Empresas de capital aberto	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado (*)		Receita Operacional Líquida	
			2012	2011	2012	2011
CEEE-D	Equivalência Patrimonial	32,59%	244.628	315.468	2.188.950	2.028.501
CEEE-GT	Equivalência Patrimonial	32,59%	268.884	329.138	952.863	762.484
CELPA	Equivalência Patrimonial	34,24%	23.613	177.667	Não divulgado	2.433.800
CEMAR	Equivalência Patrimonial	33,55%	534.769	140.094	Não divulgado	1.912.105
CEMAT	Equivalência Patrimonial	40,92%	206.254	290.582	2.344.799	2.009.768
CTEEP	Equivalência Patrimonial	35,23%	1.846.752	3.093.881	2.818.988	2.900.805
EMAE	Equivalência Patrimonial	39,02%	106.681	99.040	174.509	164.093
CELESC	Valor de mercado	10,75%	141.779	150.431	Não divulgado	4.191.414
CESP	Valor de mercado	2,05%	153.571	203.581	3.354.005	2.957.525
COELCE	Valor de mercado	7,06%	226.711	182.639	Não divulgado	2.627.212
AES Tiete	Valor de mercado	7,94%	713.399	812.853	2.112.435	1.885.956
CGEEP - DUKE	Valor de mercado	0,47%	30.162	22.607	1.103.168	958.003
ENERGISA S.A	Valor de mercado	2,90%	77.740	77.215	2.919.079	2.426.613
CELGPAR	Valor de mercado	0,07%	391	322	Não divulgado	2.211.465
CELPE	Valor de mercado	1,56%	35.212	54.853	3.545.861	2.914.113
COPEL	Valor de mercado	0,56%	37.856	50.546	8.532.217	7.776.165
CEB	Valor de mercado	3,29%	6.000	6.485	Não divulgado	1.377.619
AES Eletropaulo	Valor de mercado	1,25%	35.206	76.491	9.959.198	9.835.578
CPFL Energia	Valor de mercado	0,31%	36.456	44.327	15.055.147	12.764.028
Energias do Brasil	Valor de mercado	0,18%	18.556	20.552	6.567.283	5.401.662

(*) Baseado na cotação das ações em 31 de dezembro.

Empresas de capital fechado	Método de Avaliação	Participação	Valor de Mercado		Receita Operacional Líquida	
			2012	2011	2012	2011
Guascor	Valor de mercado	4,41%	Não divulgado	3.300	Não divulgado	Não divulgado
TANGARÁ	Valor de mercado	25,47%	19.932	21.738	Não divulgado	Não divulgado
CDSA	Valor de mercado	0,13%	367	11.802	Não divulgado	Não divulgado
CEA	Valor de mercado	0,03%	26	20	Não divulgado	Não divulgado
CERR	Valor de mercado	0,01%	18	102	Não divulgado	100.689
Ceb Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	58.364	58.364	110.661	97.114
Lajeado Energia	Equivalência Patrimonial	40,07%	303.276	303.276	518.859	485.622
Paulista Lajeado	Equivalência Patrimonial	40,07%	22.532	22.532	47.829	42.207
Brasventos Eolo	Equivalência Patrimonial	49,00%	Não divulgado	2.232	-	-
Rei Dos Ventos 3	Equivalência Patrimonial	49,00%	Não divulgado	2.196	-	-
Brasventos Miassaba 3	Equivalência Patrimonial	49,00%	Não divulgado	3.335	-	-
Baguari	Equivalência Patrimonial	30,61%	Não divulgado	82.172	13.249	12.308
Águas da Pedra	Equivalência Patrimonial	49,00%	89.796	125.089	165.080	171.012
Chapecoense	Equivalência Patrimonial	40,00%	Não divulgado	57	229.767	453.825
Amapari	Equivalência Patrimonial	49,00%	39.190	27.997	35.200	37.924

I - Empresas de Distribuição:

a) Distribuição Alagoas - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Alagoas mediante o Contrato de Concessão 07/2001-ANEEL, e seu primeiro termo aditivo celebrados, respectivamente, em 15 de maio de 2005 e em 08 de junho de 2010 com vigência até 07 de julho de 2015. Seu principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 39.531 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 72.831) e prejuízos acumulados de R\$ 374.151 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 290.323) e depende do suporte financeiro da Companhia.

b) Distribuição Rondônia - detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado de Rondônia mediante o Contrato de Concessão 05/2001-ANEEL e seus aditivos celebrados, respectivamente, em 12 de fevereiro de 2001 e de 11 de novembro de 2005, com vencimento em 07 de julho de 2015. Seu



Notas Explicativas

principal objetivo é projetar, construir e explorar o serviço público de distribuição aos consumidores finais de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido de R\$ 24.541 e prejuízos acumulados de R\$ 1.190.628 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 993.423) e depende do suporte financeiro da Companhia.

c) Distribuição Piauí – detém a concessão para distribuição de energia elétrica em todos os municípios do Estado do Piauí, mediante Contrato de Concessão 04/2001 de 12 de fevereiro de 2001, com a ANEEL, com vencimento em 07 de julho de 2015. A principal atividade é a distribuição de energia elétrica. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 54.248 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 8.322) e prejuízos acumulados de R\$ 999.171 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 962.683) e depende do suporte financeiro da Companhia.

d) Amazonas Energia – tem como atividades principais a geração, distribuição e comercialização de energia elétrica no Estado do Amazonas. A Amazonas Energia tem geração própria (1.600,60 MW) e complementa a sua necessidade para atendimento aos consumidores comprando energia de produtores independentes. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 1.949.330 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 1.000.238) e prejuízos acumulados de R\$ 5.445.438 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 4.617.006) e depende do suporte financeiro da Companhia.

e) Distribuição Roraima - controlada diretamente pela Companhia a partir do ano de 2012 (anteriormente era uma controlada indireta, cujo acionista era a Eletronorte), com atuação na cidade de Boa Vista, suas funções principais são explorar os serviços de energia elétrica. A Distribuição Roraima detém concessão pelo Contrato 21/2001 – ANEEL, de 21 de março de 2001 e Termo Aditivo de quatorze de outubro de 2005, para distribuição de energia elétrica no município de Boa Vista, válida até o ano de 2015. A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 41.725 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 294.931) e prejuízos acumulados de R\$ 715.355 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 590.033) e depende do suporte financeiro da Companhia.

f) Distribuição Acre – detém a concessão para distribuição e comercialização para todo o Estado do Acre, mediante contrato de concessão 06/2001, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL em 12 de fevereiro de 2001, com prazo de vigência até 07 de julho de 2015. O suprimento de energia elétrica da capital, Rio Branco, e das seis localidades interligadas ao Sistema Rio Branco, é feita pela ELETRONORTE. O interior do Estado, desde 1999, através de um contrato de Comodato, vem sendo suprido pela GUASCOR do Brasil Ltda., na forma de Produtor Independente de Energia- PIE, por intermédio de Sistemas Isolados de Geração. Destaque-se que, o suprimento de energia elétrica a todo o Estado, é feito através de Termoelétricas a Diesel (100%). A investida apresenta capital circulante líquido negativo de R\$ 39.422 (31 de dezembro de 2011 – positivo em R\$ 9.359) e prejuízos acumulados de R\$ 306.761 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 256.260) e depende do suporte financeiro da Companhia.

II – Empresas de Geração e Transmissão:

a) Eletrobras Termonuclear S.A. - controlada integral da Companhia, tem como atividade principal a construção e operação de usinas nucleares, e a realização de serviços de engenharia correlatos, sendo essas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. A Companhia vem exercendo basicamente as atividades de



Notas Explicativas

exploração das usinas Angra 1 e Angra 2, com potência nominal de 1.990 MW, bem como a usina Angra 3. A energia elétrica gerada pela Companhia é fornecida exclusivamente para a controlada FURNAS, mediante contrato de compra e venda de energia elétrica.

b) Eletrosul Centrais Elétricas S.A. - tem como objetivo principal a transmissão e a geração de energia elétrica diretamente ou através da participação em Sociedades de Propósito Específicos. A Companhia realiza estudos, projetos, construção, operação e manutenção das instalações dos sistemas de transmissão e de geração de energia elétrica, estando essas atividades regulamentadas. A Companhia detém o controle acionário das subsidiárias integrais Artemis, RS Energia e Porto Velho Transmissora e o controle da Uirapuru.

c) Itaipu Binacional - entidade binacional criada e regida, em igualdade de direitos e obrigações, pelo Tratado internacional assinado em 26 de abril de 1973, entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, sendo seu capital pertencente em partes iguais à Eletrobras e a ANDE.

Seu objetivo é o aproveitamento dos recursos hídricos do rio Paraná, pertencentes em condomínio aos dois países, desde o Salto de Guaíra até a foz do rio Iguaçu, mediante a construção e operação de Central Hidrelétrica, com capacidade total disponibilizada de 12,6 milhões de kW.

d) Companhia Hidro Elétrica do São Francisco - concessionária de serviço público de energia elétrica que tem por finalidade gerar, transmitir e comercializar energia elétrica. O seu sistema de geração é hidrotérmico, com predominância de usinas hidrelétricas, responsáveis por percentual superior a 97% da produção total. O sistema de transmissão da Chesf é composto por 18.723 km de linhas de transmissão em operação, sendo 5.122 km de circuitos de transmissão em 500 kV, 12.792 km de circuitos de transmissão em 230 kV, 809 km de circuitos de transmissão em tensões inferiores, 100 subestações com tensão maior que 69 kV e 762 transformadores efetivamente em operação em todos os níveis de tensão, totalizando uma capacidade de transformação de 44.181 MVA, além de 5.683 km de cabos de fibra óptica.

e) Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - concessionária de serviço público de energia elétrica, controlada pela Companhia, com atuação predominante nos Estados do Acre, Amapá, Amazonas, Maranhão, Mato Grosso, Pará, Rondônia, Roraima e Tocantins. As operações da Companhia com a geração de energia elétrica contam com 4 usinas hidrelétricas, com capacidade instalada de 8.694,00 MW e 7 usinas termelétricas, com capacidade de 600,33 MW, perfazendo uma capacidade instalada de 9.294,33 MW. A transmissão de energia é efetuada por um sistema composto de 9.192,13 km de linhas de transmissão, 43 subestações no Sistema Interligado Nacional – SIN, 695,89 Km de linhas de transmissão, 10 subestações no sistema isolado, perfazendo um total de 9.888,02 km de linhas de transmissão e 53 subestações.

A Companhia detém o controle acionário das subsidiárias integrais Estação Transmissora de Energia S.A. e Rio Branco Transmissora de Energia S.A., além de participação societária em diversas Sociedades de Propósito Específico – SPE, de geração e transmissão de energia elétrica.

Notas Explicativas

f) FURNAS Centrais Elétricas S.A. – controlada pela Companhia, atua na geração, transmissão e comercialização predominantemente na região abrangida pelo Distrito Federal e os Estados de São Paulo, Minas Gerais, Rio de Janeiro, Paraná, Espírito Santo, Goiás, Mato Grosso e Tocantins, além de participar de Sociedades de Propósito Específico. Atua, também, como agente de comercialização de energia, gerada pelas Usinas de Angra I e Angra II. O sistema de produção de energia elétrica de FURNAS é composto por 8 usinas hidrelétricas de propriedade exclusiva, 2 em parceria com a iniciativa privada com uma potência instalada de 8.662 MW, e 2 usinas termelétricas com 796 MW de capacidade, totalizando 9.458 MW.

III - Demais Empresas

a) Companhia Energética do Maranhão - concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A companhia detém a concessão para a distribuição de energia elétrica em 217 municípios do Estado do Maranhão, regulada pelo Contrato de Concessão nº 60, de 28 de agosto de 2000, celebrado com a ANEEL, o qual permanece com o seu termo de vigência até agosto de 2030, podendo ser prorrogado por mais um período de 30 anos.

b) Eletrobras Participações S.A. - controlada pela Companhia, e tem por objeto social a participação no capital social de outras sociedades.

c) Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica – CEEE-GT – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto explorar sistemas de produção e transmissão de energia elétrica.

d) Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica – CEEE-D – sociedade anônima de capital aberto sendo seu acionista controlador o Estado do Rio Grande do Sul através da Companhia Estadual de Energia Elétrica Participações - CEEE-Par, empresa detentora de 65,92% do seu capital total. A Concessionária tem por objeto a distribuição de energia elétrica em 72 municípios do Rio Grande do Sul, atendendo aproximadamente 1,5 milhões de unidades consumidoras.

e) Companhia Transmissão de Energia Elétrica Paulista - sociedade de capital aberto, autorizada a operar como concessionária de serviço público de energia elétrica, tendo como atividades principais o planejamento, a construção e a operação de sistemas de transmissão de energia elétrica.

f) Centrais Elétricas do Pará S.A. – sociedade de capital aberto, sob o controle acionário da Equatorial Energia S.A., que atua na distribuição e geração de energia elétrica no Estado do Pará, atendendo consumidores em 143 municípios, conforme Contrato de Concessão 182/1998, assinado em 28 de julho de 1998, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 181/98 de 34 Usinas Termelétricas, sendo 11 próprias e 23 terceirizadas, para a exploração de geração de energia elétrica, pelo prazo de 30 anos, com vencimento em 28 de julho de 2028, renovável por igual período. A investida



Notas Explicativas

apresentava em 30 de junho de 2012 (última informação publicada) capital circulante líquido negativo de R\$ 1.686.894 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 1.191.873).

Conforme comunicado ao mercado em Fato Relevante publicado em 28 de fevereiro de 2012, a investida, nos termos da Instrução CVM 358/2002, informou que ajuizou, perante a Comarca da Capital do Estado do Pará, pedido de recuperação judicial, nos termos dos artigos 47 e seguintes da Lei 11.101/2005, com o objetivo de viabilizar a superação de sua situação de crise econômico-financeira, a fim de permitir a manutenção da fonte produtora, do emprego dos trabalhadores e dos interesses dos credores, promovendo, assim, a preservação da empresa, sua função social e o estímulo à atividade econômica. O pedido de recuperação judicial foi deferido em 29 de fevereiro de 2012.

Todos os créditos existentes contra a investida até a data do ajuizamento do pedido, ainda que não vencidos, ressalvadas as exceções legais, estão sujeitos à recuperação judicial, nos termos do artigo 49 da Lei 11.101/2005, e deverão ser pagos nos termos do plano de recuperação judicial. Em 01 de setembro de 2012 a CELPA divulgou ao mercado que, em assembléia geral de credores, foi aprovado o plano de recuperação judicial da Companhia.

Por meio de anúncio de Fato Relevante publicado em 01 de novembro de 2012 a CELPA informou aos acionistas e ao público em geral que nos termos do Contrato de Compra e Venda de Ações e Outras Avenças celebrado entre Equatorial Energia S.A. e seus controladores, Rede Energia S.A. e QMRA Participações S.A., com a interveniência da Companhia e Jorge Queiroz de Moraes Junior, que após a aprovação pela ANEEL e pelo Conselho Administrativo de Defesa Econômica - CADE, foi concluída a venda, pelo valor total de R\$ 1,00 (um real), de 39.179.397 (trinta e nove milhões, cento e setenta e nove mil, trezentas e noventa e sete) ações de emissão da Companhia detidas por seus controladores, correspondentes a 65,18% (sessenta e cinco inteiros e dezoito centésimos por cento) do capital votante e 61,37% (sessenta e um inteiros e trinta e sete centésimos por cento) do capital social total da Companhia.

g) Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - a concessionária de um complexo hidroenergético localizado no Alto Tietê, centrado na Usina Hidroelétrica Henry Borden. A EMAE dispõe, ainda, da UHE Rasgão e a UHE Porto Góes, ambas no Rio Tietê. No Vale do Paraíba, município de Pindamonhangaba, está instalada a UHE Isabel, atualmente fora de operação.

h) Lajeado Energia S.A. - companhia de capital fechado, controlada da EDP Energias do Brasil S.A., tem como principal objeto social a geração e comercialização de energia elétrica. A Companhia detém 73% do capital total da Investco S.A., que tem como objeto principal a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, no Estado do Tocantins, nos termos do Contrato de Concessão de Uso de Bem Público 05/97 – ANEEL, com vigência até 2033.

i) Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - sociedade por ações de capital aberto, sob o controle acionário da Rede Energia S.A., sob intervenção federal, atuando na área de distribuição de energia elétrica, além da geração própria através de usinas térmicas para o atendimento a sistemas isolados em sua área de concessão que abrange o Estado de Mato Grosso, atendendo consumidores em 141 municípios. Conforme Contrato de Concessão de 03/1997, assinado em 11 de dezembro de 1997,



Notas Explicativas

O prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 11 de dezembro de 2027, renovável por igual período. Além do contrato de distribuição, a Companhia possui Contrato de Concessão de Geração 04/1997, de 7 Usinas Termelétricas com suas respectivas subestações associadas, com vencimento em 10 de dezembro de 2027 (vide nota 2). A investida apresentava em 31 de dezembro de 2012 capital circulante líquido negativo de R\$ 438.922 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 82.136).

j) Norte Energia S.A. – sociedade de propósito específico, de capital fechado, com propósito de conduzir todas as atividades necessárias à implantação, operação, manutenção e exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (UHE Belo Monte), no rio Xingu, localizada no Estado do Pará e das instalações de transmissão de interesse restrito à central geradora. A Companhia detém 49% do capital social da Norte Energia. Essa investida vem despendendo quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras. A investida necessitará de recursos financeiros dos seus acionistas e de terceiros em montante significativo, para a conclusão de sua Usina Hidrelétrica.

k) Madeira Energia S.A. – sociedade anônima de capital fechado, constituída em 27 de agosto de 2007, e tem por objetivo a construção e exploração da Usina Hidrelétrica Santo Antônio localizada em trecho do Rio Madeira, município de Porto Velho, Estado de Rondônia, e do seu Sistema de Transmissão Associado. A Companhia detém 39% do capital social da Madeira Energia. A investida está incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento de projeto para construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio, os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, deverão ser absorvidos pelas receitas futuras das operações. Em 31 de dezembro de 2012, a investida apresentava capital circulante líquido negativo de R\$ 1.166.329 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 1.279.002).

A investida tem apresentado dificuldades de captação e renovação de seus empréstimos e financiamentos o que vem resultando em dificuldades de liquidar o serviço da dívida, a sua amortização e liquidação de outros compromissos operacionais de curtíssimo prazo.

Conforme comunicado ao mercado em anúncio de Fato Relevante publicado em 31 de agosto de 2012, a ANEEL decretou intervenção na CEMAT, a qual é regida pela Medida Provisória 577, publicada em 30 de agosto de 2012. Adicionalmente a Companhia divulgou ao mercado em 19 de dezembro de 2012 a postergação do pagamento de juros sobre capital próprio declarados na Assembleia Geral Ordinária realizada em 30 de abril de 2012. Este pagamento está suspenso até que seja restabelecida a capacidade financeira da Companhia.

IV – Sociedades de Propósito Específico

Ao longo dos últimos anos, as Empresas do Sistema Eletrobras firmaram investimentos em parcerias em projetos com a iniciativa privada, onde a Companhia figura como acionista não controlador, detendo ações preferenciais. Estes empreendimentos têm como objeto a atuação na área de geração e transmissão de energia elétrica, cujos valores aportados estão classificados no Ativo – Investimentos.



Notas Explicativas

No mesmo sentido, tendo em vista as necessidades de expansão dos investimentos no Setor Elétrico, as empresas controladas pela Companhia participam, também de forma minoritária, com ações ordinárias, em diversas empresas de concessão de serviços de energia elétrica, classificados em Ativo – Investimentos. Os investimentos mais relevantes com participação da Companhia e suas controladas em sociedades de propósito específico são os seguintes:

1 – Sistema de Transmissão Nordeste – STN

Parceiros – 1 – Chesf 49%; 2 – Alusa 51%

Objeto – LT 500 Hv, 546 vKm – Teresina/Fortaleza – em operação

2 – Artemis Transmissora de Energia

Parceiro – Eletrosul 100%

Objeto- LT 525 Km – Salto Santiago /Cascavel – em operação

3 – Empresa Transmissora do Alto Uruguai – ETAU

Parceiros – 1 – Eletrosul 24,4%; 2 – Terna Participações 52,6%; 3 – DME Energética 10%; 4 – CEEE-GT 10%

Objeto – LT 230 Kv, 187 Km – Campos Novos /Santa Marte – em operação

4 – Enerpeixe S.A.

Parceiros – 1 – Furnas 40%; 2 – EDP 60%

Objeto – UHE Peixe Angical 452 MW – em operação

5 - Manaus Construtora Ltda.

Parceiros – 1 – Eletronorte 30,0%; 2 – Chesf 19,5; 3 - Abengoa Holding 50,5%

Objeto – LT 500KV Oriximá/Cariri, SE Itacoatiara 500/138KV e SE 500/230KV – em operação

6 - Uirapuru Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul 75%; 2 – Elos 25%

Objeto – LT 525KV, Ivaíorã/Londrina

7 - Energia Sustentável do Brasil

Parceiros – 1 – Chesf 20%; 2 – Eletrosul 20%; 3 – Energy South America Participações LTDA 10,1%; 4 – Camargo Correa Investimentos em Infraestrutura S.A. 9,9%

Objeto – UHE Jirau, com 3.300 MW – entrada em operação prevista para 2013

8 - Norte Brasil Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletrosul – 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Andrade Gutierrez Participações 25,5%; Abengoa Concessões Brasil Holding S.A. – 25,5%

Objeto – LT Porto Velho/Araraquara, trecho 02, 600KV

9 – Estação Transmissora de Energia

Parceiro – Eletronorte 100%

Objeto - Estação Retificadora - corrente alternada/corrente contínua, e Estação Inversora - corrente contínua/corrente alternada, 600/500 KV - 2950 MW

10 - Porto Velho Transmissora de Energia

Parceiro – Eletrosul 100%

Notas Explicativas

Objeto – LT Porto Velho (RO), Subestação Coletora Porto Velho (RO), em 500/230 KV, e duas estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back, em 400 MW

11 - Amazônia Eletronorte Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – Bimetal 24,50%; 3 – Alubar 13,25%; 4 – Linear 13,25%

Objeto - 2 linhas de transmissão em 230 KV, Coxipó / Cuiabá, com extensão de 25 km e Cuiabá / Rondonópolis, com extensão de 168 km – em operação

12 - Intesa - Integração Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Chesf 12%; 2 – Eletronorte 37%; 3 – FIP 51%

Objeto - LT 500kV, no trecho Colinas/ Serra da Mesa 2, 3º circuito – em operação

13 – Energética Águas da Pedra

Parceiros – 1 – Chesf 24,5%; 2 – Eletronorte 24,5%; 3 – Neoenergia S.A. 51%

Objeto – UHE Rio Aripuanã 261KW – em operação

14 – Amapari Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 49%; 2 – MPX Energia 51%

Objeto – UTE Serra do Navio 23,33MW

15 - Brasnorte Transmissora de Energia

Parceiros - 1 – Eletronorte 49,71%; 2 – Terna Participações 38,70%; 3 – Bimetal Ind. e Com. de Produtos Metalúrgicos LTDA 11,62%

Objeto – LT Juba/Jauru 230 KV, com 129 Km de extensão; LT Maggi/Nova Mutum 230 KV, com 273 Km de extensão; SE Juba, 230/130 KV e SE Maggi, 230/138 KV

16 - Manaus Transmissora de Energia

Parceiros – 1 – Eletronorte 30%; 2 – Chesf 19,50%; 3- Abengoa Concessões Brasil Holding 50,50%

Objeto - LT Oriximiná/Itacoatiara, circuito duplo, 500KV, com extensão de 374 KM, LT Itacoatiara/Cariri, circuito duplo 500KV, com extensão de 212 Km, Subestação Itacoatiara em 500/230 KV, 1.800MVA.

17 – Transleste

Parceiros – 1 - Furnas 24%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 25%; 4 – Orteng 10%

Objeto LT Montes Claros/Irapé, 345 kV – em operação

18 - Transudeste

Parceiros – 1 – Furnas 25%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24%; 4 – Orteng 10%

Objeto - LT Itutinga/ Juiz de Fora, 345 kV – em operação

19 – Transirapé

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Alusa 41%; 3 – Cemig 24,50%; 4 – Orteng 10%

Objeto - LT Irapé / Araçuaí, 230 kV – em operação

20 – Chapecoense

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 - CPFL 51% (Consócio Chapecoense 40% e CEEE-GT 9%)

Objeto – UHE Foz do Chapecó, Rio Uruguai, 855MW – em operação

Notas Explicativas

21 - Serra do Facão Energia

Parceiros - 1 - Furnas 49,47%; 2 - Alcoa Alumínio S.A. 34,97%, 3 - DME Energética S.A 10,09% e 4 - Camargo Corrêa Energia S.A. 5,46%.

Objeto - UHE Serra do Facão, 212,58 MW – em operação

22 - Retiro Baixo

Parceiros – 1 - Furnas 49%; 2 – Orteng 25,5%; 3 – Logos 15,5%; 3 – Arcadis Logos 10%

Objeto - UHE Retiro Baixo, 82 MW – em operação

23 - Baguari Energia

Parceiros – 1 – Furnas 30,61%; 2- Cemig 69,39%

Objeto - UHE Baguari, 140 MW – em operação

24 - Centroeste de Minas

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Cemig 51%

Objeto - LT Furnas/Pimenta (MG), 345 kV – em operação

25 - Santo Antonio Energia

Parceiros – 1 - Furnas 39%; 2 - Odebrecht Investimentos 17,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações 12,4%; 4 – Cemig 10%; 5 - Fundos de Investimentos e Participações da Amazônia 20%; 6 - Construtora Norberto Odebrecht (1%).

Objeto - UHE Santo Antônio

26 - IE Madeira

Parceiros – 1 – Furnas 24,50%; 2 – Chesf 24,50%; 3 – CTEEP 31%

Objeto - LT Coletora Porto Velho/Araraquara, trecho 01, com 2.950 Km

27 - Inambari

Parceiros – 1 – Furnas 19,60%; 2 – Eletrobras 29,40%; 3 – OAS 51%

Objeto – Construção UHE Inambari (Peru), e do sistema de Transmissão de uso exclusivo, interligando o Peru e Brasil, bem como a importação e exportação de bens e serviços – em fase pré-operacional

28 - Transenergia

Parceiros – 1 – Furnas 49%; 2 – Delta 25,5%; 3 – J. Malucelli 25,5%

Objeto - construção, implantação, operação e manutenção de linha de transmissão de energia elétrica da rede básica do Sistema Elétrico Interligado Nacional Lote C

29 - Norte Energia S.A.

Parceiros – 1 – Eletrobras 15,00%; 2 – Chesf 15%; 3 - Eletronorte 19,98%; 4 - Petros 10%; 5 - Bolzano 10%; 6 – Outros 30,02%

Objeto – UHE Belo Monte, no rio Xingu

30 - Eólicas Junco I, Junco II, Caiçara I e Caiçara II

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Empresa francesa Votalia: 51%.

Objeto: Compra de energia proveniente de novos empreendimentos de geração eólica. As usinas Junco I e II, de 30 MW, cada, serão construídas no município de Jijoca de Jericoacoara, e as usinas Caiçara I e II, de 30 MW e 21 MW, respectivamente, serão construídas no município de Cruz, no Estado do Ceará e totalizarão 111 MW de potência instalada- fase pré-operacional.

Notas Explicativas

31 - Extremoz Transmissora do Nordeste – ETN S.A

Parceiros: 1 - Chesf 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista: 51%.

Objeto: construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, especificamente a LT Ceará Mirim – João Câmara II, CS, em 500 kV, com 64 km; LT Ceará Mirim – Campina Grande III, CS, em 500 kV, com 201 km; LT Ceará Mirim – Extremoz II, CS, em 230 kV, com 26 km; LT Campina Grande III – Campina Grande II, CS, em 230 kV, com 8,5 km; LT Secc. J. Câmara II/Extremoz/SE Ceará Mirim, CS, em 230 kV, com 6 km; LT Secc. C. Grande II/Extremoz II, C1 e C2, CS, em 230 kV, com 12,5 km; SE João Câmara II, 500 kV; SE Campina Grande III, 500/230 kV; SE Ceará Mirim, 500/230 kV – fase pré-operacional.

32 - TDG – Transmissora Delmiro Gouveia S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - ATP Engenharia Ltda.: 51%.

Objeto: Construção, implementação, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica da linha de transmissão São Luiz II, 230 Kv, com 156 Km de extensão – Maranhão, das subestações Pecém III em 500/230 Kv (3.600 MVA), e Aquiraz II, em 230/69 kV (450 MVA)- Ceará- em fase pré-operacional.

33 - Pedra Branca, São Pedro do Lago e Sete Gameleiras

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - Brennand Energia 51%.

Objeto: Contratação, no ambiente regulado, de energia de fontes alternativas de geração, na modalidade por disponibilidade de energia, capacidade para gerar 30,0 MW, cada, em fase pré-operacional.

34 - Interligação Elétrica Garanhuns S.A

Parceiros: 1 - Chesf: 49%; 2 - CTEEP: Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista 51%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção de instalações de transmissão de energia elétrica, LT Luis Gonzaga – Garanhuns, em 500 kV, com 224 km; LT Garanhuns – Campina Grande III, em 500 kV, com 190 km; LT Garanhuns – Pau Ferro, em 500 kV, com 239 km; LT Garanhuns – Angelim I, em 230 kV, com 13 Km; SE Garanhuns, 500/230 kV; SE Pau Ferro, 500/230 kV, em fase pré-operacional.

35 - Rio Branco Transmissora de Energia S.A

Parceiros: 1 - Eletronorte: 100%.

Objeto: Construção, operação e manutenção das linhas de transmissão entre Porto Velho – Abunã e Abunã – Rio Branco, circuito 2, com 230 kV e extensão de 487 Km, nos Estados de Rondônia e Acre- em operação.

36 - Cerro I, II e III

Parceiros: 1 - Eletrosul: 100%.

Objeto: Geração eólica, com capacidade instalada de 30MW cada, em operação.

37 - Chuí

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

Notas Explicativas

38 - Livramento

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 41%; 3 - Fundação Elos: 10%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

39 - Santa Vitória do Palmar

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Rio Bravo Investimentos: 51%.

Objeto: Geração eólica, em fase pré-operacional.

40 - TSBE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 80%; 2 - Copel: 20%.

Objeto: LT 230 Kv- Nova Santa Rita- Camaquã 3- LT 230 Kv Camaquã 3- Quinta; LT 525 Kv Salto Santiago- Itá; LT 525 Kv Itá- Nova Santa Rita, em fase pré-operacional.

41 - TSLE

Parceiros: 1 - Eletrosul: 51%; 2 - CEEE: 49%.

Objeto: LT 525 Kv Nova Santa Rita – Povo Novo; LT 525 Kv Povo Nova- Marmeleiro; LT 525 Kv Marmeleiro- Santa Vitória do Palmar. Seccionamento da LT 230 Kv Camaquã 3. Em fase pré-operacional.

42 - Marumbi

Parceiros: 1 - Eletrosul: 20%; 2 - Copel: 80%.

Objeto: LT 525 Kv Curitiba – Curitiba Leste (PR). Em fase pré-operacional.

43 - RS Energia

Parceiros: 1 - Eletrosul: 100%.

Objeto: LT 525 Kv Campos Novos(SC) - Nova Santa Rita(RS). LT 230 Kv Monte Claro – Garibaldi (RS). Em operação.

44 - Costa Oeste

Parceiros: 1 - Eletrosul: 49%; 2 - Copel: 51%.

Objeto: LT 230 Kv Cascavel Oeste- Umuarama(PR). Em fase pré-operacional.

45 - Teles Pires Participações

Parceiros: 1 - Eletrosul: 24,70%; 2 - Neoenergia: 50,60%; 3- Furnas: 24,70%.

Objeto: Geração hidráulica, UHE Teles Pires, em fase de pré-operacional.

46 - Linha Verde Transmissora de Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%.

Objeto: LT Porto Velho - Samuel - Ariquemes - Ji-Paraná - Pimenta Bueno - Vilhena (RO), Jaurú (MT), com extensão de 987 Km, 230 kV.

47 - Transmissora Matogrossense

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimentos S.A. - 46%; 3 - Mavi Engenharia e Construções Ltda. - 5%

Objeto: LT Jaurú - Cuiabá (MT), com extensão de 348 Km e SE Jaurú, com 500 kV.

48 - Construtora Integração

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Eletrosul: 24,50%; 3 - Abengoa Concessões Brasil Holding S.A.: 51%

Notas Explicativas

Objeto: Empresa constituída para construção do empreendimento da Norte Brasil Transmissora de Energia S.A.

49 - Transorte

Parceiro: 1 - Eletronorte: 49%; 2 - Alupar Investimento S.A.: 51%

Objeto: LT Lechuga (AM) - Equador - Boa Vista (RR), com 500 kV.

50 - Brasventos Eolo Geradora Energia

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 1 com 48,6 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte.

51 - Brasventos Miassaba 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Miassaba 3, com 50 MW de potência instalada, localizado no município de Macau, no Rio Grande do Norte.

52 - Rei dos Ventos 3 Geradora

Parceiro: 1 - Eletronorte: 24,50%; 2 - Furnas: 24,50%; 3 - J. Malucelli: 51%

Objeto: Parque Eólico Rei dos Ventos 3, com 48,6 MW de potência instalada, localizado no município de Galinhos, no Rio Grande do Norte.

53 - Luziana – Niquelândia Transmissora

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - State Grid Corporation of China: 51%.

Objeto: Instalações de transmissão compostas pela Subestação Niquelândia, com transformação 230/69 kV - (3+1) x 10 MVA, e pela Subestação Luziânia, com transformação 500/138 kV - (3+1) x 75 MVA.

54 - Energia dos Ventos I a X

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Alupar 50,99%; 3 - Empresas detentoras do direito dos estudos: 0,01%.

Objeto: Concessão para implantação e exploração de 10 Centrais Geradoras Eólicas e respectivas instalações de transmissão. Centrais de Geração Eólica, totalizando 230 MW instalados, municípios de Fortim e Aracati - Ceará.

55 - Caldas Novas

Parceiros: 1 - Furnas: 49,90%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - Santa Rita: 12,525%; CEL Engenharia: 12,525%.

Objeto: Instalações de Transmissão da Rede Básica, compostas pela Subestação Corumbá, em 345/138 kV – 150 MVA- Caldas Novas – GO.

56 - Goiás Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - J. Malucelli Energia: 25,5%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das linhas de transmissão Rio Verde Norte – Trindade; Trindade- Xavantes; Trindade- Região Centro Oeste.

57 - Madeira Energia S.A

Parceiros: 1 - Furnas: 39%; 2 - Odebrecht Energia: 18,6%; 3 - Andrade Gutierrez Participações S.A.: 12,4%; 4- CEMIG: 10%; 5- FIP: 20%.

Objeto: Construção e operação da UHE Santo Antônio- Porto Velho- RO.

Notas Explicativas

58 - MGE Transmissão

Parceiros: 1 - Furnas: 49%; 2 - Desenvix: 25,5%; 3 - J. Malucelli Energia: 25,5%.

Objeto: Construção, montagem, operação e manutenção das LTs Mesquita – Viana 2- Viana 2- Viana e da SE Viana 2.

15.6 – Ações em garantia

Tendo em vista a Companhia ter diversas ações no âmbito do judiciário, onde figura como ré (vide Nota 30), são oferecidos em garantia, nos recursos dessas ações judiciais, ativos que representam 9,02% (5,25% em 2010) do total da carteira de investimentos, conforme abaixo descrito:

31/12/2012			
PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	VALOR DO INVESTIMENTO	PERCENTUAL DE BLOQUEIO	INVESTIMENTO BLOQUEADO
CTEEP	739.735	90,59%	670.126
EMAE	252.316	100,00%	252.316
CESP	124.380	95,88%	119.256
AES TIETE	713.398	88,94%	634.496
COELCE	232.140	86,56%	200.940
CGEEP	30.201	62,35%	18.830
CEMAT	420.787	86,66%	364.654
CELPA	94.673	5,31%	5.027
CELPE	24.159	70,41%	17.010
CEEE - GT	738.009	100,00%	738.009
CEEE - D	343.875	99,13%	340.883
CEMAR	411.463	57,62%	237.085
SUBTOTAL	4.125.135		3.598.632
Outros Investimentos	46.141.776		-
TOTAL	50.266.911	7,16%	3.598.632

NOTA 16 – IMOBILIZADO

Os itens do ativo imobilizado referem-se à infraestrutura para geração de energia elétrica.

CONSOLIDADO				
31/12/2012				
	Valor bruto	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão / Impairment	Valor líquido
Em serviço				
Geração	44.954.872	(17.166.530)	(2.374.456)	25.413.886
Administração	2.012.186	(1.093.267)	-	918.919
	46.967.058	(18.259.797)	(2.374.456)	26.332.805
Em curso				
Geração	19.196.699	-	-	19.196.699
Administração	1.877.598	-	-	1.877.598
	21.074.297	-	-	21.074.297
	68.041.355	(18.259.797)	(2.374.456)	47.407.102



Notas Explicativas

CONSOLIDADO				
31/12/2011				
	Valor bruto	Depreciação acumulada	(-) Obrigações vinculadas à Concessão / Impairment	Valor líquido
Em serviço				
Geração	59.688.026	(24.385.487)	(349.052)	34.953.487
Administração	2.272.380	(1.353.630)	(32.712)	886.038
	<u>61.960.406</u>	<u>(25.739.117)</u>	<u>(381.764)</u>	<u>35.839.525</u>
Em curso				
Geração	16.906.190	-	-	16.906.190
Administração	469.146	-	-	469.146
	<u>17.375.336</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>17.375.336</u>
	<u>79.335.742</u>	<u>(25.739.117)</u>	<u>(381.764)</u>	<u>53.214.861</u>

Os bens que compõe o ativo imobilizado da Companhia, associados e identificados como ativos da concessão de serviço público, não podem ser vendidos nem dados em garantias a terceiros.

As Obrigações Especiais correspondem a recursos recebidos de consumidores com o objetivo de contribuir na execução de projetos de expansão necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica e são alocadas aos empreendimentos correspondentes. Os ativos adquiridos com os correspondentes recursos são registrados no imobilizado da Companhia, conforme disposições estabelecidas pela ANEEL. Em virtude de sua natureza essas contribuições não representam obrigações financeiras efetivas, uma vez que não serão devolvidas aos consumidores.

Movimentação do Imobilizado

CONSOLIDADO							
	Saldo em 31/12/2011	Adições	Transferência curso/serviço	Baixas	Depreciação	Efeitos da Lei nº 12.783/13	Saldo em 31/12/2012
Geração / Comercialização							
Em serviço	58.958.508	557.498	4.934.490	(156.493)	-	(20.457.903)	43.836.100
Depreciação acumulada	(24.185.487)	(94.027)	(323.001)	78.576	(1.586.847)	8.944.256	(17.166.530)
Em curso	16.906.190	7.375.893	(4.439.013)	(206.722)	-	(439.649)	19.196.699
Arrendamento Mercantil	1.165.388	-	-	-	(46.616)	-	1.118.772
Provisão p/ ajustes valor recuperação ativos - impairment	(836.208)	-	-	(846.511)	-	(400.135)	(2.082.854)
	<u>52.008.391</u>	<u>7.839.364</u>	<u>172.476</u>	<u>(1.131.149)</u>	<u>(1.633.463)</u>	<u>(12.353.431)</u>	<u>44.902.188</u>
Administração							
Em serviço	2.272.380	8.094	(209.789)	(58.499)	-	-	2.012.186
Depreciação acumulada	(1.353.630)	(9.366)	260.911	36.364	(27.546)	-	(1.093.267)
Em curso	469.145	2.548.125	(334.125)	(87.054)	-	(718.493)	1.877.598
	<u>1.387.895</u>	<u>2.546.853</u>	<u>(283.003)</u>	<u>(109.189)</u>	<u>(27.546)</u>	<u>(718.493)</u>	<u>2.796.516</u>
(-) Obrigações Especiais Vinculadas à concessão							
Reintegração Acumulada	14.053	-	-	-	2.824	-	16.877
Contribuições do Consumidor	(147.894)	-	-	-	-	-	(147.894)
Participação da União Federal	(47.584)	-	-	-	24	-	(47.560)
Doações e Subvenções p/ investimentos	-	19	-	-	-	-	19
Outros	-	-	-	-	-	(113.044)	(113.044)
	<u>(181.425)</u>	<u>19</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2.848</u>	<u>(113.044)</u>	<u>(291.602)</u>
TOTAL	<u>53.214.861</u>	<u>10.386.236</u>	<u>(110.527)</u>	<u>(1.240.339)</u>	<u>(1.658.161)</u>	<u>(13.184.968)</u>	<u>47.407.102</u>

Notas Explicativas

Efeitos da Lei 12.783/2013 na mutação do imobilizado de 2012

Geração

Reclassificação para indenizações a receber (projeto básico)	(5.954.768)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(2.825.060)
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(1.802.402)
Reclassificação para ativo financeiro (modernizações e melhorias)	(1.483.540)
Parcela não recuperável de ativos - impairment	(1.119.198)
Efeito total no imobilizado	<u>(13.184.968)</u>

Taxa média de depreciação e Depreciação acumulada:

Geração	CONSOLIDADO			
	31/12/2012		31/12/2011	
	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada	Taxa média de depreciação	Depreciação acumulada
Hidráulica	2,39%	11.728.578	2,44%	19.856.370
Nuclear	3,32%	3.080.265	3,30%	2.501.816
Térmica	2,61%	2.245.169	5,77%	2.027.301
Eólica	2,29%	21.749	-	-
Comercialização	7,85%	54.170	-	-
		<u>17.129.931</u>		<u>24.385.487</u>
Administração	6,92%	1.129.866	7,46%	1.353.630
		<u>1.129.866</u>		<u>1.353.630</u>
Total		<u>18.259.797</u>		<u>25.739.117</u>

Notas Explicativas

NOTA 17 – ATIVO FINANCEIRO

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Concessões de Transmissão		
Ativo Financeiro Receita Anual Permitida	8.526.270	9.276.285
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	11.098.119	17.273.525
	<u>19.624.389</u>	<u>26.549.810</u>
Concessões de Distribuição		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	4.595.947	3.025.366
	<u>4.595.947</u>	<u>3.025.366</u>
Concessões de Geração		
Ativo Financeiro - Concessões Indenizáveis	1.483.540	-
	<u>1.483.540</u>	<u>-</u>
Ativo Financeiro Itaipu (item I)	<u>19.657.434</u>	<u>18.592.152</u>
	19.657.434	18.592.152
Total do ativo financeiro	<u>45.361.310</u>	<u>48.167.328</u>
Ativo Financeiro – Circulante	579.295	2.017.949
Passivo Financeiro – Circulante	(52.862)	-
Ativo Financeiro – Não Circulante	44.834.877	46.149.379
Total do ativo financeiro	<u>45.361.310</u>	<u>48.167.328</u>

Impactos da Lei 12.783/2013 no ativo financeiro

Geração	
Reclassificação do imobilizado para o ativo financeiro (modernizações e melhorias)	<u>1.483.540</u>
Efeito no ativo financeiro	<u>1.483.540</u>
Transmissão	
Reclassificação para indenizações a receber	(8.133.025)
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	(331.602)
Ganho (perda) com indenizações das concessões prorrogadas	(1.242.395)
Parcela não recuperável de ativos - impairment	<u>(41.511)</u>
Efeito no ativo financeiro	<u>(9.748.533)</u>
Distribuição	
Ajuste ao Valor Novo de Reposição dos ativos indenizáveis	<u>359.182</u>
Efeito no ativo financeiro	<u>359.182</u>
Efeito total no ativo financeiro	<u>(7.905.811)</u>

Notas Explicativas

1 - Ativo Financeiro de Itaipu

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Contas a Receber	1.459.221	2.278.404
Direito de Ressarcimento	849.724	611.508
Fornecedores de Energia - Itaipu	(734.252)	(586.994)
Obrigações de ressarcimento	(1.627.555)	(1.404.965)
Total ativo (passivo) circulante	(52.862)	897.953
Contas a Receber	894.847	139.563
Direito de Ressarcimento	4.919.758	3.936.511
Obrigações de ressarcimento	(2.999.085)	(2.352.065)
	2.815.520	1.724.009
Imobilizado Itaipu		
Geração		
Em serviço	15.753.106	14.931.693
Em curso	56.756	50.557
	15.809.862	14.982.250
Administração		
Em serviço	862.196	797.093
Em curso	222.718	190.847
	1.084.914	987.940
Total ativo não circulante	19.710.296	17.694.198
Total do ativo financeiro de Itaipu consolidado	19.657.434	18.592.152

Os efeitos da constituição do ativo financeiro Itaipu estão inseridos acima e são detalhados a seguir:

a - Valores Decorrentes da Comercialização da Energia Elétrica de Itaipu Binacional

a.1 – Fator de ajuste

Ao amparo da Lei 11.480/2007, foi retirado o fator de ajuste dos contratos de financiamento celebrados com Itaipu Binacional, e dos contratos de cessão de créditos firmados com o Tesouro Nacional, a partir de 2007, ficando assegurada à Companhia a manutenção integral de seu fluxo de recebimentos.

Como decorrência, foi editado o Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, regulamentando a comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, definindo o diferencial a ser aplicado na tarifa de repasse, criando um ativo referente à parte do diferencial anual apurado, equivalente ao fator anual de ajuste retirado dos financiamentos, a ser incluído anualmente na tarifa de repasse, a partir de 2008, praticado pela Companhia, preservando o fluxo de recursos, originalmente estabelecido.

Notas Explicativas

Dessa forma, passou a ser incluído na tarifa de repasse da potência proveniente da Itaipu Binacional, a partir de 2008, o diferencial decorrente da retirada do fator anual de reajuste, cujos valores são definidos anualmente através de portaria interministerial dos Ministérios da Fazenda e de Minas e Energia. Na tarifa de repasse em vigor em 2011, encontra-se incluído o montante equivalente a US\$ 214,989, o qual será recebido pela Companhia através de cobranças aos consumidores, homologado pela portaria MME/MF 398/2008.

O saldo decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional, inserido na rubrica Ativo Financeiro, apresentada no Ativo Não Circulante, monta a R\$ 4.919.758 em 31 de dezembro de 2012, equivalentes a US\$ 2,407,516 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 3.936.511, equivalentes a US\$ 2,098,577), dos quais R\$ 2.999.085, equivalente a US\$ 1,467,621, serão repassados ao Tesouro Nacional até 2023, como decorrência da operação de cessão de crédito realizada entre a Companhia e o Tesouro Nacional, em 1999.

Tais valores serão realizados mediante a sua inclusão na tarifa de repasse a ser praticada até 2023.

a.2 - Comercialização de energia elétrica

A Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, atribuiu à Companhia a responsabilidade pela aquisição da totalidade da energia elétrica produzida por Itaipu Binacional a ser consumida no Brasil, passando a ser a comercializadora dessa energia elétrica.

Desta forma, foi comercializado no exercício de 2012 o equivalente a 83.847 GWh, sendo a tarifa de suprimento de energia (compra), praticada por Itaipu Binacional, de US\$ 22.60/kW e a tarifa de repasse (venda), US\$ 24.88/kW.

O resultado da comercialização da energia elétrica da Itaipu Binacional, nos termos do Decreto 4.550, de 27 de dezembro de 2002, observadas as alterações introduzidas pelo Decreto 6.265, de 22 de novembro de 2007, tem a seguinte destinação:

1) se positivo, deverá ser destinado, mediante rateio proporcional ao consumo individual, a crédito de bônus nas contas de energia dos consumidores do Sistema Elétrico Nacional Interligado, integrantes das classes residencial e rural, com consumo mensal inferior a 350 kWh.

2) se negativo, é incorporado pela ANEEL no cálculo da tarifa de repasse de potência contratada no ano subsequente à formação do resultado.

Essa operação de comercialização não impacta o resultado da Companhia, sendo que nos termos da atual regulamentação o resultado negativo representa um direito incondicional de recebimento e se negativo uma obrigação efetiva.

No exercício de 2012, a atividade foi superavitária em R\$ 280.029 (R\$ 638.977 em 31 de dezembro de 2011), sendo a obrigação decorrente incluída como parte da rubrica de ativo financeiro.

Notas Explicativas

11 - Ativo Financeiro – Concessão de serviço público de energia elétrica

A rubrica ativo financeiro - concessão, no montante de R\$ 25.703.876 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 29.575.176) refere-se ao ativo financeiro a realizar, detido pelas empresas do Sistema Eletrobras, sendo nas concessões de distribuição, apurado pela aplicação do modelo misto, e nas concessões de geração e transmissão pela aplicação do modelo financeiro, ambos previstos no ICPC 01 (IFRIC 12).

NOTA 18 – ATIVO INTANGÍVEL

	CONTROLADORA				
	SALDO EM 31/12/2011	ADIÇÕES	BAIXAS	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	48.150	-	(46.299)	(1.851)	-
Administração					
Em serviço	61.114	-	(61.114)	-	-
Amortização acumulada	(12.964)	-	14.815	(1.851)	-
Total	48.150	-	(46.299)	(1.851)	-

	CONSOLIDADO				
	SALDO EM 31/12/2011	ADIÇÕES	BAIXAS	AMORTIZAÇÕES	TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO
Vinculados à Concessão - Geração	1.172.736	63.766	(845)	(45.896)	(13.665)
Em serviço	944.973	15.242	(844)	(45.896)	94.448
Ativo Intangível	1.020.331	15.226	-	-	94.448
Amortização acumulada	(75.358)	(34)	(844)	(45.896)	-
Obrigações especiais	-	50	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-
Em curso	227.763	48.524	(1)	-	(108.113)
Ativo Intangível	227.763	48.524	(1)	-	(108.113)
Obrigações especiais	-	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	794.148	52.714	17.851	(101.149)	518
Em serviço	689.369	(41.523)	18.742	(101.149)	78.742
Ativo Intangível	2.076.075	93.539	(105.114)	-	152.312
Amortização acumulada	(931.659)	(112.232)	81.767	(152.749)	-
Obrigações especiais	(455.047)	(307)	19.868	51.600	(73.570)
Impairment	-	(22.523)	22.221	-	-
Em curso	104.779	94.237	(891)	-	(78.224)
Ativo Intangível	209.476	115.297	(5.611)	-	(149.518)
Obrigações especiais	(104.697)	(3.870)	4.720	-	69.225
Impairment	-	-	-	-	2.069
Contrato de concessão oneroso	-	(17.190)	-	-	-
Vinculados à Concessão - Transmissão	-	745	-	(34)	-
Em serviço	-	689	-	(34)	-
Ativo Intangível	-	689	-	-	-
Amortização acumulada	-	-	-	(34)	-
Obrigações especiais	-	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-
Em curso	-	56	-	-	-
Ativo Intangível	-	56	-	-	-
Obrigações especiais	-	-	-	-	-
Impairment	-	-	-	-	-
Não Vinculados à Concessão (Outros Intangíveis)	404.483	27.543	(52.446)	(19.927)	198
Administração					
Em serviço	499.380	15.804	(67.655)	(9.037)	26.894
Amortização acumulada	(193.930)	(13.039)	17.318	(10.890)	(16)
Em curso	99.033	24.754	(2.109)	-	(12.845)
Outros	-	24	-	-	(13.835)
Total	2.371.367	144.768	(35.440)	(167.006)	(12.949)

O Ativo Intangível é amortizado durante o seu prazo de concessão.

Notas Explicativas

NOTA 19 – VALOR RECUPERÁVEL DOS ATIVOS DE LONGO PRAZO

A companhia estimou o valor recuperável de seus ativos de longo prazo com base em valor em uso tendo em vista não haver mercado ativo para a infraestrutura vinculada à concessão. O valor em uso é avaliado com base no valor presente do fluxo de caixa futuro estimado.

Os valores alocados às premissas representam a avaliação da Administração da companhia sobre as tendências futuras do setor elétrico e são baseadas tanto em fontes externas de informações como dados históricos. O fluxo de caixa foi projetado com base no resultado operacional e projeções da Companhia até o término da concessão, tendo como principais premissas:

- a) Crescimento orgânico compatível com os dados históricos e perspectivas de crescimento da economia brasileira;
- b) Taxa de desconto (após os impostos) específica para cada segmento (4,98% para geração, 4,73% para transmissão e 4,61% distribuição) obtida através de metodologia usualmente aplicada pelo mercado, levando em consideração o custo médio ponderado de capital;
- c) A taxa de crescimento não inclui inflação.
- d) A Companhia passou a tratar como unidades geradoras de caixa independentes todos os seus empreendimentos, deixando de serem consideradas de forma integrada, em função das alterações introduzidas pela Lei 12.783/2013.

A análise determinou a necessidade de constituição de provisão para perdas nos seguintes empreendimentos no ano de 2012:

- a) Eletrosul – a Companhia reconheceu em 2012 *impairment* no montante de R\$ 149.672 (R\$ 107.664 em 2011). Os valores provisionados referem-se a: R\$ 44.377 da UGC João Borges; R\$ 44.329 da UGC Rio Chapéu; descontinuidade dos projetos das PCHs Pinheiro (R\$ 3.829) e PCH Itararé (R\$ 4.256); *impairment* do ativo financeiro nas UGC linha de transmissão Presidente Médice - Santa Cruz (R\$ 27.117) e subestação Missões (R\$ 4.998); e outros ativos no montante de R\$ 20.766.
- b) Amazonas Energia (segmento de distribuição) – No ano de 2010 a ANEEL determinou uma nova metodologia de reajuste tarifário que inclui, entre outros fatores, a redução na remuneração dos ativos (WACC regulatório). Esses fatores levaram a necessidade de se reconhecer *impairment* sobre os ativos de distribuição no valor de R\$ 573.209 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 573.731), sendo R\$ 522 registrado como reversão neste exercício (2011 – provisão de R\$ 69.546). Além disso, em 2012 foi reconhecida perda de R\$ 92.528 sobre créditos tributários.
- c) Furnas – A Companhia reconheceu *impairment* sobre as UHE Batalha e UHE Simplício, no montante de R\$ 1.028.266 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 693.335), sobre a recuperação de ativos, sendo de R\$ 334.931 neste exercício (2011 – R\$ 349.444), tendo em vista um aumento na estrutura de custos impostas pelo atraso nas obras de construção das usinas hidrelétricas.

Notas Explicativas

d) Eletromonte – Foi reconhecida em 2012 provisão de R\$ 482.334 composta por: R\$ 344.104 sobre ativo imobilizado de geração da UHE Samuel; R\$ 64.103, equivalente ao total dos ativos das UTEs Floresta, Rio Acre, Rio Branco e Rio Madeira; R\$ 27.389 referente a ativo imobilizado da UTE Balbina; R\$ 28.168 referente a ativos imobilizados de RBSE; R\$ 6.503 sobre outros ativos imobilizados de geração e R\$ 12.067 sobre outros ativos imobilizados de transmissão.

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2010	989.525
(+) Constituições	460.661
(-) Reversões	(27.474)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	1.422.712
(+) Constituições	1.059.462
(-) Reversões	(522)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	2.481.652

As perdas por impairment por segmento são como seguem:

	31/12/2012			
	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Imobilizado	1.727.701	40.235	-	1.767.936
Intangível	1.740	32.115	587.333	621.188
Créditos Tributários	-	-	92.528	92.528
Total	1.729.441	72.350	679.861	2.481.652

NOTA 20 – FORNECEDORES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE				
Bens, Materiais e Serviços	43.450	68.544	5.479.412	4.740.332
Energia Comprada para Revenda	424.354	316.132	1.841.910	1.544.536
CCEE - Energia de curto prazo	-	-	169.480	53.234
	467.804	384.676	7.490.802	6.338.102

Notas Explicativas

NOTA 21 - ADIANTAMENTOS DE CLIENTES

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	45.583	44.098
Adiantamentos de clientes - PROINFA	424.309	368.943	424.309	368.943
	<u>424.309</u>	<u>368.943</u>	<u>469.892</u>	<u>413.041</u>
NÃO CIRCULANTE				
Venda antecipada de energia - ALBRAS	-	-	830.234	879.452
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>830.234</u>	<u>879.452</u>
TOTAL	<u>424.309</u>	<u>368.943</u>	<u>1.300.126</u>	<u>1.292.493</u>

I – ALBRÁS

A controlada Eletronorte celebrou venda de energia elétrica com a ALBRÁS, em 2004, para fornecimento por um período de 20 anos, sendo 750 MW médios/mês, até dezembro de 2006 e 800 MW médios/mês, de janeiro de 2007 a dezembro de 2024, tendo como parâmetro a tarifa de equilíbrio da UHE Tucuruí, acrescida de um prêmio, calculado em função da cotação do alumínio na *London Metal Exchange (LME)* - Inglaterra. Essa constituição de preço se constitui em um derivativo embutido (vide nota 44).

Com base nestas condições, a ALBRÁS, fez uma oferta de pré-compra de energia elétrica com pagamento antecipado, que se constitui em créditos de energia que serão amortizados durante o período de fornecimento, em parcelas fixas mensais expressas em MW médios, de acordo com a tarifa vigente no mês do faturamento, como detalhado a seguir:

Cliente	Datas do contrato		Volume em Megawatts Médios (MW)
	Inicial	Final	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 até 31/12/2006 e 800 a partir de 01/01/2007
Alcoa	01/07/2004	01/01/2024	de 304 a 328
BHP	01/07/2004	02/01/2024	de 353,08 a 492

II - PROINFA

O PROINFA, instituído pela Lei 10.438/2002, e suas alterações, tem como objetivo a diversificação da matriz energética brasileira com a utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis.

A Companhia assegura a compra da energia elétrica produzida, pelo período de 20 anos, contados a partir de 2006, e repassa esta energia às concessionárias de distribuição, consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos.

As concessionárias de distribuição e de transmissão pagam à Companhia o valor de energia em quotas, equipamento ao custo correspondente à participação dos



Notas Explicativas

consumidores cativos, dos consumidores livres e dos autoprodutores conectados às suas instalações, em duodécimos, no mês anterior ao de competência do consumo da energia.

As operações relativas à compra e venda de energia no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia.

NOTA 22 - FINANCIAMENTOS E EMPRÉSTIMOS

I - Contratos obtidos pela Companhia – Instituições Financeiras e Bônus

a) A Companhia possui empréstimos celebrados com agências multilaterais, tais como BID, BIRD, KFW e EXIMBANK/JBIC, nos quais há garantia da União. Tais contratos seguem ao padrão de cláusulas aplicáveis aos contratos com agências multilaterais, que são as usualmente acordadas em negociações com esse tipo de organismo. Em 2011 foi celebrado contrato com o BIRD no valor de US\$ 495,000 destinados a investimentos nas empresas de distribuição do Sistema Eletrobras, principalmente com o objetivo de redução do nível de perdas. Desse valor só foram sacados US\$ 1,237, em maio de 2011, para pagamento de taxa do próprio empréstimo, além de US\$ 400 até dezembro de 2012 ficando o saldo restante a ser sacado.

Nos contratos tipo empréstimos na modalidade *A/B Loan*, entre a CAF e bancos comerciais, sem garantia da União, a Companhia possui cláusulas usualmente praticadas no mercado, dentre as quais, existência de garantias corporativas, alteração de controle societário, conformidades às licenças e autorizações e limitação à venda significativa de ativos. Ainda, seguindo as cláusulas usuais de mercado, há dois contratos de financiamento coordenados pelo BNP e CDB, assinados em 2007, no valor de US\$ 149,000 e de US\$ 281,000, sem garantia da União, mas que se tornaram efetivos somente em 2008. Os recursos desses dois contratos foram destinados ao financiamento da Usina Termelétrica de Candiota II, Fase C, da CGTEE.

Em 1º de novembro de 2012, houve a assinatura da segunda tranche do contrato de financiamento celebrado junto ao KfW, no valor de EUR 45,900, com garantia da União, contando com 5 anos de carência e prazo total de 30 anos e taxa de juros média de 2,93% ao ano. Os recursos serão destinados ao projeto do Complexo de São Bernardo, pertencente à Eletrosul, que visa à implantação de 4 PCHs no estado de Santa Catarina. O contrato de empréstimo relativo a Tranche 1 foi assinado em 12 de dezembro de 2008, no valor de EUR 13,294.

Foi também assinado, em 21 de dezembro de 2012, o contrato de financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, cujos recursos serão destinados à aquisição de máquinas e serviços importados da Usina nuclear de Angra III. Este contrato conta com garantia da União, taxa de juros de 6,5% ao ano e prazo de 25 anos de repagamento (com 5 anos de carência).

Além dos bônus emitidos em 2005, de US\$ 300,000, com o antigo Dresdner Bank AG, bem como outra emissão realizada pelo Credit Suisse em 2009, de US\$ 1,000,000, a Companhia emitiu notas no valor de US\$ 1,750,000, em operação conjunta dos bancos Santander e Credit Suisse, em outubro de 2011. Os recursos obtidos no mercado internacional, por meio das emissões citadas, foram destinados ao fundo financiador do Programa de Investimentos das empresas do Sistema Eletrobras.

Notas Explicativas

Em outubro de 2012, Furnas celebrou um contrato de financiamento junto ao Banco do Brasil, no valor R\$ 750.000, com prazo total de pagamento de 6 (seis) anos, amortizados via *bullet* no último dia do contrato, contando com juros remuneratórios de 107,3% sobre a taxa média do Certificado de Depósito Interbancário – CDI. Os recursos contratados serão destinados ao programa de investimento da controlada e contam com o aval corporativo da Companhia.

Foram celebrados 2 (dois) contratos de financiamento entre a RS Energia – empresa que tem 100% do seu capital social pertencente a Eletrosul – e o BNDES, com o objetivo de financiar a construção e operacionalização de Linhas e Subestações de Transmissão localizadas no estado do Rio Grande do Sul, objeto de concessão através do leilão da Aneel n° 008/2010.

O primeiro contrato de financiamento foi assinado em 04 de abril de 2012, no valor de R\$ 41.898, a uma taxa de juros média de 1,96% ao ano acrescidos da TJLP, sendo a amortização realizada via SAC, por um período de 168 meses. O segundo contrato de financiamento foi assinado em 30/04/2012, no valor complementar de R\$ 9.413, contando com as mesmas condições de juros e prazo do financiamento anterior. Vale ressaltar que os dois contratos contam com a interveniência e fiança corporativa da Companhia.

B) Reserva Global de Reversão (RGR)

A Companhia é autorizada a sacar recursos da RGR enquanto não são utilizados para os fins a que se destinam, aplicando-os na concessão de financiamentos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, melhoria do serviço e na realização dos programas do Governo Federal.

Desta forma, a Companhia toma recursos junto à RGR, reconhecendo uma dívida para com este Fundo, e aplica em projetos específicos de investimento, por ela financiados, que tenham por objetivo:

- a) expansão dos serviços de distribuição de energia elétrica;
- b) incentivo às fontes alternativas de energia elétrica;
- c) estudos de inventário e viabilidade de aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- d) implantação de centrais geradoras de potência até 5.000 kW, destinadas exclusivamente ao serviço público em comunidades populacionais atendidas por sistema elétrico isolado;
- e) iluminação pública eficiente;
- f) conservação de energia elétrica através da melhoria da qualidade de produtos e serviços;
- g) universalização de acesso à energia elétrica.

Notas Explicativas

A Eletrobras remunera os recursos sacados da RGR e utilizados na concessão de financiamentos às empresas do setor elétrico brasileiro, com juros de 5% ao ano. Em 31 de dezembro de 2012, o saldo dos recursos sacados junto ao fundo, totaliza R\$ 8.870.838 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 8.931.891), incluídos na rubrica Financiamentos e empréstimos, do passivo.

Os recursos que compõem o Fundo RGR não fazem parte destas demonstrações, constituindo-se em entidade distinta da Companhia.

31/12/2012								
CONTROLADORA				CONSOLIDADO				
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
Moeda Estrangeira								
Instituições financeiras								
Banco Interamericano de Desenvolvimento	4,40%	2.124	38.021	171.097	4,40%	2.194	38.021	301.977
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,51%	12.978	330.237	1.862.530	2,51%	12.978	330.237	1.862.530
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,86%	2	-	35.832	3,86%	2	-	35.832
Eximbank	2,15%	1.346	52.067	234.296	2,15%	1.346	52.067	234.296
BNP Paribas	1,53%	330	70.769	595.628	1,53%	330	70.769	595.628
Outras		146	2.064	9.655		672	30.502	33.970
		16.926	493.158	2.909.038		17.522	521.596	3.064.233
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	4.675	-	613.050	7,75%	4.675	-	613.050
Vencimento 30/07/2019	6,87%	68.687	-	2.043.500	6,87%	68.687	251	2.043.538
Vencimento 27/10/2021	5,75%	42.431	-	3.576.125	5,75%	42.431	-	3.576.125
		115.793	-	6.232.675		115.793	251	6.232.713
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU	-	-	-	-	5,57%	475.031	8.849.631	
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY	-	-	-	-	-	2.400	44.787	
LLOYDS	-	-	-	-	-	38	991	
		-	-	-	5,57%	477.469	8.895.409	
		132.719	493.158	9.141.713		138.894	999.316	18.192.355
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	-	8.870.838	-	-	-	8.870.838
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	49.830	1.868.668	3.871.825	
Banco do Brasil	-	-	-	-	9.253	21.220	1.253.141	
Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	24.307	321.605	1.089.597	
BNDES	-	-	-	-	84.282	929.800	11.926.269	
		-	-	8.870.838		167.672	3.141.293	27.011.670
		132.719	493.158	18.012.551		306.566	4.140.609	45.204.025

31/12/2011								
CONTROLADORA				CONSOLIDADO				
ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		ENCARGOS CIRCULANTE		PRINCIPAL		
Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	Tx. Média	Valor	CIRCULANTE	NÃO CIRCULANTE	
Moeda Estrangeira								
Instituições financeiras								
Banco Interamericano de Desenvolvimento	4,40%	2.400	34.901	191.957	4,40%	2.400	34.901	191.957
Corporación Andino de Fomento - CAF	2,40%	11.763	165.997	2.012.817	2,40%	11.763	165.997	2.012.817
Kreditanstalt für Wiederaufbau - KfW	3,87%	39	23.116	32.631	3,87%	39	23.116	32.631
Dresdner Bank	6,25%	41	23.385	-	6,25%	41	23.386	-
Eximbank	2,15%	1.635	53.362	293.487	2,15%	1.635	53.362	293.487
BNP Paribas	1,82%	269	64.962	611.709	1,82%	269	64.962	611.709
Outras		166	1.897	10.476		1.244	12.088	17.367
		16.313	367.620	3.153.077		17.391	377.812	3.159.968
Bônus								
Vencimento 30/11/2015	7,75%	4.292	-	562.740	7,75%	4.292	-	562.740
Vencimento 27/10/2021	5,75%	36.845	-	3.282.650	5,75%	36.845	-	3.282.650
Vencimento 30/07/2019	6,87%	63.050	-	1.875.800	6,87%	63.050	-	1.875.800
		104.187	-	5.721.190		104.187	-	5.721.190
Outros								
Tesouro Nacional - ITAIPU	-	-	-	-	3,92%	416.325	8.561.657	
CAJUBI - Fundação Prev ITAIPU PY	-	-	-	-	389	566	26.860	
		-	-	-	4.311	416.891	8.588.517	
		120.500	367.620	8.874.267		125.889	794.703	17.469.675
Moeda Nacional								
Reserva Global de Reversão	-	-	-	8.931.891	-	-	-	8.946.901
Outras Instituições Financeiras	-	-	-	-	52.040	1.075.795	3.084.264	
Banco do Brasil	-	-	-	-	17.369	460.428	386.771	
Caixa Econômica Federal	-	-	-	-	9.882	191.972	183.797	
BNDES	-	-	-	-	49.127	1.228.122	8.336.944	
		-	-	8.931.891		128.418	2.956.317	20.938.677
		120.500	367.620	17.806.158		254.307	3.751.020	38.408.352

Notas Explicativas

a) As dívidas são garantidas pela União e/ou pela Eletrobras.

b) O total devido em moeda estrangeira, inclusive encargos correspondentes na controladora a R\$ 9.767.590, equivalentes a US\$ 4,779,834 e no consolidado a R\$ 19.300.565, equivalentes a US\$ 9,459,538. A distribuição percentual por tipo de moeda é a seguinte:

	US\$	EURO	YEN
Controladora	96,69%	0,37%	2,95%
Consolidado	98,33%	0,19%	1,49%

c) Os empréstimos e financiamentos estão sujeitos a encargos, cuja taxa média anual em 2012 é de 5,04% e em 2011 foi de R\$ 4,97%.

d) A parcela longo prazo dos empréstimos e financiamentos expressa em milhares de dólares norte-americanos, tem seu vencimento assim programado:

	2014	2015	2016	2017	2018	Após 2018	Total
Controladora	149,102	332,576	144,007	143,830	80,819	7,964,224	8,814,599
Consolidado	374,184	834,628	361,399	360,955	202,823	19,986,895	22,120,883

II – Operação de arrendamento financeiro:

Na controlada Amazonas Energia os arrendamentos são classificados como financeiros quando os termos dos respectivos contratos transferem substancialmente todos os riscos e benefícios da propriedade do bem para o arrendatário. Todos os outros arrendamentos são classificados como operacional.

Os ativos adquiridos através do arrendamento financeiro são depreciados com base a vida útil econômica dos ativos.

O valor nominal utilizado no cálculo dos ativos e passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potencia mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.

A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, esta demonstradas no quadro abaixo:

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Menos de um ano	298.231	283.831
Mais de um ano e menos de cinco anos	1.491.157	1.419.154
Mais de cinco anos	1.913.652	2.105.079
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	299.932	202.636
Obrigações brutas de arrendamento financeiro - pagamentos mínimos de arrendamento	4.002.972	4.010.700
Ajuste a valor presente	(1.979.939)	(2.092.159)
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiros	2.023.033	1.918.541
Menos de um ano	162.929	142.997
Mais de um ano e menos de cinco anos	814.644	714.984
Mais de cinco anos	1.045.460	1.060.560
Valor presente dos pagamentos	2.023.033	1.918.541



Notas Explicativas

III – GARANTIAS

A Companhia participa na qualidade de interveniente garantidora de diversos empreendimentos cujos montantes garantidos, projeções e valores já pagos estão demonstrados nos quadros abaixo.

Empresa	Empreendimento	Banco Financiador	Modalidade	Participação da Controlada	Valor do Financiamento (*)	Saldo Devedor em 31/12/2012	Saldo Garantidor Eletrobras	Projeção de Saldo Devedor 2013	2014	2015	A liberar após 2015	Término da Garantia
Eletrobras	Norte Energia	Notas Promissórias	SPE	15,00%	150.000	154.271	1.543	-	-	-	-	15/01/2023
Eletrobras	Norte Energia	Fiel Cumprimento	SPE	15,00%	156.915	156.915	1.569	109.841	109.841	109.841	109.841	30/04/2019
Eletrobras	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	3.375.000	470.966	4.710	513.353	559.555	609.915	664.807	15/01/2042
Eletrosul	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	1.665.135	16.651	1.759.219	1.671.305	1.653.757	-	15/01/2034
Eletrosul	Cerro Chato I, II e III	Banco do Brasil	SPE	100,00%	223.419	210.731	2.107	182.965	155.191	127.396	-	15/07/2020
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	126.221	100.523	1.005	90.256	75.985	68.386	-	15/06/2021
Eletrosul	Ariema Trans. de Energia	BNDES	SPE	100,00%	170.029	82.337	823	67.766	53.466	39.132	-	15/10/2018
Eletrosul	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	223.954	2.240	278.945	240.100	222.950	-	15/01/2029
Eletrosul	Porto Velho Trans. Energia	BNDES	SPE	100,00%	283.411	304.571	3.046	311.372	297.557	267.801	-	15/08/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES	SPE	49,00%	89.384	90.789	908	84.682	78.684	72.655	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Mauá	BNDES/Banco do Brasil	SPE	49,00%	89.384	90.865	909	84.709	78.711	72.679	-	15/01/2028
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES	SPE	100,00%	183.301	177.880	1.779	164.818	151.750	138.620	-	15/07/2026
Eletrosul	SC Energia	BNDES/Banco do Brasil	Corporativo	100,00%	50.000	27.686	277	23.399	19.105	14.783	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES/BCDE	Corporativo	100,00%	50.000	27.639	276	23.338	19.034	14.722	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	103.180	55.982	560	47.269	38.552	29.818	-	15/05/2019
Eletrosul	SC Energia	BNDES	Corporativo	100,00%	67.017	46.860	469	41.188	35.514	29.826	-	15/03/2021
Eletrosul	UHE São Domingos	BNDES	Corporativo	100,00%	207.000	222.048	2.220	214.552	199.793	184.993	-	15/06/2028
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	41.898	31.094	311	39.653	36.661	32.995	-	15/03/2027
Eletrosul	RS Energia	BNDES	SPE	100,00%	9.413	5.099	51	9.354	9.144	8.413	-	15/08/2027
Eletrosul	UHE Passo de São João	BNDES	Corporativo	100,00%	14.750	14.701	147	13.621	12.541	11.456	-	15/07/2026
Eletrosul	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	199.758	188.154	1.882	-	-	-	-	15/02/2036
Eletrosul	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	160.680	168.339	1.683	-	-	-	-	31/05/2032
Eletro norte	São Luis II e III	BNDES	Corporativo	100,00%	13.653	11.621	116	10.646	9.671	8.695	8.695	15/11/2024
Eletro norte	Miranda II	BNDES	Corporativo	100,00%	47.531	34.878	349	31.099	27.320	23.541	23.541	15/11/2024
Eletro norte	Ribeiro Gonç./Baltas	BNB	Corporativo	100,00%	70.000	70.000	700	68.056	64.167	60.278	60.278	03/06/2031
Eletro norte	Lechugal/J. Teixeira	BASA	Corporativo	100,00%	25.720	1.896	19	1.801	1.681	1.562	1.562	10/01/2029
Eletro norte	UHE Três Ventos 3	BNDES	Corporativo	100,00%	931.000	381.522	3.815	279.783	178.043	76.337	76.337	15/09/2016
Eletro norte	Norte Brasil Transmissora	BNDES	SPE	24,50%	257.250	223.954	2.240	278.945	240.100	222.950	-	15/01/2029
Eletro norte	Linha Verde Transmissora	BTG Pactual	SPE	49,00%	147.000	155.213	1.552	-	-	-	-	10/01/2013
Eletro norte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	75.000	83.445	834	91.911	101.236	108.604	-	10/07/2030
Eletro norte	Manaus Transmissora	BASA	SPE	30,00%	45.000	46.689	467	49.208	49.840	48.600	-	15/06/2032
Eletro norte	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	30,00%	120.000	130.034	1.300	137.776	127.178	116.569	-	31/12/2026
Eletro norte	Estação Trans. de Energia	BNDES	SPE	100,00%	505.477	523.255	5.233	506.921	472.746	438.572	-	30/11/2028
Eletro norte	Estação Trans. de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	222.599	2.226	232.868	219.625	206.381	-	30/07/2031
Eletro norte	Estação Trans. de Energia	BASA	SPE	100,00%	221.789	70.890	709	227.133	230.621	233.308	-	15/01/2030
Eletro norte	Rio Branco Transmissora	BNDES	SPE	100,00%	138.000	144.531	1.445	136.907	128.424	117.940	-	15/03/2027
Eletro norte	Trans Matogrossense Energia	BASA	SPE	49,00%	39.817	39.817	398	39.819	36.515	32.924	-	01/02/2025
Eletro norte	Trans Matogrossense Energia	BNDES	SPE	49,00%	42.777	41.134	411	38.077	35.019	31.952	-	15/05/2026
Eletro norte	Norte Energia	BNDES LP	SPE	19,98%	4.495.500	627.327	6.273	683.786	745.327	812.406	885.523	15/01/2042
Eletro norte	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	SPE	24,50%	30.851	26.329	263	32.952	30.893	28.962	-	15/11/2029
Eletro norte	Brasventos Massabá 3	Votorantim	SPE	24,50%	32.533	27.716	277	34.698	32.529	30.496	-	15/11/2029
Eletro norte	Rei dos Ventos 3	Votorantim	SPE	24,50%	30.884	26.448	264	33.150	31.079	29.136	-	15/11/2029
Eletro nuclear	Angra III	BNDES	Corporativo	100,00%	6.146.256	1.349.674	13.497	5.250.360	6.444.450	7.378.916	-	15/06/2036
Chesf	ESBR	BNDES	SPE	20,00%	1.909.000	1.665.135	16.651	1.759.219	1.671.305	1.653.757	-	15/01/2034
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	48.750	54.239	542	59.742	65.804	70.593	-	10/07/2030
Chesf	Manaus Transmissora	BASA	SPE	19,50%	29.250	30.348	303	31.995	32.396	31.590	-	15/06/2032
Chesf	Manaus Transmissora	BNDES	SPE	19,50%	78.000	84.522	845	89.555	82.666	75.770	-	31/12/2026
Chesf	Norte Energia	BNDES	SPE	15,00%	3.375.000	470.966	4.710	513.353	559.555	609.915	664.807	15/01/2042
Chesf	IE Madeira	BNDES LP	SPE	24,50%	377.535	377.535	3.775	377.535	454.031	423.971	-	15/03/2030
Chesf	IE Madeira	Debêntures Itaú	SPE	24,50%	105.350	14.983	150	-	-	-	-	15/03/2013
Chesf	IE Madeira	Bradesco - Hedge	SPE	24,50%	3.901	3.901	39	3.901	-	-	-	30/09/2013
Chesf	IE Madeira	HSBC - HEDGE	SPE	24,50%	4.001	4.001	40	4.001	-	-	-	30/09/2013
Chesf	IE Madeira	Itaú BBA - NP	SPE	24,50%	71.050	71.973	720	-	-	-	-	18/03/2013
Chesf	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	50.363	504	50.363	69.190	72.623	-	10/07/2032
Chesf	Edica Pedra Branca	Itaú BBA	SPE	49,00%	33.026	31.875	319	-	-	-	-	03/07/2013
Chesf	Edica São Pedro do Lago	Itaú BBA	SPE	49,00%	36.603	31.765	317	-	-	-	-	03/07/2013
Chesf	Edica Seta Gameleiras	Itaú BBA	SPE	49,00%	27.881	27.975	280	-	-	-	-	03/07/2013
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,90%	29.940	38.095	381	39.293	-	-	-	17/05/2013
Chesf	TDG	BNB	SPE	49,90%	34.930	29.364	294	31.045	33.994	37.223	-	17/05/2013
Furnas	UHE Bataha	BNDES	Corporativa	100,00%	224.000	166.829	1.668	154.001	141.198	128.362	-	15/12/2025
Furnas	UHE Simplicio	BNDES	Corporativa	100,00%	1.034.410	797.138	7.971	738.456	679.887	621.201	-	15/07/2026
Furnas	UHE Baguari	BNDES	Corporativa	15,00%	60.153	51.162	512	47.295	43.436	39.567	-	15/07/2026
Furnas	UHE Santo Antônio	BNDES	SPE	39,00%	2.392.717	3.220.161	32.202	3.244.919	3.270.508	3.172.368	8.221	15/03/2034
Furnas	UHE Santo Antônio	BASA	SPE	39,00%	196.334	307.728	3.077	234.199	244.057	243.841	-	15/12/2030
Furnas	UHE Foz do Chapeão	BNDES	SPE	40,00%	657.271	770.441	7.704	718.354	666.264	614.008	-	15/09/2027
Furnas	Centrosele de Minas	BNDES	SPE	49,00%	13.827	12.194	122	10.539	9.221	-	-	15/04/2023
Furnas	Serra do Falcão	BNDES	SPE	49,47%	257.357	274.864	2.749	268.950	250.294	231.639	-	15/06/2027
Furnas	Goias Transmissão	BNDES	SPE	49,00%	97.020	97.608	976	98.185	94.593	91.000	-	01/12/2011
Furnas	MGE	BNDES	SPE	49,00%	58.359	56.685	567	53.303	49.229	45.155	-	01/01/2027
Furnas	Transenergia São Paulo	BNDES	SPE	49,00%	18.963	19.538	195	18.737	17.936	17.134	-	15/08/2026
Furnas	Transenergia Renovável	BES	SPE	49,00%	77.910	75.055	751	72.771	68.392	63.013	-	15/11/2026
Furnas	Rei dos Ventos 1 Eolo	Votorantim	SPE	24,50%	30.851	26.329	263	32.952	30.893	28.962	-	15/11/2029
Furnas	UEE Massabá 3	Votorantim	SPE	24,50%	32.533	27.716	277	34.698	32.529	30.496	-	15/11/2029
Furnas	UEE Rei dos Ventos 3	Votorantim	SPE	24,50%	30.984	26.448	264	33.150	31.079	29.136	-	15/11/2029
Furnas	IE Madeira	BNDES LP	SPE	24,50%	377.535	377.535	3.775	377.535	454.031	423.971	-	15/03/2030
Furnas	IE Madeira	Debêntures Itaú	SPE	24,50%	105.350	14.983	150	-	-	-	-	15/03/2013
Furnas	IE Madeira	Bradesco - Hedge	SPE	24,50%	3.901	3.901	39	3.901	-	-	-	30/09/2013
Furnas	IE Madeira	HSBC - HEDGE	SPE	24,50%	4.001	4.001	40	4.001	-	-	-	30/09/2013
Furnas	IE Madeira	Itaú BBA - NP	SPE	24,50%	71.050	71.973	720	-	-	-	-	18/03/2013
Furnas	IE Madeira	BASA FNO	SPE	24,50%	65.415	50.363	504	50.363	69.190	72.623	-	10/07/2032
Furnas	UHE Teles Pires	BNDES LP	SPE	24,50%	199.758	188.154	1.882	-	-	-	-	15/02/2036
Furnas	UHE Teles Pires	FI-FGTS	SPE	24,50%	160.680	168.339	1.683	-	-	-	-	31/05/2032
	Outros				349.800	359.761	3.598	-	-	-	-	Diversas
Total					34.304.163	18.911.394	189.114	21.385.510	22.170.660	22.546.183	2.503.612	

(*) Quota parte da controlada

A Companhia registrou na rubrica provisões operacionais no passivo não circulante o valor justo referente aos montantes garantidos pela Companhia sobre recursos já liberados pelos bancos financiadores. A provisão é efetuada com base no valor justo da garantia da Eletrobras, conforme demonstrado abaixo:



Notas Explicativas

Valor Provisionado

Garantia devida em 31/12/2010	79.776
Movimentação em 2011	<u>80.452</u>
Garantia devida em 31/12/2011	160.228
Movimentação em 2012	<u>28.885</u>
Garantia devida em 31/12/2012	189.113

a) UHE Simplício - empreendimento da controlada Furnas, com capacidade instalada de geração de 337,7 MW. O empreendimento tem 100% de participação de Furnas. Assim, a garantia da Companhia é de 100% do financiamento.

b) UHE Mauá – empreendimento com capacidade instalada de 361 MW, em parceria entre a controladora Eletrosul (49%) e a Copel (51%). Nesta UHE há dois contratos com o BNDES, o direto e o indireto, sendo a Companhia interveniente garantidora de 49% dos dois contratos.

c) UHE Jirau - SPE Energia Sustentável do Brasil, formada pelas controladas Eletrosul, CHESF, GDF Suez Energy e Camargo Corrêa, com capacidade instalada de 3.450MW. Para o empreendimento foram contratados dois financiamentos junto ao BNDES, sendo um direto e outro indireto, via bancos repassadores, a serem pagos em 240 meses. A Companhia é interveniente garantidora da participação de cada uma das suas controladas – Eletrosul (20%) e CHESF (20%).

d) UHE Santo Antônio - SPE Santo Antônio Energia, formada por Furnas, CEMIG, Fundo de Investimentos em Participação Amazônica Energia – FIP, Construtora Norberto Odebrecht S/A, Odebrecht Investimentos em Infraestrutura Ltda. e Andrade Gutierrez Participações S/A, com capacidade instalada de 3.150 MW. A Companhia é interveniente anuente em financiamentos junto ao BNDES e ao Banco da Amazônia, limitada a interveniência à participação de Furnas (39%).

e) UHE Foz do Chapecó – SPE Foz do Chapecó Energia, cuja usina tem capacidade instalada de 855MW, tem a Companhia como garantidora dos instrumentos contratuais junto ao BNDES, que totalizam, em substituição às Fianças Bancárias anteriormente contratadas, limitadas ao percentual de Furnas na SPE (40%).

f) UHE Baguari – Projeto corporativo de Furnas, com 140MW de capacidade instalada. A Companhia é garantidora de 15% do contrato de financiamento junto ao BNDES.

g) UHE Serra do Facão – SPE Serra do Facão, formada por Furnas (49.5%), Alcoa Alumínio S.A.(30,5%), DME Energética (10%) e Camargo Corrêa Energia S.A (10%), com capacidade instalada de 210MW. A prestação de garantia pela Companhia no financiamento junto ao BNDES é referente à participação de Furnas no empreendimento.

Notas Explicativas

- h) Eólicas Cerro Chato I, II e III – SPEs Eólicas Cerro Chato I, II e III são formadas pela Eletrosul (90%) e Wobben (10%), com capacidade instalada de 30MW cada. Possui 80% de financiamento com prazo de pagamento de 10 anos, sendo 2 anos de carência. O aval da Companhia é de 90% do financiamento.
- i) Norte Brasil Transmissora de Energia – SPE, com participação da Eletronorte (24,5%) e Eletrosul (24,5%) tem como objetivo a implantação, operação e manutenção da LT Porto Velho/Araraquara, com extensão de 2.375 km.
- j) Manaus Transmissora de Energia – SPE, que tem participação da Eletronorte (30%) e Chesf (19,5%) tem como objetivo implementar e operar 4 subestações e uma linha de transmissão de 586 km (LT Oriximiná/Itacoatiara/Cariri). A Companhia presta garantias em dois financiamentos neste empreendimento (BASA e BNDES).
- k) Mangue Seco 2 – SPE com participação de 49% da Companhia e 51% da Petrobras para construção e operação de três usinas eólicas em Guararé, no Rio Grande do Norte. Neste empreendimento há prestação de garantia pela Companhia, proporcional a sua participação no contrato de financiamento de longo prazo junto ao BNB.
- l) UHE Batalha – Empreendimento corporativo de Furnas com capacidade de gerar 52,5MW, com financiamento junto ao BNDES. A Companhia figura como garantidora do referido contrato.
- m) RS Energia – Garantia à Eletrosul no financiamento junto ao BNDES e Bancos repassadores quando da compra da participação acionária das empresas Schahin Engenharia S/A e Engevix Engenharia S/A nas transmissoras. A Eletrosul tem 100% de participação na RS.
- n) IE Madeira - SPE Interligação Elétrica do Madeira, com participações de Furnas (24,5%) e Chesf (24,5%). Neste empreendimento, há contra garantia da Companhia nos Contratos de Fiança Bancária, em garantia ao empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no limite de participação de suas controladas. Há ainda um empréstimo de curto prazo junto ao BNDES, no qual a Companhia figura como interveniente, na proporção de suas controladas.
- o) UHE Belo Monte – SPE Norte Energia, com capacidade instalada de 11.233 MW, de Chesf (15%), Eletronorte (19,98%) e Eletrobras (15%), além de outros sócios. Prestação de garantia da Companhia em favor da SPE para as obrigações junto à seguradora JMALUCELLI, no âmbito do contrato de seguro garantia. A Companhia é também interveniente em um empréstimo de curto prazo firmado junto ao BNDES.
- p) Angra III – A Companhia é garantidora no financiamento da Eletronuclear junto ao BNDES, para a construção do empreendimento corporativo da UTN Angra III.

Notas Explicativas

NOTA 23 – DEBÊNTURES

Em 31 de dezembro de 2012, a composição de saldo da rubrica de debêntures a pagar está assim apresentada:

<u>Tx de juros</u>	<u>Vencimento</u>	<u>31/12/2012</u>	<u>31/12/2011</u>
106,5% CDI	15/09/2012	-	210.984
IPCA + 6,5% ao ano	30/09/2012	-	279.387
IPCA + 6,5% ao ano	30/12/2012	-	248.866
IPCA + 6,5% ao ano	30/09/2013	314.390	279.410
106,5% CDI	28/02/2014	12.364	-
0,9875%	14/11/2017	22.325	-
IPCA + 6,5% ao ano	(*)	307.728	-
15% ao ano	10/07/2031	69.320	-
		<u>726.127</u>	<u>1.018.647</u>

(*) 15 parcelas a partir de 2023.

O montante de R\$ 210.984 refere-se à emissão de 420 debêntures, Série Única, com vencimento em 15 de setembro de 2012, com taxa de juros de 106,5% do CDI, com valor unitário de R\$ 1.000 cada, efetuada pela SPE Interligação Elétrica do Madeira S.A, sendo, 400 debêntures emitidas em 15 de setembro de 2011 e sendo as restantes 20 debêntures em 03 de outubro de 2011. Estas debêntures foram resgatadas em sua totalidade com recursos provenientes da contratação de financiamento de longo prazo junto ao BNDES.

NOTA 24 - EMPRÉSTIMO COMPULSÓRIO

O Empréstimo Compulsório sobre o consumo de energia elétrica, instituído pela Lei 4.156/1962 com o objetivo de gerar recursos destinados à expansão do setor elétrico brasileiro, foi extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1983, que fixou a data de 31 de dezembro de 1993 como o prazo final de arrecadação.

Na primeira fase desse Empréstimo Compulsório, encerrada com o advento do Decreto-Lei 1.512/1976, a cobrança do tributo alcançou diversas classes de consumidores de energia, e os créditos dos contribuintes foram representados por Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia.

No segundo momento, iniciado com as disposições contidas no referido Decreto-Lei, o Empréstimo Compulsório em questão passou a ser cobrado somente de indústrias com consumo mensal de energia superior a 2.000 kwh, e os créditos dos contribuintes deixaram de ser representados por títulos, passando a ser simplesmente escriturados pela Companhia.

O saldo do Empréstimo Compulsório remanescente, após a 4ª conversão em ações, ocorrida em 30 de abril de 2008, relativa aos créditos constituídos de 1988 a 2004, estão registrados no passivo circulante e não circulante, vencíveis a partir de 2008, e remunerados à taxa de 6% ao ano, acrescidos de atualização monetária com base na



Notas Explicativas

Variação do IPCA-E, e correspondem, em 31 de dezembro de 2012, a R\$ 334.192 (31 de dezembro de 2011- R\$ 227.174), dos quais R\$ 321.894 no não circulante (31 de dezembro de 2011 - R\$ 211.554).

I - Obrigações ao Portador emitidas pela Companhia

As Obrigações ao Portador, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório, não constituem títulos mobiliários, não são negociáveis em Bolsa de Valores, não têm cotação e são inexigíveis. Desta forma, a Administração da Companhia esclarece que a Companhia não possui debêntures em circulação.

A emissão desses títulos decorreu de uma imposição legal e não de uma decisão empresarial da Companhia. Do mesmo modo, sua tomada pelos obrigacionistas não emanou de um ato de vontade, mas de um dever legal, por força da Lei 4.156/1962.

A CVM, em decisão de seu Colegiado proferida no processo administrativo CVM RJ 2005/7230, movido por detentores das mencionadas obrigações, afirma textualmente que "as obrigações emitidas pela Companhia em decorrência da Lei 4.156/1962 não podem ser consideradas como valores mobiliários".

Entendeu ainda a CVM que não há qualquer irregularidade nos procedimentos adotados pela Companhia em suas Demonstrações Financeiras, no que se referem às citadas obrigações, tampouco na divulgação quanto à existência de ações judiciais.

A inexigibilidade dessas Obrigações ao Portador foi reforçada por decisões do Superior Tribunal de Justiça, que corroboram o entendimento de que esses títulos estão prescritos e que não se prestam para garantir execuções fiscais.

Portanto, as Obrigações ao Portador emitidas na primeira fase desse empréstimo compulsório, tal como decidido pela CVM, não se confundem com debêntures. Além disso, por força do disposto no artigo 4º, § 11 da Lei 4.156/1962 e no artigo 1º do Decreto 20.910/1932, são inexigíveis, condição confirmada no Informativo 344 do Superior Tribunal de Justiça - STJ, de onde consta que essas Obrigações não podem ser utilizadas como garantia de execuções fiscais, por não terem liquidez e não serem debêntures.

Desta forma, o passivo relativo ao Empréstimo Compulsório refere-se aos créditos residuais, constituídos de 1988 a 1994, dos consumidores industriais com consumo superior a 2.000 kW/h, referentes à segunda fase desse Empréstimo Compulsório, bem como aos juros não reclamados relativos a esses créditos, conforme demonstrado:

	CONTROLADORA	
	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE		
Juros a Pagar	12.298	15.620
	<u>12.298</u>	<u>15.620</u>
NÃO CIRCULANTE		
Créditos arrecadados	321.894	211.554
TOTAL	<u>321.894</u>	<u>211.554</u>

Notas Explicativas

NOTA 25 - CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL - CCC

A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), criada pelo Decreto 73.102, de 7 de novembro de 1973, tem a finalidade aglutinar o rateio dos custos relacionados ao consumo de combustíveis para a geração de energia termoeletrica, especialmente na Região Norte do país.

Nos termos da Lei 8.631, de 04 de março de 1993, a Companhia administra os valores relativos aos recolhimentos efetuados pelos concessionários do serviço público de energia elétrica, para crédito na Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, correspondentes às quotas anuais destinadas aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. Os valores registrados no ativo circulante, em contrapartida ao passivo circulante, correspondem às disponibilidades de recursos, mantidos em caixa restrito, e às quotas não quitadas pelas concessionárias.

NOTA 26 - TRIBUTOS A RECOLHER E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL - PASSIVO

a) Tributos a recolher

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
PASEP e COFINS	1.021	25.379	338.200	219.257
ICMS	10	183	230.575	124.662
PAES / REFIS	-	-	589.090	833.469
INSS/FGTS	2.493	330	129.977	79.105
Outros	14.142	14.298	233.740	332.242
Total	17.666	40.190	1.521.581	1.588.735
Passivo circulante	17.666	40.190	886.312	815.236
Passivo não circulante	-	-	635.269	773.500

b) Imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Passivo circulante:				
Imposto de Renda corrente	155.579	-	277.459	95.376
Contribuição Social corrente	57.805	-	93.245	121.909
	213.384	-	370.704	217.285
Passivo não circulante:				
IRPJ/CSLL diferidos	335.427	383.682	779.615	1.129.022

Notas Explicativas

c) Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

	CONTROLADORA			
	31/12/2012		31/12/2011	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro (prejuízo) antes do IRPJ e CSLL	(6.235.002)	(6.235.002)	3.920.933	3.920.933
Total do IRPJ e CSLL calculado às alíquotas de 25% e 9%, respectivamente	(1.558.750)	(561.150)	980.233	352.884
Efeitos de adições e (exclusões):				
Receita de Dividendos	(28.005)	(10.082)	(34.932)	(12.576)
Equivalência patrimonial	1.940.771	698.677	(401.090)	(144.392)
Provisão de JCP	(108.491)	(39.057)	(485.361)	(174.729)
Provisão p/ Redução ao Valor de Mercado	284.815	102.533	67.964	24.467
Demais adições (exclusões)	(58.137)	(19.210)	9.267	6.633
Total da despesa (Receita) de IRPJ e CSLL	472.203	171.711	136.081	52.287

d) Incentivos Fiscais - SUDENE

A Medida Provisória 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, alterada pela Lei 11.196, de 21 de novembro de 2005, possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, que possuam empreendimentos no setor de infraestrutura considerado, em ato do Poder Executivo, prioritários para o desenvolvimento regional, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimento em projetos de instalação, ampliação, modernização ou diversificação.

Sobre os contratos de concessões nº 006/2004 da geração e nº 061/2001 da transmissão, o direito ao incentivo da redução de 75% do imposto de renda abrange os anos de 2008 a 2017. Para os contratos da transmissão números 008/2005 e 007/2005 o direito ao incentivo da redução foi concedido para o período de 2011 a 2020. Para os contratos com incentivo fiscal a alíquota do imposto de renda de 25% passa a ser de 6,25%.

No ano de 2012, a CHESF não usufruiu do incentivo fiscal da redução de 75% do imposto de renda, em virtude de não ter obtido lucro fiscal. Em 2011, o incentivo fiscal mencionado totalizou R\$ 317.812, com registro no resultado do período como redução do imposto de renda apurado, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 07.

e) Parcelamento Especial - PAES

As controladas Furnas, Eletrosul, Eletronorte, Amazonas Energia e Distribuição Alagoas optaram pelo refinanciamento de débitos tributários. O prazo de financiamento é limitado a 180 meses e o saldo devedor é corrigido pela Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP e SELIC.

Notas Explicativas

NOTA 27 – ENCARGOS SETORIAIS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
PASSIVO CIRCULANTE		
Quota RGR	124.763	181.868
Quota CCC	32.494	50.081
Quota CDE	10.498	13.168
Quota PROINFA	23.012	60.643
Compensação pelo Uso de Recursos Hídricos	724.447	584.816
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	16.957	11.116
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	353.753	274.722
Programa de Eficiência Energética - PEE	18.369	32.937
Outros	3.858	9.417
	<u>1.308.152</u>	<u>1.218.768</u>
PASSIVO NÃO CIRCULANTE		
Quota RGR	32.177	15.010
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	369.026	340.132
Programa de Eficiência Energética - PEE	27.298	30.582
	<u>428.501</u>	<u>385.724</u>
TOTAL	<u>1.736.653</u>	<u>1.604.492</u>

a) Reserva global de Reversão - RGR

A contribuição para a formação da RGR era de responsabilidade das Empresas Concessionárias do Serviço Público de Energia Elétrica, mediante uma quota denominada Reversão e Encampação de Serviços de Energia Elétrica, de até 2,5% do valor dos investimentos dos concessionários e permissionários, limitado a 3% da receita anual. O valor da quota era computado como componente do custo do serviço das concessionárias.

As concessionárias recolhiam suas quotas anuais ao Fundo, não controlado pela Companhia, em conta bancária vinculada, administrada pela Companhia, que movimentava a conta nos limites previstos na Lei 5.655/1971 e alterações posteriores, também não refletida nas Demonstrações Financeiras da Companhia, posto tratar-se de entidade autônoma em relação à Companhia.

Com a edição da Lei 12.783/2013, a partir de 1º de janeiro de 2013, foram desobrigadas ao recolhimento das quotas anuais da RGR:

I - as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica;

II - as concessionárias de serviço público de transmissão de energia elétrica licitadas a partir de 12 de setembro de 2012; e

III - as concessionárias de serviço público de transmissão e geração de energia elétrica prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei 12.783/2013.

Notas Explicativas

b) Conta de Consumo de Combustível - CCC

Fundo setorial alterado pela Lei 12.111/2009, criado na década de 70, tem a finalidade de reembolsar parte do custo total de geração para atendimento ao serviço público de energia elétrica nos Sistemas Isolados, tendo sido mantida a cobertura para os empreendimentos sub-rogados.

Esse custo total de geração de energia elétrica para atender aos Sistemas Isolados abrange os custos relativos ao preço da energia e da potência associada contratada pelos agentes de distribuição, à geração própria desses agentes, inclusive aluguel de máquinas, e às importações de energia e potência associada, incluindo o custo da respectiva transmissão. Também estão compreendidos os encargos e impostos não recuperados, os investimentos realizados em geração própria, o preço da prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas, incluindo instalação, operação e manutenção de sistemas de geração descentralizada com redes associadas, e, ainda, a contratação de reserva de capacidade para garantir a segurança do suprimento de energia elétrica.

Do custo apurado, a CCC reembolsará a diferença em relação ao custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) do Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os recursos da CCC são provenientes do recolhimento de cotas pelas empresas distribuidoras, permissionárias e transmissoras de todo o país, na proporção e em valores determinados pela ANEEL. A partir da promulgação da Lei 12.111/2009, não há mais previsão de data para o encerramento das atividades desse fundo setorial e sua gestão não afeta o resultado da Companhia.

c) Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é destinada a promover o desenvolvimento energético dos estados, a projetos de universalização dos serviços de energia elétrica, ao programa subvenção aos consumidores de baixa renda e à expansão da malha de gás natural para o atendimento dos estados que ainda não possuem rede canalizada.

Criada em 26 de abril de 2002, a CDE tem duração de 25 anos e é gerida pela Companhia, cumprindo programação determinada pelo Ministério de Minas e Energia, não afetando o resultado da Companhia.

A CDE também é utilizada para garantir a competitividade da energia produzida a partir de fontes alternativas (eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa) e do carvão mineral nacional.

A partir do exercício de 2013, como um dos instrumentos para viabilizar a redução na conta de energia, essa contribuição foi reduzida para 25% da taxa vigente.

Notas Explicativas

d) PROINFA

Programa do Governo Federal para o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira e incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, é gerenciado pela companhia e busca soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia.

O PROINFA prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa respondem pela geração de aproximadamente 12.000 GWh/ano - quantidade capaz de abastecer cerca de 6,9 milhões de residências e equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas, e 685,24 MW de 27 usinas a base de biomassa. Essa energia tem garantia de contratação por 20 anos pela Companhia. As operações no âmbito do PROINFA não afetam o resultado da Companhia (sendo esta a responsável pelo pagamento).

e) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos

A Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos para fins de geração de energia elétrica foi instituída pela Constituição Federal de 1988 e trata-se de um percentual que as concessionárias de geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União.

Conforme estabelecido na Lei 8.001, de 13 de março de 1990, com modificações dadas pelas Leis 9.433/1997, 9.984/2000 e 9.993/2000, são destinados 45% dos recursos aos Municípios atingidos pelos reservatórios das UHEs, enquanto que os Estados têm direito a outros 45%. A União fica com 10% do total. Geradoras caracterizadas como Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), são dispensadas do pagamento da compensação financeira.

As concessionárias pagam 6,75% do valor da energia produzida a título de Compensação Financeira.

f) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica foi criada, pela Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e regulamentada pelo Decreto 2.410, de 28 de novembro de 1997, com a finalidade de constituir a receita da Agência Nacional de Energia Elétrica cobertura das suas despesas administrativas e operacionais.

A TFSEE equivale a 0,5% do valor econômico agregado pelo concessionário, permissionário ou autorizado, inclusive no caso de produção independente e autoprodução, na exploração de serviços e instalações de energia elétrica.

A TFSEE é devida desde 1º de janeiro de 1997, sendo fixada anualmente pela ANEEL e paga em doze cotas mensais.

Notas Explicativas

NOTA 28 - REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

	CONTROLADORA	
	31/12/2012	31/12/2011
Circulante		
JCP exercício	433.962	1.066.951
Dividendos não reclamados	100.826	109.398
Dividendos retidos exercícios anteriores	3.416.545	3.147.364
	3.951.333	4.323.713
Não circulante		
Dividendos retidos exercícios anteriores	-	3.143.222
Total	3.951.333	7.466.935

I – Relativas ao Exercício

O estatuto da Companhia estabelece como dividendo mínimo obrigatório 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária, respeitada a remuneração mínima para as ações preferenciais das classes A e B, de 8% e 6%, respectivamente, do valor nominal do capital social relativo a essas espécies e classes de ações, prevendo a possibilidade de pagamento de juros sobre capital próprio.

Fundamentada em entendimento doutrinário sobre o tema, a Administração entende que: (1) face à existência de reserva de lucros que excede à absorção dos prejuízos do exercício, deve realizar o pagamento dos dividendos mínimos previstos no artigo 8º do Estatuto Social, referente às ações preferenciais de classe "A" e "B" e (2) subsistindo, ainda, reservas de lucros após o pagamento aos preferencialistas, é facultado o pagamento também às ações ordinárias e, deste modo, a Companhia propõem a destinação de dividendos aos titulares de ações ordinárias. Em atendimento ao ICPC 08 que menciona os dividendos prioritários fixos, a administração constituiu provisão para a obrigação associada aos dividendos às ações preferenciais, em 31 de dezembro de 2012.

A Companhia atribuiu remuneração aos acionistas preferenciais na forma de juros sobre o capital próprio - JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 433.962 em 2011), imputados aos dividendos do exercício, de acordo com as disposições estatutárias, cuja remuneração por ação é a que segue:

Remuneração por ação - Proposta - Expressa em reais

			31/12/2012	31/12/2011
Ações ordinárias	1,72% do capital	(2011 - 2,51%)	0,39	0,58
Ações preferenciais da classe A	9,41% do capital	(2011 - 9,41%)	2,17	2,17
Ações preferenciais da classe B	7,06% do capital	(2011 - 7,06%)	1,63	1,63

A remuneração aos acionistas das ações ordinárias será realizada na forma de JCP no valor de R\$ 433.962 (R\$ 632.989 em 2011), imputada aos dividendos do exercício consignados no patrimônio líquido.

De acordo com a legislação tributária vigente, sobre o valor da remuneração proposta aos acionistas, a título de JCP, incide Imposto de Renda na Fonte – IRRF.



Notas Explicativas

Sobre a remuneração proposta incide atualização monetária incide a partir de 1º de janeiro de 2013 até a data do efetivo início do pagamento, data esta a ser deliberada pela Assembleia Geral Ordinária, que apreciará às presentes Demonstrações Financeiras e a proposta de destinação do resultado deste exercício. Sobre a parcela referente à atualização monetária pela taxa SELIC incide IRRF, nos termos da legislação vigente.

Em cumprimento ao deliberado na 52ª Assembleia Geral Ordinária, realizada em 30 de abril de 2012, o pagamento da remuneração aos acionistas relativa ao exercício de 2011, na forma de JCP, teve início em 18 de maio de 2012.

II – Dividendos Retidos de Exercícios Anteriores

O Conselho de Administração da Companhia deliberou, em janeiro de 2010, pelo pagamento do saldo da Reserva Especial de Dividendos não Distribuídos, em quatro parcelas anuais, a partir do exercício de 2010, inclusive.

Fazem jus ao referido recebimento as pessoas físicas e jurídicas que integram o quadro de Acionistas da Companhia em 29 de janeiro de 2010, restando ser liquidada a parcela de junho de 2013 (última), no total de R\$ 3.416.545 (R\$ 6.290.586 em 31 de dezembro de 2011).

Os créditos são remunerados pela variação da Taxa SELIC, até a data do efetivo pagamento de cada parcela, incidindo, sobre essa remuneração, retenção de IRRF, nos termos da legislação vigente.

III – Dividendos Prescritos

O saldo da remuneração aos acionistas, demonstrado no passivo circulante, contém a parcela de R\$ 100.826 (R\$ 109.398 em 31 de dezembro de 2011), referente a remunerações não reclamadas dos exercícios de 2009, 2010 e 2011. A remuneração relativa ao exercício de 2008 e anteriores, está prescrita, nos termos do Estatuto da Companhia.

NOTA 29 - CRÉDITOS DO TESOIRO NACIONAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO			
	CIRCULANTE		NÃO CIRCULANTE	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Aquisição de ações da CEEE-GT e CEEE-D	122.905	101.448	33.105	144.753
Outros	8.142	7.602	3.967	10.923
	<u>131.047</u>	<u>109.050</u>	<u>37.072</u>	<u>155.676</u>

Notas Explicativas

NOTA 30 - BENEFÍCIO PÓS-EMPREGO

As empresas do Sistema Eletrobras patrocinam planos de previdência aos seus empregados, bem como planos de assistência médica e seguro de vida pós-emprego em determinados casos. Esses benefícios são classificados como benefícios definidos (BD) e de contribuição definida (CD).

Devido à estrutura descentralizada do Sistema Eletrobras, cada segmento patrocina seu próprio pacote de benefícios a empregados. De forma geral, o Grupo oferece aos seus atuais e futuros aposentados e aos seus dependentes benefícios do tipo previdenciário, de assistência à saúde e seguro de vida pós-emprego, conforme apresentado na tabela a seguir:

Tipos de benefícios pós-emprego patrocinados pelas empresas do Sistema Eletrobras

Empresa	Planos de benefícios previdenciários			Outros benefícios pós-emprego	
	Plano BD	Plano Saldado	Plano CD	Seguro de Vida	Plano de Saúde
Eletrobras	X		X	X	
Amazonas	X		X		
Boa Vista	X		X		X
Ceal	X		X		X
Cepisa	X				
Ceron			X		
CGTEE	X				
Chesf	X	X	X	X	
Eletroacre			X		
Eletronorte	X		X	X	X
Eletronuclear	X			X	X
Eletrosul	X		X		X
Furnas	X		X	X	X
Itaipu BR	X			X	X
Itaipu PY	X			X	X

As tabelas abaixo apresentam a conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido e do valor justo dos ativos com os valores registrados no balanço patrimonial para os benefícios previdenciários e para os demais benefícios pós-emprego. A seguir estão apresentados os resultados consolidados do grupo Eletrobras. A mais recente avaliação atuarial dos ativos do plano e do valor presente da obrigação dos benefícios definidos foi realizada em 31 de dezembro de 2012.

a) Conciliação dos passivos dos planos de previdência e outros benefícios

Planos de benefícios definidos previdenciários - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor presente das obrigações atuariais parcial ou totalmente cobertas	2.283.066	1.915.198	24.421.763	16.964.727
Valor justo dos ativos do plano (-)	(1.650.951)	(1.767.747)	(21.303.217)	(17.678.212)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	632.115	147.451	3.118.546	(713.485)
Valor máximo de ativo atuarial passível de reconhecimento no fim do exercício	-	-	99.690	-
Dívida atuarial contratada entre patrocinador e plano	94.173	22.550	564.766	815.598
Dívida financeira contratada entre patrocinador e plano	-	-	109.324	111.006
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	632.115	147.451	3.347.094	1.838.409
Custo de serviço corrente	1.302	4.138	194.513	144.316
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	192.643	151.740	1.735.611	1.464.927
Contribuições esperadas de participante (-)	(8.946)	(10.297)	(93.228)	(156.952)
Rendimento esperado dos ativos (-)	(171.164)	(174.264)	(1.930.427)	(1.728.445)
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	13.835	(28.683)	(93.531)	(276.154)



Notas Explicativas

Outros benefícios pós-emprego - Valores reconhecidos no balanço patrimonial e demonstração do resultado do exercício

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor presente das obrigações atuariais a descoberto	22.354	18.332	1.400.029	869.525
Valor justo dos ativos do plano (-)	-	-	-	-
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	22.354	18.332	1.400.029	869.525
Valor de passivo/(ativo) de benefícios pós-emprego	22.354	18.332	1.400.029	869.525
Custo de serviço corrente	790	728	15.818	64.433
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	1.856	1.287	113.442	65.865
Despesa/(Receita) atuarial reconhecida no exercício	2.646	2.015	129.260	130.298

b) Divulgação de Benefícios Definidos Previdenciários

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela b.1 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor das obrigações atuariais no início do ano	1.915.198	1.632.254	16.964.728	15.276.728
Custo de serviço corrente	1.302	4.138	194.513	144.316
Juros sobre a obrigação atuarial	192.643	151.740	1.735.611	1.464.927
Benefícios pagos no ano (-)	(148.650)	(155.294)	(1.069.384)	(978.718)
Aquisição de quotas - Plano CD				
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	322.573	282.360	6.596.296	1.057.474
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	2.283.066	1.915.198	24.421.763	16.964.727

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - conciliação do valor justo dos ativos dos planos:

Tabela b.2 - Planos de benefícios definidos previdenciários - Movimentação e composição do valor justo dos ativos

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor justo dos ativos no início do ano	1.767.747	1.762.387	17.678.212	16.860.205
Benefícios pagos durante o exercício (-)	(148.650)	(155.293)	(1.069.384)	(978.718)
Contribuições de participante vertidas durante o exercício	3.810	11.381	142.750	142.641
Contribuições do empregador vertidas durante o exercício	10.031	5.107	250.222	201.276
Rendimento esperado dos ativos no ano	171.164	172.718	1.930.427	1.726.899
(Ganho)/Perda sobre os ativos do Plano	(153.151)	(28.553)	2.370.990	(274.092)
Valor justo dos ativos ao final do ano	1.650.951	1.767.747	21.303.217	17.678.212
Rendimento efetivo dos ativos no ano	18.013	145.711	4.301.417	1.454.353

Resultados consolidados de benefícios definidos previdenciários - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados Programa Previdenciário	528.616	174.371	2.620.423	1.147.673

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício Programa Previdenciário	343.647	179.696	1.472.750	702.021

Notas Explicativas

c) Divulgação de Outros Benefícios Pós-Emprego

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - conciliação do valor presente das obrigações de benefício definido:

Tabela c.1 - Outros benefícios pós-emprego - Movimentação do valor presente das obrigações atuariais

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Valor das obrigações atuariais no início do ano	18.332	30.617	869.525	741.116
Custo de serviço corrente	790	728	15.818	64.433
Juros sobre a obrigação atuarial	1.856	1.287	113.442	65.865
Benefícios pagos no ano	-	-	(36.560)	(58.226)
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	1.376	(14.299)	437.805	56.337
Valor presente das obrigações atuariais ao final do ano	22.354	18.332	1.400.029	869.525

Resultados consolidados de outros benefícios pós-emprego - Montantes reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes:

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Outros Resultados Abrangentes (ORA) acumulados - Outros benefícios pós-emprego	(6.087)	(7.463)	317.904	226.187

	Controladora		Consolidado	
	2012	2011	2012	2011
Ganhos (perdas) atuariais reconhecidos em ORA no exercício - Outros benefícios pós-emprego	1.376	(14.300)	91.717	56.337

d) Hipóteses Atuariais e Econômicas

As premissas atuariais apresentadas abaixo foram utilizadas na determinação da obrigação de benefício definido e da despesa do exercício.

Hipóteses Econômicas

	2012	2011
Taxa anual de juro atuarial real (i)	3,20% a 3,72%	5,38% a 5,61%
Taxa anual de inflação projetada	4,89% a 4,90%	4,50%
Taxa real anual de retorno dos ativos (ii)	3,20% a 3,72%	10,1% a 10,4%
Taxa anual real de evolução salarial	2,00%	2,00%
Taxa anual real de evolução custos médicos	3,50%	1,00%
Taxa real de evolução de benefícios	-	-
Taxa real de evolução de benefícios do regime geral	-	-
Fator de capacidade (benefícios e salários)	98%	100%

Hipóteses Atuariais

	2012	2011
Taxa de rotatividade	-	-
Tábua de mortalidade de ativos e inativos	AT-2000	AT-2000
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-83	AT-83
Tábua de invalidez	Light fraca	Light fraca
% de casados na data de aposentadoria	95%	95%
Diferença de idade entre homens e	4 anos	4 anos

Notas Explicativas

(i) Taxa de juros de longo prazo

(ii) Representa as taxas máximas e mínimas de retorno de ativos dos planos.

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*. Em 2012, houve uma redução de aproximadamente 2% na taxa de desconto utilizada pela Companhia, acarretando um aumento significativo na obrigação atuarial.

A taxa global de retorno esperada corresponde à média ponderada dos retornos esperados das várias categorias de ativos do plano. A avaliação do retorno esperado realizada pela Administração tem como base as tendências históricas de retorno e previsões dos analistas de mercado para o ativo durante a vida da respectiva obrigação. O atual retorno dos ativos do plano BD foi de R\$ 18.013 (R\$ 145.711 em 2011) na Controladora e R\$ 4.301.417 (R\$ 1.454.353 em 2011) no Consolidado.

e) Contribuições patronais

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano CD atingiram R\$ 12.703 (31.12.2011 - R\$17.524) e R\$ 172.006 (31.12.2011 - R\$ 159.514) no Consolidado.

Em 31 de dezembro de 2012, as contribuições feitas pela Controladora, para a constituição das provisões matemáticas de benefícios do Plano BD atingiram R\$ 10.031 (31.12.2011 - R\$ 5.107) e R\$ 250.222 (31.12.2011 - R\$ 201.276) no Consolidado.

A Controladora espera contribuir com R\$4.126 com o plano de benefício definido durante o próximo exercício e R\$ 193.106 no consolidado.

f) Efeitos da variação de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos

A tabela a seguir apresenta os efeitos no valor presente da obrigação de benefício definido e nos custos do serviço corrente e de juros quando do aumento e da diminuição de um ponto percentual nas taxas de tendência dos custos médicos.

Variação nas taxas de tendência dos custos médicos em 31 de dezembro de 2012 e 2011:

Variação nas taxas de custos médicos	Consolidado	
	31/12/2012	31/12/2011
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Aumento 1%	17.136	6.875
Efeito no Custo de Serviço e de Juros - Redução 1%	(14.374)	7.503
Efeito na obrigação de benefício definido - Aumento 1%	180.217	54.570
Efeito na obrigação de benefício definido - Redução 1%	(165.112)	62.351

Notas Explicativas

g) Montantes incluídos no valor justo dos ativos dos planos

g.1) Em 31 de dezembro de 2012

Categoria de Ativo em 2012	Controladora	Consolidado
Valores Disponíveis Imediatos	8	5.727
Realizáveis Previdenciários	25.561	349.428
Investimentos em Títulos Públicos	586.586	4.552.990
Investimentos em Ações	187.089	702.866
Investimentos em Fundos	635.471	14.514.568
Investimentos Imobiliários	143.457	647.068
Empréstimos e Financiamentos	71.829	604.282
Outros	13.818	83.368
Exigíveis Previdenciários (-)	(11.779)	(153.623)
Exigíveis de Investimentos (-)	(1.089)	(3.457)
Total de Ativos Garantidores	1.650.951	21.303.217

g.2) Em 31 de dezembro de 2011

Categoria de Ativo em 2011	Controladora	Consolidado
Valores Disponíveis Imediatos	2	9.007
Realizáveis Previdenciários	56.769	1.372.493
(-) Dívidas Contratadas	(18.738)	(1.013.589)
Investimentos em Títulos Públicos	712.045	3.870.880
Investimentos em Ações	186.639	1.328.867
Investimentos em Fundos	403.821	10.782.877
Investimentos Imobiliários	156.599	687.183
Empréstimos e Financiamentos	81.448	601.682
Outros	219.904	690.885
(-) Exigíveis Previdenciários	(22.433)	(544.936)
(-) Exigíveis de Investimentos	(8.309)	(107.137)
Total de Ativos Garantidores	1.767.747	17.678.212

h) Histórico de ajustes

O histórico dos ajustes pela experiência do plano de benefício definido está apresentado a seguir:

CONTROLADORA	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	2.283.066	1.915.198	1.632.254	1.541.246
Valor justo dos ativos do plano	(1.650.951)	(1.767.747)	(1.762.387)	(1.535.172)
Déficit / (Superávit)	632.115	147.451	(130.133)	6.074
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	(74.151)	263.535	92.148	165.501
Efeito da Alteração da taxa de Desconto	396.724	18.825	-	-
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	(153.151)	(28.553)	244.651	30.365
CONSOLIDADO	2012	2011	2010	2009
Valor presente da obrigação de benefícios definidos	24.421.764	16.964.728	15.276.726	14.199.435
Valor justo dos ativos do plano	(21.303.217)	(17.678.213)	(16.860.205)	(14.723.536)
Déficit / (Superávit)	3.118.546	(713.485)	(1.583.480)	(524.101)
Ajustes pela experiência nos passivos do plano	1.581.878	154.842	523.539	251.036
Efeito da Alteração da taxa de Desconto	4.557.140	902.632	-	-
Ajustes pela experiência nos ativos do plano	2.370.990	(274.092)	1.445.124	1.675.743

Notas Explicativas

NOTA 31 - PROVISÕES PARA CONTINGÊNCIAS

A Companhia e suas controladas são partes envolvidas em diversas ações em andamento no âmbito do judiciário, principalmente nas esferas trabalhista e cível, que se encontram em vários estágios de julgamento.

A administração da Companhia adota o procedimento de classificar as causas impetradas contra a Companhia em função do risco de perda, baseada na opinião de seus consultores jurídicos, da seguinte forma:

- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como provável, são constituídas provisões;
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como possível, não é realizada provisão e suas informações correspondentes são divulgadas em Notas Explicativas, quando relevantes, e
- para as causas cujo desfecho negativo para a Companhia seja considerado como remoto, não é realizada provisão e somente são divulgadas em Notas Explicativas as informações relevantes, que, a critério da administração, sejam julgadas de relevância para o pleno entendimento das Demonstrações Financeiras.

Portanto, para fazer face a eventuais perdas, são constituídas as provisões para contingências, julgadas pela administração da Companhia e de suas controladas, amparadas em seus consultores jurídicos, como suficientes para cobrir eventuais perdas em processos judiciais.

Na data de encerramento destas Demonstrações Financeiras, a Companhia apresenta as seguintes provisões para obrigações legais vinculadas a processos judiciais, por natureza:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
CIRCULANTE				
Trabalhistas	-	-	67.836	67.544
Tributárias	-	-	78.840	76.477
Cíveis	-	-	121.264	96.169
	-	-	267.940	240.190
NÃO CIRCULANTE				
Trabalhistas	109.577	4.293	1.071.442	786.040
Tributárias	-	-	557.693	297.721
Cíveis	1.085.127	1.442.104	3.659.259	3.568.415
	<u>1.194.704</u>	<u>1.446.397</u>	<u>5.288.394</u>	<u>4.652.176</u>
	<u>1.194.704</u>	<u>1.446.397</u>	<u>5.556.334</u>	<u>4.892.366</u>

Notas Explicativas

Estas provisões tiveram, neste exercício, a seguinte evolução:

	CONTROLADORA	CONSOLIDADO
Saldo em 31/12/2011	1.446.397	4.892.366
Constituição de provisões	861.804	2.126.433
Reversão de provisões	(711.645)	(969.749)
Pagamentos	(401.853)	(492.717)
Saldo em 31/12/2012	1.194.704	5.556.333

Parte relevante da reversão ocorrida em 2012 na Controladora deve-se a alteração dos parâmetros para determinação da provisão, em especial o valor patrimonial da ação e o valor de mercado da Companhia.

a) Principais ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda provável:

a.1) Ações judiciais cíveis

Na Controladora

As ações cíveis na controladora têm por objeto a aplicação de critérios de atualização monetária sobre os créditos escriturais do Empréstimo Compulsório constituído a partir de 1978.

As demandas tem o objetivo de impugnar a sistemática de cálculo de atualização monetária determinada pela legislação que rege o Empréstimo Compulsório e aplicada pela Companhia. Os créditos foram integralmente pagos pela Companhia por intermédio de conversões em ações utilizando como base de atualização a legislação vigente. Existem atualmente 2.296 ações judiciais com esse objeto tramitando em diversas instâncias. A Companhia mantém provisão para contingências cíveis, na controladora, no valor de R\$ 1.085.127 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 1.446.397) referente a esses processos.

Essas ações não se confundem com aquelas ajuizadas com a pretensão de obter o resgate das Obrigações ao Portador, atualmente inexigíveis, emitidas em decorrência do Empréstimo Compulsório.

Chesf:

i. A Chesf é autora de um processo judicial no qual pede a declaração de nulidade parcial de aditivo (Fator K de correção analítica de preços) ao contrato de empreitada das obras civis da Usina Hidrelétrica Xingó, firmado com o Consórcio formado pela Companhia Brasileira de Projetos e Obras – CBPO, CONSTRAN S.A. – Construções e Comércio e Mendes Júnior Engenharia S.A., e a devolução de importâncias pagas, a título de Fator K, no valor de aproximadamente R\$ 350 milhões, em dobro, ou seja, R\$700 milhões.



Notas Explicativas

A Justiça Estadual de Pernambuco entendeu que ação ajuizada pela Companhia foi julgada improcedente e a reconvenção apresentada pelas rés como procedente.

A Chesf e a União Federal, sua assistente neste processo, apresentaram recursos especiais e extraordinários, ao Superior Tribunal de Justiça. Este, em agosto de 2010, deu provimento a um desses recursos especiais apresentado pela Chesf, reduzindo o valor da causa, o que implica substancial redução nos honorários a serem eventualmente pagos na ação principal. O mesmo STJ negou provimento aos demais recursos especiais apresentados pela Chesf e União Federal, mantendo, portanto, a decisão do Tribunal de Justiça de Pernambuco, que julgou improcedente a ação declaratória movida pela Chesf e julgou procedente a reconvenção apresentada pelas rés. As partes ainda não foram intimadas dessas decisões, contra as quais ainda há possibilidade de apresentação de recursos. Em 31 de dezembro de 2012 aguardava-se, ainda, a intimação das partes quanto às decisões proferidas pelo STJ.

A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos e baseada em cálculos que levaram em conta a suspensão do pagamento das parcelas relativas ao Fator K e suas respectivas atualizações monetárias, mantém registro de provisão, no Passivo Não Circulante, cujo montante atualizado em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 723.256 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 460.887), para fazer face a eventuais perdas decorrentes deste assunto.

ii. Ação de Indenização de 14.400 ha. de terra na Fazenda Aldeia, proposta na Comarca de Sento Sé (BA), pelo Espólio de Anderson Moura de Souza e esposa. A sentença de primeiro grau julgou procedente o pedido condenando a Chesf a pagar o valor de R\$50.000, correspondente ao principal mais juros e correção monetária. A Chesf interpôs recurso para o Tribunal de Justiça da Bahia e o processo foi transferido para a Justiça Federal face intervenção da União Federal na qualidade de assistente. Até 31 de dezembro de 2012, não houve movimentação de relevância no processo, estando a ação rescisória ainda pendente de julgamento. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui registrado em seu passivo não circulante a provisão no valor de R\$ 100.000 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 100.000).

iii. Ação Civil Pública proposta pelo Ministério Público de Pernambuco, resultante de direito de reassentamento de trabalhadores rurais afetados pela construção da UHE Itaparica (UHE Luiz Gonzaga). O autor afirma ser inexistente o acordo firmado pelo Sindicato dos Trabalhadores Rurais, em 06 de dezembro de 1986, por carência de legitimidade e requer a diferença das verbas de manutenções temporárias pagas no período, dando à causa o valor atualizado de aproximadamente R\$ 87.000. O processo encontra-se no Superior Tribunal de Justiça - STJ e encontra-se concluso com o relator. A Administração da Chesf, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante, provisão no valor de R\$ 87.000 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 87.000).

Eletronorte:

Diversas demandas cíveis de caráter indenizatório por perdas financeiras, em função de atrasos de pagamentos a fornecedores e por desapropriações de áreas inundadas por reservatórios de usinas hidrelétricas. A Administração da Eletronorte, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou em seu passivo não



Notas Explicativas

circulante provisão no montante de R\$ 608.320 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 703.988) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável.

Ceron

A Secretaria de Fazenda do Estado de Rondônia lavrou autos de infração referente à diferencial de alíquota do ICMS no período de 2001 e 2002. A Administração da Ceron, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante provisão no valor de R\$ 12.919 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 12.083).

a.2) Trabalhistas

Furnas:

Diversas ações promovidas, nas quais é pleiteado o adicional de periculosidade, no entendimento de que deva ser concedido o percentual integral e não proporcional a todos os empregados que prestam serviços em atividade sujeita ao risco elétrico. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, registrou em seu passivo não circulante provisão no montante de R\$ 231.054 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 227.567) para os processos que julgou a probabilidade de perda como provável.

Eletronorte:

Diversos processos judiciais trabalhistas, na sua grande parte, decorrentes de ações relativas à adicional de periculosidade, Plano Bresser, horas extras, cálculo de multa de FGTS e alinhamento de curva salarial. O montante estimado de perda provável é de R\$ 312.953 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 177.329).

Ceal:

O Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas no Estado de Alagoas, na qualidade de substituto processual, aforou reclamação trabalhista em favor dos empregados da Companhia, visando o recebimento de supostas diferenças salariais, ocorridas em virtude da implantação do denominado “Plano Bresser” (Decreto-Lei nº 2.335/87).

O pedido teve amparo perante a Egrégia Segunda Junta de Conciliação e Julgamento de Maceió-AL, decisão esta confirmada pelo Tribunal Regional do Trabalho da 19ª Região, estando a decisão transitado em julgado.

Ocorre que, na execução da sentença, o Juízo da 2ª Vara do Trabalho de Maceió entendeu a época que não deveria haver limitação a data-base da categoria, o que extraordinariamente oneraria a execução.

Daí o risco avaliado de perda ser provável quanto a avaliação de perda limitada a data base, pois o julgamento da limitação da data-base da categoria dar-se-á com a continuidade da execução.

Notas Explicativas

Conforme a OJ/TST (SDI i) Nº 262, não ofende “à coisa julgada a limitação à data-base da categoria, na fase executória, da condenação ao pagamento de diferenças salariais decorrentes de planos econômicos”.

O pagamento de diferenças salariais foi limitado à data base através da Súmula 322 do TST que estabelece: os reajustes salariais decorrentes dos chamados “gatilhos” e URPs, previstos legalmente como antecipação, são devidos tão somente até a data-base de cada categoria.

Ressalta-se que entre as medidas judiciais cabíveis, foram apresentados Embargos à Execução, o que permitiria o exame da limitação dos cálculos à data base da categoria, procedimento também adotado pela Advocacia Geral da União.

Acrescente-se a isso o fato de a União ter ingressado no feito como assistente, o que reforça a defesa da Companhia na busca pela limitação à data-base, bem como a decisão datada de 15 de março de 2011, do TRT da 19ª Região, proc. 251900.68.5.19.1989.0002, da Companhia de Abastecimento de Águas e Saneamento de Alagoas – CASAL, que houve a limitação à data-base. A Companhia tem constituída provisão para contingências em relação a esse assunto, no montante de R\$ 3.583.

O processo encontra-se em fase de execução, com homologação dos cálculos pelo juízo de primeiro grau no valor de R\$ 722.000. Os cálculos foram impugnados pela Ceal com a apresentação de duas teses: uma com a limitação à data-base e outra contestando os valores apresentados pelo sindicato, sem a limitação à data-base.

a.3) Tributárias

Furnas:

A principal ação registrada refere-se aos autos de infração lavrados contra Furnas em 3 de maio de 2001, relativos ao Finsocial, Cofins e Pasep, no, em decorrência de exclusões nas bases de cálculo relativas, principalmente, a repasse e transporte de energia de Itaipu, por um período de dez anos. O valor atualizado do processo é de R\$ 246.204. A Administração de Furnas, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entende que a probabilidade de perda é provável e por isso possui em seu passivo não circulante provisão no valor total.

b) Ações judiciais movidas contra a Companhia e suas controladas com probabilidade de perda possível

Adicionalmente, a Companhia possui processos judiciais cujos prognósticos de perda classificados pela Administração da Companhia e de seus consultores legais são possíveis. Abaixo apresentamos os valores desses processos, por sua natureza:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	303.924	303.924	1.395.265	687.246
Tributárias	62.226	62.226	9.099.220	5.956.119
Cíveis	11.129.364	10.754.309	16.711.365	13.515.165
Total	11.495.514	11.120.458	27.205.849	20.158.530



Notas Explicativas

Para todos os processos abaixo descritos, as Administrações das referidas empresas e da Companhia, fundamentada na opinião de seus consultores jurídicos, entendem que a probabilidade de perda é possível sem haver necessidade de registro de provisão.

b.1) Cíveis

Na Controladora:

O valor das causas possíveis na controladora é substancialmente formado por aquelas referentes ao Empréstimo Compulsório, cujas reclamações não estão contidas na decisão judicial de agosto de 2009. A descrição da natureza do Empréstimo Compulsório encontra-se na nota 24.

Chesf:

Ação de indenização ajuizada pelo Consórcio formado pelas empresas CBPO/CONSTRAN/Mendes Júnior, na qual pede a condenação da Companhia e o pagamento de compensação financeira adicional, em virtude de atraso no pagamento das faturas do contrato referente à Usina Hidrelétrica Xingó. A ação foi julgada procedente, sendo a Chesf condenada a pagar aos autores a importância de R\$23.766, a preços de setembro de 2004 (R\$ 51.568, segundo cálculos da Chesf, em 31 de março de 2010). A Chesf interpôs recurso de apelação, a ser julgado pelo Tribunal de Justiça de Pernambuco, mas devido intervenção da União Federal, o processo foi encaminhado a Justiça Federal, onde se encontra.

i. Ação cível pública proposta contra a Companhia pela Associação Comunitária do Povoado do Cabeço e Adjacências, no Estado de Sergipe, no valor de R\$ 100.000 tendo por objeto obter compensação financeira em decorrência de alegados danos ambientais causados aos pescadores devido à construção da UHE Xingó.

ii. Ação proposta pela AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia, visando à contabilização e liquidação do valor de R\$ 110.000 pela Aneel das transações do mercado, relativos à exposição positiva verificada em razão da não opção pelo alívio (seguro) feita em dezembro de 2000. A Chesf ingressou no processo como litisconsorte passiva necessária e contestou a ação.

iii. Ação declaratória com pedido de indenização proposta pela Carbomil Química S.A. objetivando indenização em decorrência da instalação de linha de transmissão de energia elétrica em área da mina Lajedo do Mel, localizada nos municípios de Jaguaruana e Quixeré, no Ceará, e Baraúna, no Rio Grande do Norte. O valor estimado é de R\$ 70.000.

Notas Explicativas

d) Processos de riscos remotos, não provisionados

Chesf

Ação de cobrança em andamento movida pela Construtora Mendes Júnior S.A., contratada para a construção da Usina Hidrelétrica Itaparica, por alegados prejuízos financeiros resultantes de atraso no pagamento de faturas por parte da Companhia. A ação é considerada pelos seus administradores e suportada pelos consultores jurídicos da Companhia como risco de perda remoto.

Nesta ação de cobrança a Construtora Mendes Júnior S.A. obteve sentença do Juízo da 4ª Vara Cível, posteriormente anulada, que condenava a Chesf ao pagamento da quantia que, incluindo honorários advocatícios e correção monetária até o mês de agosto de 1996, calculado segundo critério determinado pelo juízo, seria de aproximadamente R\$ 7.000.000, valor não atualizado desde então. O Ministério Público Federal apresentou manifestação com pedido de declaração de nulidade de todo o processo e, no mérito, pediu a improcedência da ação. A Construtora Mendes Junior S.A interpôs agravos para Superior Tribunal de Justiça – ARESP, sendo que, em 31 de dezembro de 2012, naquela instância, o Ministério Público Federal emitiu parecer opinando pelo não provimento dos agravos.

NOTA 32 - OBRIGAÇÃO PARA DESMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS

A Companhia reconhece obrigações para descomissionamento de usinas termonucleares, que se constituem em um programa de atividades exigidas pela Comissão Nacional de Energia Nuclear - CNEN, que permite dismantelar com segurança e mínimo impacto ao meio ambiente essas instalações nucleares, ao final do ciclo operacional.

Dadas as características específicas de operação e manutenção de usinas termonucleares, sempre que ocorrerem alterações no valor estimado do custo de desmobilização, decorrentes de novos estudos em função de avanços tecnológicos, deverão ser alteradas as quotas de descomissionamento, de forma a ajustar o saldo da obrigação à nova realidade.

O saldo da obrigação, registrada a valor presente, em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 988.490 (31 de dezembro de 2011 – R\$ 408.712).

	CONSOLIDADO
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2010	375.968
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	32.744
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2011	408.712
Constituição no período	517.997
Efeito da alteração da taxa de desconto	39.344
Ajuste a Valor Presente / Variação Cambial no período	22.437
Saldo do Passivo, a Valor Presente, em 31/12/2012	988.490

Notas Explicativas

Alteração da taxa de desconto

A Interpretação Técnica ICPC 12 - Mudanças em passivos, aprovada pela Deliberação CVM 621 de 22 de dezembro de 2009, determina que a alteração de taxa de desconto aplicada em passivo de desativação deve refletir como atualização do ajuste a valor presente desse passivo, devendo tal alteração ser adicionada ao ativo correspondente.

No presente exercício foi contabilizado ajuste a valor presente, decorrente de diferença da taxa de 5,49% ao ano para 4,98% ao ano, sobre o Passivo para Descomissionamento das Usinas Angra 1 e Angra 2. O valor de R\$ 39.344 registrado como complemento do Passivo Não Circulante teve como contrapartida o Ativo Imobilizado.

Rejeitos de baixa e média atividade e combustível nuclear usado

A Eletronuclear contabilizou em 2012 as estimativas de custos para gerenciamento em longo prazo dos rejeitos operacionais de baixo e médio nível de atividade e dos elementos combustíveis usados no valor de R\$ 517.997, referente às seguintes atividades:

- 1) Para transporte e disposição final dos rejeitos operacionais de baixa e média atividade relativos ao volume acumulado até 2020, quando se considera que será iniciada sua transferência para o Repositório Nacional de Rejeitos Radioativos de Baixo e Médio Nível de Atividade (RBMN), a ser implantado pela CNEN, responsável legal pela guarda final desses rejeitos.
- 2) Para armazenagem inicial dos elementos combustíveis usados até o final da década de 2070, quando se estima ocorrer o término da vida útil de Angra 3 e, portanto, da própria CNAEA, os valores que serão dispendidos para implantação da Instalação para Armazenamento dos Combustíveis Irrradiados (UFC) e respectivo sistema de movimentação dos elementos combustíveis das usinas para essa instalação, cujo projeto encontra-se em andamento e cujo comissionamento deverá ocorrer até 2020.

NOTA 33 – CONCESSÕES A PAGAR – USO DO BEM PÚBLICO

A Companhia tem contratos de concessão onerosa com a União para a utilização do bem público para a geração de energia elétrica, substancialmente em empreendimentos através das Sociedades de Propósito Específico - SPEs. As características dos negócios e dos contratos indicam a condição e intenção das partes de executá-los integralmente.

Buscando refletir adequadamente, no patrimônio, a outorga onerosa da concessão e a respectiva obrigação perante a União, os valores das concessões de usinas hidrelétricas foram registrados no ativo intangível em contrapartida do passivo.

Os valores estabelecidos nos contratos de concessão estão a preços futuros e, portanto, a Companhia ajustou a valor presente essas obrigações.

Notas Explicativas

A atualização da obrigação em função da taxa de desconto e da variação monetária foi capitalizada no ativo durante a construção das Usinas e, a partir da data da entrada em operação comercial, reconhecida diretamente no resultado.

A Companhia adota como política contábil, reconhecer a obrigação na data da obtenção da licença ambiental de instalação (LI).

Os pagamentos da UBP são realizados em parcelas mensais a partir do início da operação comercial do empreendimento até o final do prazo de concessão, e estão assim previstos:

	CONSOLIDADO	
	Circulante	
	31/12/2012	31/12/2011
Foz do Chapecó	20.852	19.498
Peixe Angical	7.178	6.627
Retiro Baixo	131	123
Serra do Facão	4.046	3.856
Santo Antonio	6.054	5.129
Passo São João	285	-
São Domingos	731	-
Mauá	854	-
Total	40.131	35.233

	CONSOLIDADO	
	Não Circulante	
	31/12/2012	31/12/2011
Jirau	44.872	39.776
Belo Monte	76.880	72.593
Passo São João	4.122	4.069
Mauá	12.547	12.357
São Domingos	9.838	4.774
Teles Pires	39.848	34.928
Batalha e Simplicio	44.673	42.230
Foz do Chapecó	245.930	236.560
Peixe Angical	81.201	77.029
Retiro Baixo	3.631	3.563
Serra do Facão	660.937	635.722
Santo Antonio	74.037	70.825
Balbina	279.391	300.106
Total	1.577.908	1.534.532

Notas Explicativas

UHE	anos	Valor nominal original		Valores atualizados	
		Pagamento anual	Pagamento total	Pagamento anual	Pagamento total
Passo São João	29	200	5.944	285	8.170
Mauá	30	618	18.855	854	25.264
São Domingos	25	260	6.717	730	18.250
Jirau	30	3.150	96.840	4.036	124.134
Teles Pires	32	6.866	235.248	7.557	258.947
Batalha	35	309	8.725	431	8.321
Simplicio	35	1.187	34.036	1.657	35.923
Foz do Chapecó	35	19.261	504.000	42.128	662.946
Peixe Angical	35	6.800	197.200	17.037	220.947
Retiro Baixo	35	238	6.902	267	7.743
Serra do Facão	35	40.618	1.073.000	98.136	1.335.935
Santo Antônio	35	12.132	379.267	15.384	481.267
		<u>91.639</u>	<u>2.566.734</u>	<u>188.502</u>	<u>3.187.847</u>

NOTA 34 – ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Aquisição de participação acionaria CEEE / CGTEE	144.574	133.270
Linha de transmissão Banabuí - Fortaleza	2.441	2.250
UHE de Xingó	6.857	6.321
Linha de transmissão no Estado da Bahia	1.073	989
Fundo Federal de Eletrificação - Lei 5.073/66	6.363	5.865
	<u>161.308</u>	<u>148.695</u>

Notas Explicativas

NOTA 35 – CONTRATOS ONEROSOS

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Transmissão		
Contrato nº 061/2001	84.139	-
Contrato nº 062/2001	1.407.057	-
Geração		
Itaparica	1.018.534	-
Jirau	1.607.869	-
Camaçari	357.043	-
Termonorte II	131.200	96.204
Funil	83.158	-
Mauá-Klabin	48.576	-
Complexo Paulo Afonso	34.107	-
Coaracy Nunes	21.553	-
São Domingos	13.930	-
Outros	98.358	-
TOTAL	4.905.524	96.204

Do montante da provisão para contratos onerosos reconhecida em 2012, R\$ 3.082.395 decorrem de contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei 12.783/13, pelo fato da tarifa determinada apresentar um desequilíbrio em relação aos atuais custos. Diante disto, a obrigação presente de acordo com cada contrato foi reconhecida e mensurada como provisão podendo ser revertida em função de ajustes na estrutura de custos.

Programa de Reassentamento de Itaparica

A partir da construção da Usina Hidrelétrica de Itaparica e em função da formação do lago de Itaparica, 10.500 famílias foram deslocadas, das quais 6.100 eram de pequenos agricultores, e entre estas, estavam 200 famílias indígenas da tribo Tuxá, tendo como consequência a criação do Programa de Reassentamento de Itaparica, que tem por objetivo reassentar as famílias deslocadas da área inundada pelo reservatório da usina, atual Luiz Gonzaga, localizada entre os estados de Pernambuco e Bahia.

Em sessão ordinária de 30.01.2013, o Tribunal de Contas da União editou o Acórdão nº 101/2013-TCU-Plenário, no qual determina à Casa Civil, órgão responsável pela coordenação e integração das ações do Governo, aos Ministérios de Minas e Energia e da Integração Nacional, à Chesf e à Codevasf, com amparo no art. 43, inciso I, da Lei nº 8.443/1992, combinado com o art. 250, inciso II, do Regimento Interno do TCU, que, em conjunto, no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, elaborem e enviem ao Tribunal plano de ação da execução do Programa de Reassentamento de Itaparica, incluindo atividades, prazos e responsáveis, voltado à implementação das medidas necessárias à transferência, imediata ou progressiva, do patrimônio de uso comum dos perímetros públicos irrigados de Itaparica para a Codevasf e da gestão destes perímetros para os reassentados, inclusive quanto à implementação das medidas necessárias à regularização das ações junto às Prefeituras Municipais de Santa Maria da Boa Vista, Tacaratu e Belém do São Francisco, em Pernambuco, e de Curaçá,



Notas Explicativas

Rodenas e Gloria, na Bahia, para que essas prefeituras assumam os serviços públicos de sua competência.

Neste sentido, a provisão para contrato oneroso relativa à UHE Itaparica poderá ser revista, em função do plano de execução que vier a ser implementado.

NOTA 36 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados, principalmente, a contratos de compra de energia elétrica e combustível são:

1. Compra de energia

Empresas	2014	2015	2016	Após 2016
Amazonas	2.700	2.836	-	-
Chesf	433.277	364.345	307.597	3.212.902
Distribuidora A	155.486	173.233	-	-
Distribuidora P	290.945	294.100	-	-
Distribuidora R	724.581	382.350	-	-
Distribuidora Acr	63.471	136.955	-	-
Eletronorte	68.720	180.238	207.385	220.827
Eletrosul	8.279	8.279	8.279	8.278
Furnas	120.875	33.220	33.220	99.660
Total	1.868.334	1.575.556	556.481	3.541.667

2. Combustível nuclear (Eletronuclear)

Empresas	2013	2014/2015	Após 2015
Eletronuclear	370.000	571.279	6.403.772

Contratos assinados com as Indústrias Nucleares Brasileiras - INB para aquisição de Combustível Nuclear para produção de energia elétrica, destinadas as recargas das usinas UTN Angra I e UTN Angra II.

3. Compra de Energia de Produtor Independente - Proinfa

A Companhia apoia o desenvolvimento de projetos para a diversificação da matriz energética brasileira. Através do programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica, instituído pela Lei 10.438, de abril de 2002, buscando soluções de cunho regional para o uso de fontes renováveis de energia e incentivado o crescimento da indústria nacional.

O Proinfa prevê a operação de 144 usinas, totalizando 3.299,40 MW de capacidade instalada. As usinas do programa responderão pela geração de aproximadamente 12.000GWh/ano, equivalente a 3,2% do consumo total anual do país. Os 3.299,40 MW contratados estão divididos em 1.191,24 MW provenientes de 63 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH's), 1.422,92 MW de 54 usinas eólicas e 685,24 MW de 27

Notas Explicativas

usinas a base de biomassa. Em 2006, a Companhia concordou em adquirir energia elétrica produzida pelo PROINFA por um período de 20 anos e transferir essa energia elétrica às concessionárias de transmissão e distribuição, que por sua vez transferem a energia elétrica aos consumidores livres e autoprodutores, excluídos os consumidores de baixa renda, na proporção de seus consumos. Cada concessionária de transmissão e distribuição pagam à Companhia o custo anual de energia elétrica fornecida aos consumidores cativos, consumidores livres e autoprodutores conectados às suas instalações, em doze pagamentos mensais, cada um deles antecipadamente ao mês no qual a energia deve ser consumida.

4. Venda de energia

Empresas	2014	2015	2016	Após 2016
Chesf	2.014.587	1.255.379	485.051	2.544.962
Eletronorte	5.485.002	4.251.382	2.926.102	14.632.250
Eletrosul	5.853.610	8.049.723	8.278.569	16.557.138
Furnas	1.543.770	1.455.666	1.443.730	3.409.480
Itaipu	3.362.592	3.370.031	3.396.813	20.215.722
Total	18.259.560	18.382.181	16.530.264	57.359.551

Contratos assinados pelas empresas listadas acima com outras empresas do setor elétrico visando o suprimento/venda de energia elétrica. No caso no qual a Companhia não tenha geração de energia em quantidade suficiente em determinado período, pode-se recorrer a compra de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE para honrar o contrato de fornecimento de energia. Todavia, neste caso, a Companhia fica exposta ao valor do período do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que pode ser maior que os valores de venda expostos nos contratos acima, ficando a Companhia sujeita a perdas financeiras nestas operações.

5. Compromissos sócio ambientais

Empresas	2013	2014/2015	Após 2015
Eletronuclear	20.598	11.554	127.085

A) Angra III

Termos de compromissos assumidos com os Municípios de Angra dos Reis, Rio Claro e Paraty, nos quais, a ELETRONUCLEAR se compromete a celebrar convênios específicos de portes socioambientais vinculados a UTN Angra III, visando à execução dos programas e projetos em consonância com as condicionantes estabelecidas pelo IBAMA.

Notas Explicativas

B) CGTEE - Usina termelétrica Presidente Médici

Em 13 de abril de 2011, foi celebrado o Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) entre a CGTEE, IBAMA, Eletrobras, Ministério de Minas e Energia, Ministério do Meio Ambiente e União, por intermédio da Advocacia Geral da União, para a adequação ambiental das Fases A e B da Usina Presidente Médici, localizada em Candiota - RS. O TAC prevê uma série de obrigações para a CGTEE até 31 de agosto de 2014 e conta com um investimento estimado da Companhia de R\$ 241.835. Após a conclusão do TAC, espera-se a renovação pelo IBAMA da licença de operação da Usina Termelétrica Presidente Médici.

A CGTEE assumiu diversos compromissos, destacamos alguns como: licitação internacional para a implantação do Sistema de Abatimento de Material Particulado e SO₂ na Fase B, recomposição de 1000 hectares de matas ciliares e/ou das áreas degradadas, localizadas nas bacias hidrográficas dos Rios Jaguarão e Arroio Candiota e revegetação na área de preservação permanente da bacia de acumulação da Barragem.

6. Aquisição de equipamentos

Empresas	2013	2014/2015	Após 2015
Eletronuclear	197.746	245.158	86.890

Contratos assinados com fornecedores diversos para aquisição de equipamentos para substituição no ativo imobilizado das usinas Angra I e Angra II, necessários à manutenção operacional desses ativos.

NOTA 37 - PATRIMÔNIO LÍQUIDO

I - Capital Social

O Capital Social da Companhia em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 31.305.331 (31 de dezembro de 2011 - R\$ 31.305.331) e suas ações não têm valor nominal. As ações preferenciais não têm direito a voto e não são conversíveis em ações ordinárias, entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital e na distribuição de dividendos, às taxas anuais de 8% para as ações de classe "A" (subscritas até 23 de junho de 1969) e 6% para as de classe "B" (subscritas a partir de 24 de junho de 1969), calculados sobre o capital correspondente a cada classe de ações.

O Capital Social está representado por 1.352.634.100 ações escriturais e está distribuído, por principais acionistas e pelas espécies de ações, em 31 de dezembro de 2012, conforme a seguir:



Notas Explicativas

ACIONISTA	ORDINÁRIAS		PREFERENCIAIS			CAPITAL TOTAL	
	QUANTIDADE	%	Série A	Série B	%	QUANTIDADE	%
União	591.968.382	54,46	-	2.252	-	591.970.634	43,76
BNDESPAR	141.757.951	13,04	-	18.691.102	7,04	160.449.053	11,86
BNDES	76.338.832	7,02	-	18.262.671	6,88	94.601.503	6,99
FND	45.621.589	4,20	-	-	-	45.621.589	3,37
FGHAB	1.000.000	0,09	-	-	-	1.000.000	0,07
FGI	-	-	-	8.750.000	3,30	8.750.000	0,65
FGO	-	-	-	468.600	0,18	468.600	0,03
Outros	230.363.543	21,19	146.920	219.262.258	82,60	449.772.721	33,25
	<u>1.087.050.297</u>	<u>100</u>	<u>146.920</u>	<u>265.436.883</u>	<u>100,00</u>	<u>1.352.634.100</u>	<u>100,00</u>

Do total das 393.479.350 (já deduzidas as 526 ações ordinárias, referentes aos Diretores e Membros do Conselho de Administradores da Companhia) ações em poder dos minoritários, 248.613.434, ou seja, 63,18% são de propriedade de investidores não residentes, sendo 152.860.563 de ordinárias, 28 de preferenciais da classe "A" e 95.752.843 de preferenciais da classe "B".

Da participação total de acionistas domiciliados no exterior, 67.910.925 ações ordinárias e 25.986.141 ações preferenciais da classe "B" estão custodiadas, lastreando o Programa de *American Depositary Receipts* – ADRs.

II - Reservas de Capital

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Compensação de insuficiência de remuneração - CRC	18.961.102	18.961.102
Ágio na emissão de ações	3.384.310	3.384.310
Especial - Decreto-Lei 54.936/1964	387.419	387.419
Correção monetária do balanço de abertura de 1978	309.655	309.655
Correção monetária do Empréstimo Compulsório - 1987	2.708.432	2.708.432
Doações e subvenções - FINOR, FINAM e outros	297.424	297.424
	<u>26.048.342</u>	<u>26.048.342</u>

III - Reservas de Lucros

O Estatuto Social da companhia prevê a destinação de 50% do lucro líquido do exercício para a constituição de Reserva de Investimentos e de 1% para a Reserva de Estudos e Projetos, sendo sua constituição limitada a 75% e a 2% do capital social.

	CONTROLADORA E CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Legal (art. 193 - Lei 6.404/1976)	2.233.017	2.233.016
Estatutárias (art. 194 – Lei 6.404/1976)	9.037.359	16.862.806
	<u>11.270.376</u>	<u>19.095.822</u>

Notas Explicativas

NOTA 38 – LUCRO POR AÇÃO

(a) Básico

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias emitidas durante o exercício, excluindo as ações ordinárias compradas pela Companhia e mantidas como ações em tesouraria.

31/12/2012				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
	(5.528.270)	(748)	(1.349.899)	(6.878.916)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100,00%
Resultado por ação básico (R\$)	(5,09)	(5,09)	(5,09)	

31/12/2011				
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	2.831.333	383	691.358	3.523.074
	2.831.333	383	691.358	3.523.074
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	265.437	1.352.634
% de ações em relação ao total	80,37%	0,01%	19,62%	100%
Resultado por ação básico (R\$)	2,60	2,60	2,60	

(b) Diluído

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias em circulação, para presumir a conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas. A Companhia tem apenas uma categoria de ações ordinárias potenciais diluídas: dívida conversível (empréstimo compulsório). Pressupõe-se que a dívida conversível foi convertida em ações ordinárias e que o lucro líquido é ajustado para eliminar a despesa financeira menos o efeito fiscal.

31/12/2012					
Numerador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B Convertidas	Preferencial B	Total
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	(5.500.867)	(743)	(34.099)	(1.343.206)	(6.878.916)
	(5.500.867)	(743)	(34.099)	(1.343.206)	(6.878.916)
Denominador	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	Total
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	6.738	265.437	1.359.373
% de ações em relação ao total	79,97%	0,01%	0,50%	19,53%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	(5,06)	(5,06)	(5,06)	(5,06)	



Notas Explicativas

Numerator	31/12/2011				Total
	Ordinárias	Preferencial A	Preferenciais B - Convertidas	Preferencial B	
Lucro/Prejuízo líquido atribuível a cada classe de ações	2.650.655	358	670	647.240	3.298.923
Dividendos Preferenciais	-	272	449	433.459	434.180
	2.650.655	630	1.119	1.080.698	3.733.103

Denominador	Preferenciais B				Total
	Ordinárias	Preferencial A	Convertidas	Preferencial B	
Média ponderada da quantidade de ações em mil	1.087.050	147	275	265.437	1.352.909
% de ações em relação ao total	80,35%	0,01%	0,02%	19,62%	100,00%
Resultado por ação diluído (R\$)	2,44	4,29	4,07	4,07	

NOTA 39 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Geração				
Suprimento / Fornecimento	2.271.628	1.795.910	21.547.527	18.426.812
Repasse Itaipu	414.178	836.488	414.178	836.488
	2.685.806	2.632.398	21.961.705	19.263.300
Transmissão				
Atualizações da taxa de retorno - Transmissão	-	-	3.148.842	2.774.166
Receita de operação e manutenção	-	-	2.562.155	1.978.618
Receita de construção	-	-	3.681.603	3.603.492
	-	-	9.392.600	8.356.276
Distribuição				
Fornecimento	-	-	6.142.586	4.712.716
Receita de construção	-	-	1.345.519	729.064
	-	-	7.488.105	5.441.780
Outras receitas	94.694	131.303	696.451	865.877
	2.780.499	2.763.701	39.538.861	33.927.233
(-) Deduções à Receita Operacional				
(-) Encargos setoriais	-	-	(1.797.922)	(1.712.669)
(-) ICMS	-	-	(1.361.535)	(1.086.209)
(-) PASEP e COFINS	(148.948)	(156.894)	(2.290.415)	(1.901.838)
(-) Outras Deduções	-	-	(24.511)	(15.031)
	(148.948)	(156.894)	(5.474.383)	(4.715.747)
Receita operacional líquida	2.631.551	2.606.807	34.064.477	29.211.486

Notas Explicativas

NOTA 40 - RESULTADO DE PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Investimentos em controladas				
Equivalência patrimonial	(7.981.070)	1.612.598	-	-
Rendimentos de capital - ITAIPU	43.812	36.637	43.812	36.637
	<u>(7.937.258)</u>	<u>1.649.235</u>	<u>43.812</u>	<u>36.637</u>
Investimentos em coligadas				
Equivalência patrimonial	252.658	244.612	271.550	290.693
Outros investimentos				
Juros sobre o capital próprio	23.520	19.243	23.520	19.243
Dividendos	112.018	139.728	112.018	139.728
Remuneração dos investimentos em parcerias	17.684	(3.516)	17.684	(3.516)
	<u>153.222</u>	<u>155.455</u>	<u>153.222</u>	<u>155.455</u>
	<u>(7.531.378)</u>	<u>2.049.302</u>	<u>468.584</u>	<u>482.785</u>

NOTA 41 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Pessoal	354.825	356.713	5.716.768	5.233.826
Material	4.241	4.537	321.484	303.347
Serviços	123.103	109.019	2.401.050	2.133.543
	<u>482.169</u>	<u>470.269</u>	<u>8.439.302</u>	<u>7.670.716</u>

NOTA 42 - ENERGIA COMPRADA PARA REVENDA E USO DA REDE ELÉTRICA

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Suprimento	-	-	1.935.330	1.281.766
Uso da Rede	-	-	1.763.953	1.420.934
Comercialização na CCEE	96.520	(31.095)	317.096	128.979
Proinfa	2.292.995	1.955.328	2.302.020	1.955.328
Outros	19.227	20.216	19.227	20.216
	<u>2.408.742</u>	<u>1.944.449</u>	<u>6.337.626</u>	<u>4.807.223</u>

Notas Explicativas

NOTA 43 - PROVISÕES OPERACIONAIS

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Garantias	28.885	70.596	28.885	70.596
Contingências	(251.693)	155.830	564.909	691.042
PCLD - Consumidores e Revendedores	-	-	862.226	511.356
PCLD - Financiamentos e Empréstimos	(137.495)	297.131	(137.495)	297.131
Passivo a descoberto em Controladas	1.011.968	294.375	-	-
Contratos Onerosos	-	-	1.607.869	96.204
Perdas em Investimentos	162.878	9.183	187.741	9.183
Plano de readequação do quadro de pessoal	-	-	(50.968)	498.114
Passivo Atuarial	-	-	438.328	(410.281)
Impairment	-	-	1.058.940	434.538
Ajuste a Valor de Mercado	(144.661)	5.956	(144.661)	5.956
Outras	94.506	103.319	911.217	644.910
	<u>764.388</u>	<u>936.390</u>	<u>5.326.991</u>	<u>2.848.749</u>

NOTA 44 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

1 - Gestão do Risco de Capital

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

Condizente com outras companhias do setor, a Companhia monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida dividida pelo capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

	CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011
Total dos Empréstimos	49.651.200	42.413.678
(-) Caixa e Equivalente de Caixa	<u>4.429.375</u>	<u>4.959.787</u>
Dívida Líquida	45.221.825	37.453.891
(+) Total do Patrimônio Líquido	<u>67.083.945</u>	<u>77.202.321</u>
Total do Capital	<u>112.305.770</u>	<u>114.656.212</u>
Índice de Alavancagem Financeira	40%	33%



Notas Explicativas

2 - Classificação por categoria de instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros da Companhia estão classificados em categorias de ativos e passivos financeiros, as quais contemplam inclusive os instrumentos derivativos, conforme segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Empréstimos e Recebíveis	32.503.580	30.340.544	78.975.112	67.315.226
Clientes	477.104	579.433	5.979.909	5.831.018
Empréstimos e financiamentos	29.210.956	27.726.142	9.723.477	9.733.390
Direitos de Ressarcimento	-	-	8.016.229	3.583.490
Ativo Financeiro - Concessões	2.815.520	2.034.969	40.818.225	48.167.328
Indenizações - Lei 12.783/2013	-	-	14.437.272	-
Mantidos Até o Vencimento	247.371	212.903	247.371	212.903
Títulos e Valores Mobiliários	247.371	212.903	247.371	212.903
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	5.462.141	10.062.711	11.684.671	16.778.313
Caixa e equivalentes de caixa	935.627	1.396.729	4.429.375	4.959.787
Títulos e Valores Mobiliários	4.526.514	8.665.982	6.779.577	11.437.959
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	-	475.719	380.567
Disponíveis para venda	1.422.821	1.561.532	6.108.986	1.702.902
Investimentos (Participações Societárias)	1.422.821	1.561.532	1.513.039	1.702.902
Ativo Financeiro - Concessões	-	-	4.595.947	-
	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/12	31/12/11	31/12/12	31/12/11
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados pelo Custo Amortizado	19.756.417	19.389.262	69.298.959	56.689.961
Fornecedores	467.804	384.676	7.490.802	6.338.102
Empréstimos e financiamentos	18.638.428	18.294.278	49.651.200	42.413.678
Debêntures	-	-	726.127	1.018.647
Obrigações de Ressarcimento	650.185	710.308	7.789.757	3.431.228
Arrendamento Mercantil	-	-	2.023.033	1.918.541
Concessões a Pagar UBP	-	-	1.618.039	1.569.765
Mensurados pelo Valor Justo por meio do resultado	68.153	-	476.283	467.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	68.153	-	476.283	467.683

2.1 - Ativos Financeiros

- a) Equivalentes de caixa: mantidos para a negociação à curto prazo e mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.
- b) Títulos e valores mobiliários – Curto e Longo Prazo – usualmente mantidos para a negociação e designados no reconhecimento inicial pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado do período.
- c) Consumidores e revendedores: são registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados

Notas Explicativas

assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos.

- d) Financiamentos e empréstimos concedidos: são ativos financeiros com recebimentos fixos ou determináveis, sendo seus valores mensurados pelo custo amortizado, mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva.

Os financiamentos concedidos estão restritos às concessionárias de serviço público de energia elétrica e, desta forma, a taxa de mercado (ou custo de oportunidade do capital da empresa) é definida levando em conta prêmio de risco compatível com as atividades do setor. Na impossibilidade de buscar alternativas que não o próprio setor elétrico, o valor presente desses empréstimos corresponde ao seu valor contábil.

No encerramento deste exercício, a carteira consolidada de empréstimos e financiamentos concedidos totalizou R\$ 9.723.477 (R\$ 9.737.390 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir por moeda:

Moeda	31/12/2012			31/12/2011		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	2.848.699	59,87%	5.821.317	3.211.422	61,89%	6.023.985
R\$	1.909.548	40,13%	3.902.160	1.977.506	38,11%	3.709.405
	<u>4.758.247</u>	<u>100,00%</u>	<u>9.723.477</u>	<u>5.188.928</u>	<u>100,00%</u>	<u>9.733.390</u>

- e) Ativos financeiros da concessão: são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados com empréstimos e recebíveis, no caso dos ativos relacionados a geração e transmissão, e como disponível para venda no caso da distribuição.
- f) Derivativos: são mensurados pelo valor justo e seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado ou no Patrimônio Líquido, dependendo do tipo de cada designação de hedge (se hedge de fluxo de caixa ou de valor justo), de acordo com o CPC 38.

2.2 - Passivos Financeiros - classificados nas seguintes categorias:

- a) Fornecedores: são mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias e/ou cambiais incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- b) Empréstimos e financiamentos: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva. Nessa classificação de passivo financeiro destacam-se os empréstimos e financiamentos obtidos junto às instituições financeiras, notadamente no exterior, e aos fundos setoriais, em especial a Reserva Global de Reversão – RGR. Os valores de mercado dos empréstimos e financiamentos obtidos são similares aos seus valores contábeis.

Os financiamentos captados são compostos de financiamentos contratados junto a agências multilaterais internacionais (BID, BIRD, CAF), não sendo praticável



Notas Explicativas

desconta-los a uma taxa diferente da estabelecida no acordo da dívida brasileira. Os demais empréstimos são captados a taxas de mercado, fazendo com que o valor contábil seja próximo ao seu valor presente.

A Companhia finalizou o exercício de 2012 com contratos passivos, entre empréstimos, financiamentos e bônus, que totalizam R\$ 49.651.200 (R\$ 42.413.678 em 31 de dezembro de 2011), conforme demonstrado a seguir:

Moeda	31/12/2012			31/12/2011		
	US\$ (equivalentes)	%	R\$	US\$ (equivalentes)	%	R\$
US\$	9.301.210	38,28%	19.007.022	9.575.952	42,35%	17.962.570
REAL	14.837.600	61,07%	30.320.635	12.807.023	56,64%	24.023.411
YEN	140.792	0,58%	287.709	185.779	0,82%	348.484
EURO	17.536	0,07%	35.834	42.229	0,19%	79.213
	<u>24.297.137</u>	<u>100,00%</u>	<u>49.651.200</u>	<u>22.610.983</u>	<u>100,00%</u>	<u>42.413.678</u>

c) Empréstimo Compulsório: extinto pela Lei 7.181, de 20 de dezembro de 1993, teve como prazo limite para seu recolhimento o dia 31 de dezembro de 1993. Atualmente, a Companhia gerencia o estoque residual do Empréstimo Compulsório arrecadado, atualizando-o com base no IPCA-E e remunerando-o à taxa de 6% ao ano, com prazo de resgate definido.

d) Demais passivos financeiros: são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa de juros efetiva, e seus valores justos são similares aos seus valores contábeis.

3 - Gestão de Riscos Financeiros:

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

3.1 - Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia ter seus demonstrativos econômico-financeiros impactados por flutuações nas taxas de câmbio. A Companhia apresenta exposição a riscos financeiros que causam volatilidade em suas demonstrações contábeis bem como em seu fluxo de caixa. A companhia apresenta relevante exposição entre ativos e passivos indexados à moeda estrangeira, em especial ao dólar

Notas Explicativas

norte-americano, proveniente principalmente dos contratos de financiamento com Itaipu Binacional. Adicionalmente, existem exposições à taxa de juros Libor, relativas a contratos de captação externa.

Nesse contexto foi aprovada a Política de *hedge* Financeiro da Companhia. O objetivo da atual política é monitorar e mitigar a exposição às variáveis de mercado que impactem ativos e passivos da Companhia e de suas controladas, reduzindo assim os efeitos de flutuações indesejáveis destas variáveis em suas Demonstrações Contábeis.

Com isso, a referida política visa que os resultados da Companhia reflitam fielmente o seu real desempenho operacional e que o seu fluxo de caixa projetado apresente menor volatilidade.

Junto com a política foi aprovada a criação do Comitê de *hedge* Financeiro no âmbito da Diretoria Financeira, que tem como função principal definir as estratégias e os instrumentos de *hedge* a serem apresentados à Diretoria Executiva da Companhia.

Levando-se em conta as diferentes formas de se realizar o *hedge* dos descasamentos apresentados pela Empresa, a política aprovada elenca uma escala de prioridades. Primeiramente, a solução estrutural, e, apenas nos casos residuais, seriam adotadas operações com instrumentos financeiros derivativos.

As operações com derivativos financeiros, quando realizadas, serão com o intuito exclusivo de proteger ativos e passivos indexados da Companhia e de suas controladas que apresentem algum descasamento, não podendo caracterizar alavancagem financeira ou operação de concessão de crédito a terceiros.

A Companhia vem realizando estudos e discutindo, através do Comitê de Hedge Financeiro, a realização de operações de *hedge*. Em 2011 foi ampliado o Programa de Operações com Instrumentos Derivativos, o qual passa a abranger, além dos descasamentos de moeda até o período de dezembro de 2012, também as exposições à taxa de juros existentes em tal período.

A empresa realizou operações de trava de juros Libor com o intuito de neutralizar a volatilidade dos contratos de captação realizados à Libor de 6 meses. Além da operação de swap de Libor, estratégias de *hedge* cambial foram analisadas em 2011 e estão sendo implementadas, priorizando as soluções estruturais, em linha com a Política de Hedge Financeiro da Companhia. Dentro dessa estratégia tem-se levado em conta na estruturação das novas captações, não só o montante total do descasamento, mas também sua disposição ao longo do tempo, com vistas a efetuar tanto o *hedge* de balanço patrimonial da Companhia como o de seu fluxo de caixa.

Notas Explicativas

Segue abaixo a posição destas operações de swap da taxa Libor por taxa fixa em 31 de dezembro de 2012:

31/12/2012				
Transação	Montantes contratados (notional)	Taxas utilizadas	Vencimento	Valor Justo
01/2011	20.192	2,4400%	25/11/2015	(1.139)
02/2011	20.192	2,4900%	25/11/2015	(1.169)
03/2011	50.000	3,2780%	10/08/2020	(8.929)
04/2011	100.000	3,3240%	10/08/2020	(18.694)
05/2011	50.000	2,1490%	10/08/2015	(2.357)
06/2011	100.000	2,2725%	10/08/2015	(5.088)
07/2011	100.000	2,1790%	10/08/2015	(4.836)
08/2011	100.000	2,1500%	10/08/2015	(4.683)
09/2012	25.000	1,6795%	27/11/2020	(1.459)
10/2012	25.000	1,6295%	27/11/2020	(1.360)
11/2012	75.000	1,6285%	27/11/2020	(4.074)
12/2012	75.000	1,2195%	29/11/2017	(2.607)
13/2012	75.000	1,2090%	29/11/2017	(3.009)
14/2012	50.000	1,2245%	29/11/2017	(2.060)
15/2012	50.000	1,1670%	29/11/2017	(1.920)
16/2012	50.000	1,1910%	29/11/2017	(2.003)
17/2012	50.000	1,2105%	29/11/2017	(2.070)
18/2012	25.000	1,1380%	29/11/2017	(695)
Total	1.040.384			(68.152)

Operações com derivativos, quando realizadas no mercado de balcão, contêm riscos de contraparte que, diante dos problemas apresentados pelas instituições financeiras em 2008 e 2009, se mostram relevantes. Com o intuito de mitigar esse risco, a Companhia instituiu uma norma sobre credenciamento de instituições financeiras para fins de realização de operações com derivativos. Esta norma define critérios em relação a porte, rating e expertise no mercado de derivativos, para que sejam selecionadas as instituições que poderão realizar operações com a Companhia. Atualmente, a Companhia seleciona semestralmente as 20 melhores instituições financeiras baseadas nos critérios mencionados como instituições credenciadas a efetuarem operações de derivativos com a Companhia. Além disso, a empresa desenvolveu metodologia de controle de exposição às Instituições credenciadas que define limites ao volume de operações a serem realizadas com cada uma delas.

A Companhia determina para que todas as operações com derivativos a serem realizadas sejam enquadradas no conceito de “hedge de proteção”, ratificando, com isso, o intuito único e exclusivo de realizar hedge com tais posições. Essa medida contrapõe o risco de liquidação descasada das posições de hedge com os seus respectivos objetos, visto que os fluxos financeiros de ambos sempre estarão casados.

Notas Explicativas

3.1.1 – Operações em outras entidades

As seguintes controladas e coligadas efetuaram operações de derivativos no período e os impactos foram os seguintes:

- ESBR Participações S.A – efetuou operações de NDF classificadas como *hedge* de fluxo de caixa. Estas operações geraram no exercício um resultado abrangente negativo no valor de R\$ 231.

3.2 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a contratos de captação externa, principalmente referenciados à taxa Libor. A Companhia monitora a sua exposição a taxa Libor e contrata operações de derivativos para minimizar esta exposição, conforme mencionado acima.

A exposição da Companhia às taxas de juros de ativos e passivos financeiros está detalhada no item de análise de sensibilidade desta nota explicativa.

3.3 - Risco de commodities

a) Eletronorte

A controlada Eletronorte celebrou, no exercício de 2004, contratos de longo prazo para o fornecimento de energia elétrica para três de seus principais clientes. Esses contratos de longo prazo estão associados ao preço internacional do alumínio, cotado na London Metal Exchange (LME), como ativo básico para fins de definição dos valores mensais dos contratos.

Os detalhes dos contratos são os seguintes:

Cliente	Datas do contrato		Volumes médios de megawatts
	Inicial	Vencimento	
Albrás	01/07/2004	31/12/2024	750 MW - até 31/12/2006
Alcoa	01/07/2004	31/12/2024	800 MW - a partir de 01/01/2007
BHP	01/07/2004	31/12/2024	De 304,92 MW a 328 MW
			De 353,08 MW a 492 MW

Esses contratos incluem o conceito de *cap and floor band* relacionado ao preço do alumínio cotado na LME. O preço limite máximo e mínimo da LME está limitado a US\$ 2,773.21/ton e US\$ 1,450.00/ton, respectivamente.

Considerando que o prêmio está associado ao preço da *commodity* do alumínio da LME, é possível atribuir o *fair value* destes contratos. O valor da LME para o mês de dezembro de 2012 estava cotado a US\$ 2,098.00 por tonelada, ou seja, 3,1% maior que o verificado em dezembro de 2011 quando o preço da *commodity* alcançou US\$



Notas Explicativas

2,034.00 por tonelada. Tal variação, somada à desvalorização do Real em 2012, onde o valor do dólar passou de R\$ 1,79 para R\$ 2,05, ou seja, 14,52% de variação durante o ano de 2012, proporcionaram uma melhora na expectativa do valor justo para os derivativos. Outro ponto importante nesse contexto foi a política do governo federal adotada para reduzir a taxa de juros básica da economia, dada pela taxa SELIC, por meio dos bancos públicos. Isso resultou em uma redução da taxa média da SELIC (24 meses à frente) de 9,90% para 7,25% ao ano.

O impacto do derivativo embutido no resultado foi positivo em 2012 em R\$ 133.804 e de R\$ 124.770 negativo em 2011 e a posição patrimonial apresentada é ativa em R\$ 472.364 em 2012 e R\$ 376.950 em 2011.

3.4 - Risco de crédito

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia e suas controladas incorrerem em perdas resultantes da dificuldade de realização de seus recebíveis de clientes, bem como da inadimplência de instituições financeiras contrapartes em operações.

A Companhia, através de suas controladas, atua nos mercados de geração e transmissão de energia elétrica amparada em contratos firmados em ambiente regulado. A Companhia busca minimizar seus riscos de crédito através de mecanismos de garantia envolvendo recebíveis de seus clientes e, quando aplicável, através de fianças bancárias. No segmento de distribuição, a Companhia, através de suas controladas, faz um acompanhamento dos níveis de inadimplência através da análise das especificidades dos seus clientes. Adicionalmente, são realizadas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos em atraso.

As disponibilidades de caixa são aplicadas em um fundo extramercado exclusivo, conforme normativo específico do Banco Central do Brasil. Esse fundo é composto na sua totalidade por títulos públicos custodiados na Selic, não havendo exposição ao risco de contraparte.

Em eventuais relações com instituições financeiras, a Companhia tem como prática a realização de operações somente com instituições de baixo risco avaliadas por agências de rating e que atendam a requisitos patrimoniais previamente definidos e formalizados. Adicionalmente, são definidos limites de crédito que são revisados periodicamente.

A concentração de risco de crédito em relação a qualquer contraparte individualmente não foi superior a 8% dos ativos monetários brutos em 31 de dezembro de 2012.

3.5 - Risco de liquidez

As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

Notas Explicativas

As datas de vencimento dos instrumentos financeiros derivativos estão divulgadas no item 3.1 desta nota explicativa. A tabela abaixo analisa os passivos financeiros não derivativos do Grupo por faixas de vencimento, correspondentes ao período remanescente no balanço patrimonial até a data contratual do vencimento. Os valores divulgados na tabela são os fluxos de caixa não descontados contratados. As tabelas incluem os fluxos de caixa dos juros a incorrer e do principal. Na medida em que os fluxos de juros são pós-fixados, o valor não descontado foi obtido com base nas curvas de juros no encerramento do exercício. O vencimento contratual baseia-se na data mais recente em que o Grupo deve quitar as respectivas obrigações.

CONTROLADORA 31/12/2012					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	2.270.464	665.259	1.483.880	15.336.813	19.756.417
Fornecedores	467.804	-	-	-	467.804
Empréstimos e financiamentos	1.152.475	665.259	1.483.880	15.336.813	18.638.428
Obrigações de Ressarcimento	650.185	-	-	-	650.185
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	-	68.153

CONTROLADORA 31/12/2011					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	1.583.104	261.201	1.642.499	15.902.458	19.389.262
Fornecedores	384.676	-	-	-	384.676
Empréstimos e financiamentos	488.120	261.201	1.642.499	15.902.458	18.294.278
Obrigações de Ressarcimento	710.308	-	-	-	710.308

CONSOLIDADO 31/12/2012					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	18.813.729	5.628.118	11.100.818	37.399.741	72.942.406
Fornecedores	7.512.083	-	-	-	7.512.083
Empréstimos e financiamentos	4.792.990	3.369.497	9.956.605	35.153.071	53.272.163
Debêntures	316.899	17.593	345.509	47.330	727.331
Obrigações de Ressarcimento	5.988.698	1.801.059	-	-	7.789.757
Arrendamento Mercantil	162.929	325.858	488.786	1.045.460	2.023.033
Concessões a Pagar UBP	40.131	114.110	309.918	1.153.880	1.618.039
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	185.031	291.252	-	-	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	185.031	291.252	-	-	476.283

CONSOLIDADO 31/12/2011					
	Até 1 Ano	De 1 a 2 Anos	De 2 a 5 Anos	Mais de 5 Anos	Total
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)					
Mensurados ao Custo Amortizado	15.264.773	4.811.219	9.357.358	33.181.096	62.614.446
Fornecedores	6.503.957	-	-	-	6.503.957
Empréstimos e financiamentos	5.887.383	2.794.041	8.508.684	30.866.130	48.056.238
Debêntures	739.237	279.410	-	-	1.018.647
Obrigações de Ressarcimento	1.955.966	1.475.262	-	-	3.431.228
Arrendamento Mercantil	142.997	259.034	388.551	1.127.959	1.918.541
Concessões a Pagar UBP	35.233	3.472	460.123	1.187.007	1.685.835
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	269.718	197.965	-	-	467.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	269.718	197.965	-	-	467.683



Notas Explicativas

4 - Análise de Sensibilidade dos instrumentos financeiros

Nos quadros a seguir foram considerados cenários para índices e taxas, com os respectivos impactos nos resultados da Companhia. Para a análise de sensibilidade utilizou-se como cenário provável para fim de 2012 previsões e/ou estimativas baseadas fundamentalmente em premissas macroeconômicas obtidas do Relatório Focus, divulgado pelo Banco Central, e Economic Outlook 86, publicado pela OECD.

4.1 – Empréstimos concedidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos concedidos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos concedidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

4.1.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA								
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	6.146.195	12.559.749	2,080	1,664	1,387	10.227.268	8.522.723	
IGP-M	7.823.941	15.988.224	5,31%	4,25%	3,54%	332.361	276.968	
EURO	17.534	35.832	2,643	2,114	1,762	37.074	30.895	
IENE	179.897	367.620	0,026	0,021	0,017	3.770	3.142	
TOTAL	14.167.568	28.951.424				10.600.473	8.833.728	

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	2.848.699	5.821.317	2,080	1,664	1,387	4.740.236	3.950.196	
IGP-M	1.911.830	3.906.824	5,31%	4,25%	3,54%	81.215	67.679	
TOTAL	4.760.529	9.728.141				4.821.450	4.017.875	

4.1.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos concedidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA								
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	6.146.195	12.559.749	2,080	2,600	3,120	15.980.106	19.176.127	
IGP-M	7.823.941	15.988.224	5,31%	6,64%	7,97%	519.314	623.177	
EURO	17.534	35.832	2,643	3,304	3,964	57.928	69.514	
IENE	179.897	367.620	0,026	0,033	0,039	5.891	7.069	
TOTAL	14.167.568	28.951.424				16.563.239	19.875.887	

CONSOLIDADO								
Contratos Concedidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	2.848.699	5.821.317	2,080	2,600	3,120	7.406.618	8.887.942	
IGP-M	1.911.830	3.906.824	5,31%	6,64%	8,30%	126.898	158.622	
TOTAL	4.760.529	9.728.141				7.533.516	9.046.564	

4.2 – Empréstimos obtidos

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de empréstimos e financiamentos em quatro diferentes cenários: dois com elevação das moedas-indexadores do saldo devedor e dois com diminuição dessas moedas-indexadores. As análises limitaram-se aos contratos obtidos que apresentem exposição a taxa de câmbio e índice de preços.

Notas Explicativas

4.2.1 - Depreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA								
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	4.621.506	9.444.047	2,080	1,664	1,387	7.690.186	6.408.488	
IGP-M	(4.596.813)	(9.393.588)	5,31%	0,042	0,035	(195.273)	(332.533)	
EURO	140.792	287.709	2,643	2,114	1,762	297.685	248.071	
IENE	140.792	287.709	0,026	0,021	0,017	2.951	2.459	
TOTAL	306.277	625.877				7.795.549	6.326.485	

CONTROLADORA								
Contratos Obtidos - Var. Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	9.289.405	18.982.899	2,080	1,664	1,387	15.457.570	12.881.308	
IGP-M	14.837.600	30.320.635	5,31%	4,25%	0,035	630.301	525.251	
EURO	17.536	35.834	2,643	2,114	1,762	37.077	30.897	
IENE	140.792	287.709	0,026	0,021	0,017	2.951	2.459	
TOTAL	24.285.333	49.627.077				16.127.898	13.439.915	

4.2.2 - Apreciação dos Índices - Empréstimos obtidos (em centavos e percentuais)

CONTROLADORA								
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	4.621.506	9.444.047	2,080	2,600	3,120	12.015.915	14.419.098	
IGP-M	(4.596.813)	(9.393.588)	5,31%	6,64%	0,080	(305.113)	(748.199)	
EURO	140.792	287.709	2,643	3,304	3,964	465.133	558.160	
IENE	140.792	287.709	0,026	0,033	0,039	4.610	5.532	
TOTAL	306.277	625.877				12.180.545	14.234.591	

CONSOLIDADO								
Contratos Obtidos - Var. Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	
Dólar	9.289.405	18.982.899	2,080	2,600	3,120	24.152.453	28.982.943	
IGP-M	14.837.600	30.320.635	5,31%	6,64%	7,97%	984.846	1.181.815	
EURO	17.536	35.834	2,643	3,304	3,964	57.932	69.519	
IENE	140.792	287.709	0,026	0,033	0,039	4.610	5.532	
TOTAL	24.285.333	49.627.077				25.199.841	30.239.809	

4.3 – Ativo Financeiro de Itaipu Binacional

Foram realizadas análises de sensibilidade do ativo financeiro decorrente da comercialização da energia elétrica de Itaipu Binacional. A análise limitou-se à variação da taxa de câmbio real por dólar, incluindo dois cenários onde há valorização cambial de 25% e 50% e dois cenários onde há desvalorização cambial de 25% e 50%.

4.3.1 - Depreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Financeiro Itaipu - Variação Negativa - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil		
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	Cenário I (-25%)	Cenário II (-50%)	
Dólar	9.645.362	19.710.296	2,080	1,664	1,387	16.049.882	13.374.901	

Notas Explicativas

4.8.2 - Apreciação de Índices do Ativo Financeiro de Itaipu Binacional:

Ativo Financeiro Itaipu - Variação Positiva - 4º tri 2012			Indexador			Saldo R\$ mil	
Moeda (Risco)	Saldo US\$ mil	Saldo R\$ mil	Provável 2013	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)	Cenário I (+25%)	Cenário II (+50%)
Dólar	9.645.362	19.710.296	2.080	2.600	3.120	25.077.940	30.093.528

4.4 – Derivativos embutidos indexados ao preço do Alumínio

Foram realizadas análises de sensibilidade dos contratos de fornecimento de energia dos consumidores eletrointensivos Albras e Alumar, esta subdividida em Alcoa e BHP, por possuírem cláusula contratual referente ao prêmio por variação do preço do Alumínio no mercado internacional (vide item 3.3 – Risco de Commodities desta nota explicativa acima).

Desta forma, foi sensibilizada para tais contratos híbridos uma variação sobre o preço do prêmio auferido conforme tabela abaixo. Os componentes de volatilidade do prêmio basicamente são: preço do Alumínio Primário na LME, câmbio e CDI. Abaixo é possível verificar o impacto de cada cenário no resultado da empresa.

Saldo em 31/12/2012	Cenário I (-25%) Índices e preços	Cenário II (-50%) Índices e preços	Cenário I (+25%) Índices e preços	Cenário II (+50%) Índices e preços
472.364	98.206	-	985.655	1.196.920

Para o cenário II (redução de 50%) o preço esperado para a tonelada de alumínio ofertada na LME fica abaixo do preço mínimo para aferição de prêmio contratual (US\$ 1.450,00), logo o valor tende a zero impactando na marcação a mercado do derivativo embutido.

Quanto a variação obtida entre os cenários III e IV (aumento de 25% e 50%) a grande variação apresentada refere-se a aplicação dos referidos percentuais nos valores de Câmbio, Preço de Alumínio e CDI.

As análises de sensibilidade foram elaboradas como estabelece a Instrução CVM 475/2008, tendo como objetivo mensurar o impacto das mudanças nas variáveis de mercado sobre cada instrumento financeiro da Companhia. Trata-se, portanto, de projeções baseadas em avaliações de cenários macroeconômicos, não significando que as transações terão os valores apresentados no prazo de análise considerado.

5 – Estimativa do Valor Justo

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes e contas a pagar aos fornecedores pelo valor contábil, menos a PCLD, esteja próxima de seus valores justos. O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

Notas Explicativas

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

CONTROLADORA				
31/12/2012				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.422.821	-	-	1.422.821
Investimentos (Participações Societárias)	1.422.821	-	-	1.422.821
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	5.462.141	-	-	5.462.141
Caixa e equivalentes de caixa	935.627	-	-	935.627
Títulos e Valores Mobiliários	4.526.514	-	-	4.526.514
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	68.153	-	68.153
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	68.153	-	68.153

CONTROLADORA				
31/12/2011				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.561.532	-	-	1.561.532
Investimentos (Participações Societárias)	1.561.532	-	-	1.561.532
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	10.062.711	-	-	10.062.711
Caixa e equivalentes de caixa	1.396.729	-	-	1.396.729
Títulos e Valores Mobiliários	8.665.982	-	-	8.665.982

CONSOLIDADO				
31/12/2012				
	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.513.039	4.595.947	-	6.108.986
Investimentos (Participações Societárias)	1.513.039	-	-	1.513.039
Ativo Financeiro - Concessões	-	4.595.947	-	4.595.947
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	11.208.952	475.719	-	11.684.671
Caixa e equivalentes de caixa	4.429.375	-	-	4.429.375
Títulos e Valores Mobiliários	6.779.577	-	-	6.779.577
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	475.719	-	475.719
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	476.283	-	476.283
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	476.283	-	476.283

Notas Explicativas

	CONSOLIDADO			
	31/12/2011			
	NÍVEL 1	NÍVEL 2	NÍVEL 3	TOTAL
ATIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Disponível para venda	1.702.902	-	-	1.702.902
Investimentos (Participações Societárias)	1.702.902	-	-	1.702.902
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	16.397.746	380.567	-	16.778.313
Caixa e equivalentes de caixa	4.959.787	-	-	4.959.787
Títulos e Valores Mobiliários	11.437.959	-	-	11.437.959
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	380.567	-	380.567
PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante / Não Circulante)				
Mensurados a Valor Justo por meio do resultado	-	467.683	-	467.683
Instrumentos Financeiros Derivativos	-	467.683	-	467.683

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 1 – preços cotados (não ajustados) em mercados ativos, líquidos e visíveis para ativos e passivos idênticos que estão acessíveis na data de mensuração;

Nível 2 – preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo, e

Nível 3 – ativos e passivos cujos preços não existem ou que esses preços ou técnicas de avaliação são amparados por um mercado pequeno ou inexistente, não observável ou líquido. Nesse nível a estimativa do valor justo torna-se altamente subjetiva.

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

O preço de mercado cotado utilizado para os ativos financeiros mantidos pela Companhia é o preço de concorrência atual. Esses instrumentos estão incluídos no Nível 1. Os instrumentos incluídos no Nível 1 compreendem, principalmente, os investimentos patrimoniais da FTSE 100 classificados como títulos para negociação ou disponíveis para venda.

O valor justo dos instrumentos financeiros que não são negociados em mercados ativos (por exemplo, derivativos de balcão) é determinado mediante o uso de técnicas de avaliação. Essas técnicas de avaliação maximizam o uso dos dados adotados pelo mercado onde está disponível e confiam o menos possível nas estimativas específicas da entidade. Se todas as informações relevantes exigidas para o valor justo de um instrumento forem adotadas pelo mercado, o instrumento estará incluído no Nível 2.



Notas Explicativas

Se uma ou mais informações relevantes não estiver baseada em dados adotados pelo mercado, o instrumento estará incluído no nível 3.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.
- O valor justo dos contratos de câmbio futuros é determinado com base nas taxas de câmbio futuras na data do balanço, com o valor resultante descontado ao valor presente.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

NOTA 45 - INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio das quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, sobre os quais as tomadas de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é o Conselho de Administração responsável inclusive pela tomada das decisões estratégicas da Companhia.

O Conselho de Administração avalia o desempenho dos segmentos operacionais com base na mensuração do lucro líquido.

As informações por segmento de negócios, correspondentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011, são as seguintes:

	31/12/2012				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	163.953	20.684.447	8.688.595	4.527.483	34.064.477
Despesas Operacionais	(1.565.822)	(18.821.973)	(7.256.879)	(4.751.641)	(32.396.316)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(1.401.870)	1.862.473	1.431.716	(224.158)	1.668.162
Resultado Financeiro	2.017.342	(911.592)	(482.098)	8.856	632.509
Efeitos da Lei 12.783/13	-	(7.226.581)	(3.134.874)	276.074	(10.085.381)
Resultado de Participações Societárias	468.584	-	-	-	468.584
Imposto de renda e contribuição social	(644.209)	258.476	801.669	(25.462)	390.474
Participação Minoritária	46.737	-	-	-	46.737
Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício	486.585	(6.017.223)	(1.383.587)	35.310	(6.878.916)

Notas Explicativas

	31/12/2011				
	Administração	Geração	Transmissão	Distribuição	Total
Receita Operacional Líquida	192.963	19.093.367	7.778.698	2.467.716	29.532.744
Despesas Operacionais	(2.094.716)	(13.690.743)	(7.071.445)	(2.532.998)	(25.389.902)
Resultado Oper. Antes do Resultado Financeiro	(1.901.753)	5.402.624	707.253	(65.282)	4.142.842
Resultado Financeiro	1.909.379	(1.218.314)	(436.152)	(20.460)	234.453
Resultado de Participações Societárias	482.785	-	-	-	482.785
Imposto de renda e contribuição social	(189.200)	(696.752)	(198.294)	(13.815)	(1.098.061)
Participação Minoritária	(29.454)	-	-	-	(29.454)
Lucro (prejuízo) Líquido do Exercício	271.757	3.487.558	72.807	(99.557)	3.732.565

NOTA 46 - TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A controladora final da Companhia é a União que detém 54,46% das ações ordinárias da Companhia (vide nota 37).

As transações da Companhia com suas subsidiárias, controladas e sociedades de propósito específico são realizadas a preços e condições compatíveis com as que seriam praticadas no mercado. Dentre as principais operações ocorridas com as partes relacionadas, destacamos os empréstimos e financiamentos concedidos estabelecidos nas mesmas condições existentes no mercado e/ou de acordo com a legislação específica sobre o assunto. As demais operações também foram estabelecidas em condições normais de mercado.

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
FURNAS	Financiamentos e empréstimos	3.386.341	-	-	3.145.221	-	-
	AFAC	525.450	-	-	300.000	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	64.200	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(135.879)	-	-	258.679
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	213.487	-	-	154.956
		3.911.791	-	(1102.392)	3.509.421	-	413.635
CHESF	Financiamentos e empréstimos	128.655	-	-	143.001	-	-
	AFAC	-	-	-	1293.000	-	-
	Dividendo a receber	-	-	-	297.947	-	-
	Outros passivos	-	1355	-	-	1355	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	9.623	-	-	10.613
	Resultado de participações societárias	-	-	(5.317.877)	-	-	1547.151
		128.655	1355	(5.308.254)	1733.948	1355	1557.764
ELETRONORTE	Financiamentos e empréstimos	4.161.903	-	-	4.069.029	-	-
	Dividendos a receber	-	-	-	13.773	-	-
	AFAC	220.240	-	-	1.125.949	-	-
	Outros	-	-	-	-	1355	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(709.978)	-	-	67.179
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	293.749	-	-	290.526
		4.382.143	-	(416.229)	5.208.751	1355	357.705
ELETROSUL	Financiamentos e empréstimos	1092.411	-	-	982.881	-	-
	Dividendo a receber	15.613	-	-	24.490	-	-
	AFAC	554.768	-	-	1.810.793	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	65.486	-	-	103.145
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	65.110	-	-	56.368
		1662.792	-	130.595	2.818.164	-	159.513
CGTEE	Financiamentos e empréstimos	1074.018	-	-	1000.511	-	-
	AFAC	160.949	-	-	452.704	-	-
	Dividendo a receber	53.723	-	-	37.263	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(417.946)	-	-	18.026
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	39.882	-	-	36.240
		1288.690	-	(378.064)	1490.478	-	54.266

Notas Explicativas

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONTROLADORA					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ELETRONUCLEAR	Financiamentos e empréstimos	1.099.311	-	-	1.178.350	-	-
	Outros ativos	264.404	-	-	-	-	-
	Outros passivos	-	237.215	-	-	165.361	-
	Resultado de participações societárias	-	-	19.724	-	-	215.120
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	71.280	-	-	60.445
		1.363.715	237.215	91.004	1.178.350	165.361	275.565
ITAIPU	Financiamentos e empréstimos	5.821.318	-	-	5.882.593	-	-
	Dividendo a receber	8.164	-	-	469	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	403.056	-	-	376.296
		5.829.482	-	403.056	5.883.062	-	376.296
CEAL	Financiamentos e empréstimos	421.155	-	-	311.312	-	-
	AFAC	176.514	-	-	97.354	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(87.067)	-	-	(87.457)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	28.727	-	-	15.266
		597.669	-	(58.340)	408.666	-	(72.191)
CEPISA	Financiamentos e empréstimos	579.092	-	-	463.898	-	-
	AFAC	430.282	-	-	275.984	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	223.505	-	-	-	-
	Provisões operacionais	-	-	36.488	-	-	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	38.212	-	-	41.714
		1.009.374	223.505	74.700	739.882	-	41.714
AMAZONAS ENERGIA	Financiamentos e empréstimos	1.028.989	-	-	623.093	-	-
	AFAC	277.681	-	-	63.918	-	-
	Passivo a descoberto das investidas	-	1.128.018	-	-	-	-
	Provisões operacionais	-	-	829.203	-	-	(372.013)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	55.072	-	-	48.741
		1.306.670	1.128.018	884.275	687.011	-	(323.272)
CERON	Financiamentos e empréstimos	281.242	-	-	116.504	-	-
	AFAC	162.798	-	-	88.837	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	(135.118)	-	-	(137.645)
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	13.715	-	-	7.729
		444.040	-	(121.403)	205.341	-	(129.916)
ELETROPAR	Dividendos a receber	-	-	-	4.703	-	-
	Resultado de participações societárias	-	-	12.831	-	-	19.802
		-	-	12.831	4.703	-	19.802
ELETROACRE	Financiamentos e empréstimos	154.954	-	-	107.547	-	-
	AFAC	217.497	-	-	160.822	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	2.605	-
	Receitas de Juros, Comissões e Taxas	-	-	11.985	-	-	8.678
		372.451	-	11.985	268.369	2.605	8.678
TESOURO NACIONAL	Obrigações	-	168.119	-	-	264.726	-
		-	168.119	-	-	264.726	-
INAMBARI	Resultado de participações societárias	-	-	(1.352)	-	-	(1.772)
		-	-	(1,352)	-	-	(1,772)
NORTE ENERGIA	Resultado de participações societárias	-	-	(5,750)	-	-	(1,536)
		-	-	(5,750)	-	-	(1,536)
CHC	Resultado de participações societárias	-	-	(2,421)	-	-	(2,518)
		-	-	(2,421)	-	-	(2,518)
ELETROS	Contribuições Previdenciárias	-	-	28,292	-	-	14,175
		-	-	28,292	-	-	14,175
MANGUE SECO	Resultado de participações societárias	-	-	-	-	-	2,662
		-	-	-	-	-	2,662

Notas Explicativas

		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
PODER PÚBLICO FEDERAL	Consumidores e revendedores	13.539	-	-	9.901	-	-
	Contas a receber	3.008	-	-	-	-	-
	Fornecimento de energia elétrica	-	-	-	14.801	-	-
	Outras receitas	-	-	81.975	-	-	55.011
		16.547	-	81.975	24.702	-	55.011
BNDES	Empréstimos e financiamentos a pagar	-	10.849.335	-	-	8.173.793	-
		-	10.849.335	-	-	8.173.793	-
	Contas a receber	5.411	-	-	1.927	-	-
	Contribuições previdenciárias	-	5.138	-	-	4.740	-
	Fornecedores	-	80	-	-	-	-
REAL GRANDEZA	Contas a pagar	-	(267.534)	-	-	(438.949)	-
	Contratos de dívida atuariais	-	24.374	-	-	56.762	-
	Outros passivos	-	197.440	-	-	24.261	-
	Contribuições normal mantenedor	-	-	(16.198)	-	-	(15.011)
	Receitas financeiras	-	-	279	-	-	-
	Ativo atuarial - baixa e provisão atuarial	-	-	(19.812)	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	4	-	-	-
	Outras despesas	-	-	(79.464)	-	-	(62.048)
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	40.134
	Contribuições desp administrativa	-	-	-	-	-	(2.517)
	Reversão das contribuições	-	-	19.914	-	-	-
		5.411	(40.502)	(95.277)	1.927	(353.186)	(39.442)
NUCLEOS	Contribuições previdenciárias	-	2.942	-	-	1.788	-
	Reversão das contribuições	-	-	20.733	-	-	-
	Provisão atuarial	-	-	-	-	-	(15.734)
	Contribuições normal mantenedor	-	-	(20.733)	-	-	(11.704)
		-	2.942	-	-	1.788	(27.438)
RS ENERGIA	Contas a receber	1	-	-	3.503	-	-
	JCP / Dividendos a receber	2.332	-	-	773	-	-
	AFAC	-	-	-	142.046	-	-
	Participação societária permanente	221.325	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8.182	-	-	3.253
	Equivalência patrimonial acumulada	10.594	-	-	4.158	-	-
	Outras ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	1.330	-	-	1.957
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	4	-	-	-
	Outras receitas	-	-	15	-	-	13
		234.253	-	9.531	150.480	-	5.223
UIRAPURU	Contas a receber	1	-	-	17	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.908	-	-	1.382	-	-
	Participação societária permanente	33.111	-	-	33.011	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	7.271	-	-	6.238	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.935	-	-	3.680
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	2	-	-	55
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.289	-	-	2.091
	Outras receitas	-	-	16	-	-	13
		42.291	-	10.242	40.648	-	5.839
ARTEMIS	Contas a receber	2	-	-	501	-	-
	JCP / Dividendos a receber	15.945	-	-	4.863	-	-
	Participação societária permanente	148.578	-	-	148.578	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	16.809	-	-	10.402	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	26.989	-	-	11.983
	Outras ativos	537	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.606	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	9	-	-	5.984
		-	-	-	-	-	84
		181.871	-	32.604	164.344	-	18.051
PORTO VELHO	Contas a receber	2	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	1.351	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	297.793	-	-	190.293	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	3.238	-	-	1.904	-	-
	Outras receitas	-	-	60	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	(1.330)
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.685	-	-	58
		302.384	-	2.745	192.202	-	(1.272)
NORTE BRASIL	Participação societária permanente	189.640	-	-	23.530	-	-
	JCP / Dividendos a receber	805	-	-	250	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	3.984	-	-	(7.411)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.414	-	-	1.164
		194.429	-	3.414	16.369	-	1.164

Notas Explicativas

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
ETAU	Contas a receber	-	-	-	55	-	-
	JCP / Dividendos a receber	535	-	-	2.055	-	-
	Participação societária permanente	9.567	-	-	9.567	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	14.129	-	-	10.732	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.793	-	-	5.413
	Outros ativos	16	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	1	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	219	-	-	664
	Outras receitas	-	-	2	-	-	7
		24.247	-	5.015	22.409	-	6.084
ESBR	Participação societária permanente	952.342	-	-	562.342	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(12.518)	-	-	(7.934)	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	(3.646)
		939.824	-	(4.352)	554.408	-	(3.646)
CERRO CHATO I	Contas a receber	5	-	-	5	-	-
	Participação societária permanente	86.940	-	-	180	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(440)	-	-	2.095	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	57	-	-	15
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(261)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	9	-	-	7
		86.506	-	(195)	2.280	-	22
CERRO CHATO II	Contas a receber	5	-	-	5	-	-
	Participação societária permanente	81.090	-	-	180	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(1.084)	-	-	(180)	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(904)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	57	-	-	23
	Outras receitas	-	-	9	-	-	7
		80.012	-	(838)	-	-	-
CERRO CHATO III	Contas a receber	5	-	-	5	-	-
	JCP / Dividendos a receber	176	-	-	652	-	-
	Participação societária permanente	74.970	-	-	180	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	849	-	-	(180)	-	-
	Outros ativos	1	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	2.927
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(1.721)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	57	-	-	30
		76.001	-	(1.656)	657	-	2.964
TELES PIRES	Participação societária permanente	184.194	-	-	187.928	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	-	-	-	(828)	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(3.734)	-	-	(828)
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(3.734)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	196	-	-	-
		184.194	-	(7.272)	187.100	-	(828)
INTEGRAÇÃO	JCP / Dividendos a receber	-	-	-	2.060	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	20.155	-	-	8.898	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	9.197	-	-	8.646
		20.155	-	9.197	10.958	-	8.646
COSTA OESTE	Participação societária permanente	1.390	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(252)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(252)	-	-	-
		1.138	-	(252)	-	-	-
TSBE	Participação societária permanente	6.408	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(107)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	105	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(106)	-	-	-
		6.301	-	(1)	-	-	-
LIVRAMENTO	Participação societária permanente	36.055	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(775)	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	119	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(775)	-	-	-
		35.280	-	(656)	-	-	-
SANTA VITÓRIA	Participação societária permanente	97.551	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(492)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(492)	-	-	-
	Outras receitas	-	-	119	-	-	-
		97.059	-	(373)	-	-	-

Notas Explicativas

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MARUMBI	Participação societária permanente	622	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(52)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(52)	-	-	-
		570	-	(52)	-	-	-
CHUI	Participação societária permanente	33.887	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(281)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(281)	-	-	-
		33.606	-	(281)	-	-	-
AMAPARI ENERGIA	Participação societária permanente	39.191	-	-	34.105	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	7.355	-	-	6.109
		39.191	-	7.355	34.105	-	6.109
FACHESF	Fornecedores	-	2.160	-	-	7.181	-
	Contribuições previdenciárias	-	-	-	-	9.317	-
	Contratos de dívida atuariais	-	2.523	-	-	381.560	-
	Contribuição normal	-	11.001	-	-	-	-
	Despesas atuariais	-	-	(30.650)	-	-	44.101
	Despesas financeiras	-	-	(31.363)	-	-	-
	Despesas operacionais	-	-	(18.581)	-	-	(16.381)
		-	15.684	(80.594)	-	398.058	27.720
TDG	Participação societária permanente	45.183	-	-	15.235	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	875	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	-	-	-	2.217
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	-
		45.183	-	(3.477)	15.235	-	2.217
MANAUS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	187.758	-	-	122.268	-	-
	Contas a Pagar	-	-	-	-	112	-
	Outros resultados abrangentes	-	-	-	-	(467)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	1.722
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(5.452)	-	-	(8.041)
		187.758	-	(5.452)	122.268	(355)	(6.319)
IEMADEIRA	Participação societária permanente	514.112	-	-	359.756	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	5.028
	Outros Créditos	-	-	-	-	-	260
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	19.116	-	-	10.872
		514.112	-	19.116	359.756	-	16.160
MANAUS CONSTRUÇÃO	JCP / Dividendos a receber	2.970	-	-	8.432	-	-
	Participação societária permanente	15.410	-	-	6.392	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.556	-	-	8.874
		18.380	-	3.556	14.824	-	8.874
STN	Contas a receber	177	-	-	174	-	-
	Participação societária permanente	188.861	-	-	195.267	-	-
	Fornecedores	-	1.226	-	-	1.271	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	17.615	-	-	28.314
	Receitas de JCP / Dividendos	-	-	7.494	-	-	5.872
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.134	-	-	2.055
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(11.321)	-	-	(10.869)
		189.038	1.226	15.922	195.441	1.271	25.372
INTESA	JCP / Dividendos a receber	762	-	-	609	-	-
	Participação societária permanente	35.646	-	-	31.692	-	-
	Fornecedores	-	924	-	-	929	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.107	-	-	3.095
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(8.696)	-	-	(8.429)
		36.408	924	(4.589)	32.301	929	(5.334)
EAPSA	Consumidores e revendedores	242	-	-	244	-	-
	JCP / Dividendos a receber	3.090	-	-	4.252	-	-
	Participação societária permanente	261.301	-	-	157.112	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	40.404	-	-	38.792
		264.633	-	40.404	161.608	-	38.792
ESBR Part.	Participação societária permanente	939.825	-	-	554.408	-	-
	Outros resultados abrangentes	-	(231)	-	-	(3.253)	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(4.352)	-	-	(3.646)
		939.825	(231)	(4.352)	554.408	(3.253)	(3.646)
SETE GAMELEIRAS	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	19.810	-	-	1.850	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	56	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(88)	-	-	(157)
		19.825	-	(32)	1.850	-	(157)



Notas Explicativas

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
S. PEDRO DO LAGO	Participação societária permanente	14.098	-	-	1.803	-	-
	Contas a receber	15	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	56	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(117)	-	-	(143)
		14.113	-	(61)	1.803	-	(143)
PEDRA BRANCA	Participação societária permanente	13.504	-	-	1.737	-	-
	Consumidores e revendedores	15	-	-	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	56	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(118)	-	-	(179)
		13.519	-	(62)	1.737	-	(179)
BRASVENTO MIASSABA	AFAC	22.885	-	-	10.685	-	-
	Participação societária permanente	9.534	-	-	(352)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(799)	-	-	-
		32.419	-	(799)	10.333	-	-
BRASVENTO EOLO	AFAC	16.691	-	-	8.112	-	-
	Participação societária permanente	6.938	-	-	(550)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(623)	-	-	-
		23.629	-	(623)	7.562	-	-
ANDE	Clientes	63.659	-	-	52.115	-	-
	Outros ativos	23.791	-	-	18.102	-	-
	Obrigações diversas	-	(38.078)	-	-	(33.582)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	239.834	-	-	195.336
	Receitas financeiras	-	-	479	-	-	2.371
	Despesas financeiras	-	-	622	-	-	508
	Outras despesas	-	-	(42.932)	-	-	(35.296)
		87.451	(38.078)	198.002	70.217	(33.582)	162.919
FIBRA	Contas a pagar	-	(42.610)	-	-	(43.031)	-
	Contribuições previdenciárias	-	(2.888)	-	-	(2.811)	-
	Despesas financeiras	-	-	(4.800)	-	-	(4.253)
	Contribuições previdenciárias	-	-	(20.434)	-	-	(17.336)
		-	(45.499)	(25.234)	-	(45.842)	(21.589)
CAJUBI	Contas a pagar	-	(47.187)	-	-	(26.421)	-
	Contribuições previdenciárias	-	(6.190)	-	-	(4.534)	-
	Outros passivos	-	887.445	-	-	(686.480)	-
	Despesas financeiras	-	-	(622)	-	-	(508)
	Despesas atuariais	-	-	(90.708)	-	-	(144.970)
		-	-	(27.269)	-	-	(19.284)
		-	834.068	(118.599)	-	(717.435)	(164.762)
ENERPEIXE	Contas a receber	536	-	-	-	-	-
	Consumidores e revendedores	-	-	-	545	-	-
	JCP / Dividendos a receber	29.640	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	514.735	-	-	536.651	-	-
	Outros ativos	-	-	-	87	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	76.524	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	3.046	-	-	-
		-	-	4.914	-	-	-
		544.911	-	84.484	537.283	-	-
TRANSLESTE	JCP / Dividendos a receber	(1.652)	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	25.687	-	-	23.630	-	-
	Outros ativos	-	-	-	375	-	-
	Fornecedores	-	(126)	-	-	(132)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	2
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.041	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(1.193)	-	-	(1.146)
		24.035	(126)	2.848	24.005	(132)	(1.144)
TRANSUDESTE	JCP / Dividendos a receber	(379)	-	-	-	-	-
	Contas a receber	23	-	-	11	-	-
	Participação societária permanente	13.871	-	-	13.894	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.830	-	-
	Fornecedores	-	(79)	-	-	(81)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	132	-	-	123
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.035	-	-	-
		-	-	138	-	-	-
		-	-	(734)	-	-	(709)
		13.515	(79)	1.571	16.735	(81)	(586)

Notas Explicativas

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
TRANSIRAPÉ	JCP / Dividendos a receber	(460)	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	11.360	-	-	10.713	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.432	-	-
	Fornecedores	-	(45)	-	-	(56)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.969	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(501)	-	-	(492)
		10.900	(45)	1.468	13.145	(56)	(492)
CENTROESTE	AFAC	3.527	-	-	3.527	-	-
	Contas a receber	52	-	-	6	-	-
	Participação societária permanente	20.268	-	-	17.191	-	-
	Outros ativos	-	-	-	44	-	-
	Fornecedores	-	(54)	-	-	(55)	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	542	-	-	511
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	3.963	-	-	-
	Outras despesas	-	-	74	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(506)	-	-	(482)
		23.847	(54)	4.073	20.768	(55)	29
BAGUARI	Clientes	40	-	-	84	-	-
	AFAC	82.632	-	-	82.632	-	-
	Participação societária permanente	6.608	-	-	7.713	-	-
	Outros ativos	-	-	-	9	-	-
	JCP / Dividendos a receber	9.729	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	8.623	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	362	-	-	1.418
		99.009	-	9.005	90.438	-	1.418
RETIRO BAIXO	Contas a receber	11	-	-	-	-	-
	Empréstimos e financiamentos	2.550	-	-	-	-	-
	AFAC	58	-	-	58	-	-
	Participação societária permanente	110.020	-	-	106.010	-	-
	Outros ativos	-	-	-	2.605	-	-
	Receitas financeiras	-	-	1.524	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.010	-	-	-
		112.639	-	5.534	108.673	-	-
SERRA FACÃO ENERGIA	AFAC	-	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	-	-	-	145.464	-	-
	Contas a receber	-	-	-	(841)	-	-
	Outros ativos	-	-	-	987	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	433
	Despesas financeiras	-	-	(3.885)	-	-	-
	Compra de energia	-	-	-	-	-	(129.207)
	Outras despesas	-	-	34	-	-	-
		-	-	(3.851)	145.610	-	(128.774)
CHAPECOENSE	JCP / Dividendos a receber	(2.773)	-	-	-	-	-
	Clientes	794	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	1.113	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	303.627	-	-	276.365	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	32.762	-	-	-
	Despesas financeiras	-	-	-	-	-	(828)
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	7.227	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	5.943	-	-	-
		302.761	-	45.932	276.365	-	(828)
MADEIRA ENERGIA	Participação societária permanente	1.669.041	-	-	645.738	-	-
	Contas a receber	3.073	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	1.903	-	-	-	-	-
	Fornecedores	-	-	-	-	(420)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(100.459)	-	-	-
	Receitas de uso da rede elétrica	-	-	15.191	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	25.406	-	-	-
		1.674.017	-	(59.862)	645.738	(420)	-
INAMBARI	Outros ativos	-	-	-	252	-	-
	Participação societária permanente	6.640	-	-	6.937	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(919)	-	-	-
		6.640	-	(919)	7.189	-	-
TRANSENERGIA RENOVÁVEL	AFAC	24.556	-	-	31.360	-	-
	Contas a receber	17	-	-	13	-	-
	Participação societária permanente	83.308	-	-	39.461	-	-
	Fornecedores	-	(8)	-	-	-	-
	Contas a pagar	-	-	-	-	(9)	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.214	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	(8)	-	-	1.550
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(106)	-	-	(78)
		107.881	(8)	4.100	70.834	(9)	1.472

Notas Explicativas

		CONSOLIDADO					
EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
MGE TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	35.991	-	-	10.696	-	-
	JCP / Dividendos a receber	201	-	-	-	-	-
	AFAC	27.440	-	-	23.520	-	-
	Outros contas a receber	257	-	-	110	-	-
	Outros ativos	-	-	-	176	-	-
	Outras despesas	-	-	(74)	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	1.975	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	2.042	-	-	1.001
		63.889	-	3.943	34.502	-	1.001
GOIÁS TRANSMISSÃO	Participação societária permanente	44.806	-	-	16.040	-	-
	AFAC	56.840	-	-	24.500	-	-
	JCP / Dividendos a receber	300	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	38	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	4.567	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	870	-	-	1.848
		101.984	-	5.437	40.540	-	1.848
REI DOS VENTOS	AFAC	12.894	-	-	10.036	-	-
	Participação societária permanente	8.914	-	-	(348)	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(775)	-	-	-
		21.808	-	(775)	9.688	-	-
SEFAC ENERGIA PARTICIPAÇÕES	Participação societária permanente	104.098	-	-	145.464	-	-
	Contas a receber	-	-	-	(841)	-	-
	Outros ativos	-	-	-	987	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(40.360)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	91	-	-	433
	Compra de energia	-	-	-	-	-	(129.207)
		104.098	-	(40.269)	145.610	-	(128.774)
TRANS SÃO PAULO	AFAC	7.987	-	-	7.987	-	-
	Participação societária permanente	23.328	-	-	16.615	-	-
	JCP / Dividendos a receber	566	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	333	-	-	179	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	755	-	-	604
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	2.378	-	-	-
	Encargos de uso da rede elétrica	-	-	(24)	-	-	-
		32.214	-	3.109	24.781	-	604
TRANS GOIÁS	Participação societária permanente	2.513	-	-	2.786	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	-	-	-	5
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	(273)	-	-	-
		2.513	-	(273)	2.786	-	5
CALDAS NOVAS	AFAC	6.417	-	-	-	-	-
	Outros contas a receber	98	-	-	-	-	-
	Participação societária permanente	50	-	-	50	-	-
	Outras despesas	-	-	684	-	-	-
		6.565	-	684	50	-	-
IE GARANHUS	Participação societária permanente	14.956	-	-	980	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	255	-	-	-
		14.956	-	255	980	-	-
LUZITÂNIA NIQUELÂNDIA TRANSMISSORA	Participação societária permanente	931	-	-	-	-	-
		931	-	-	-	-	-
TSLE	Participação societária permanente	5.100	-	-	-	-	-
	Equivalência patrimonial acumulada	(5.100)	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(564)	-	-	-
	Receitas de prestação de serviços	-	-	52	-	-	-
		-	-	(512)	-	-	-
Energia dos Ventos I	Participação societária permanente	167	-	-	-	-	-
		167	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos II	Participação societária permanente	123	-	-	-	-	-
		123	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos III	Participação societária permanente	152	-	-	-	-	-
		152	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos IV	Participação societária permanente	216	-	-	-	-	-
		216	-	-	-	-	-



Notas Explicativas

EMPRESAS	NATUREZA DA OPERAÇÃO	CONSOLIDADO					
		31/12/2012			31/12/2011		
		ATIVO	PASSIVO	RESULTADO	ATIVO	PASSIVO	RESULTADO
Energia dos Ventos V	Participação societária permanente	157	-	-	-	-	-
		157	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VI	Participação societária permanente	206	-	-	-	-	-
		206	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VII	Participação societária permanente	216	-	-	-	-	-
		216	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos VIII	Participação societária permanente	157	-	-	-	-	-
		157	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos IX	Participação societária permanente	167	-	-	-	-	-
		167	-	-	-	-	-
Energia dos Ventos X	Participação societária permanente	137	-	-	-	-	-
		137	-	-	-	-	-
JUNCO I	Participação societária permanente	106	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(38)	-	-	-
		106	-	(38)	-	-	-
JUNCO II	Participação societária permanente	111	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(33)	-	-	-
		111	-	(33)	-	-	-
CAIÇARA I	Participação societária permanente	114	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(30)	-	-	-
		114	-	(30)	-	-	-
CAIÇARA II	Participação societária permanente	67	-	-	-	-	-
	Despesas de equivalência patrimonial	-	-	(29)	-	-	-
		67	-	(29)	-	-	-
EXTREMOZ	Participação societária permanente	53	-	-	-	-	-
	AFAC	34.525	-	-	-	-	-
	Receitas de equivalência patrimonial	-	-	53	-	-	-
		34.578	-	53	-	-	-

Remuneração do Pessoal Chave

A remuneração do pessoal chave da Companhia (diretores e conselheiros) é como segue:

	CONTROLADORA		CONSOLIDADO	
	31/12/2012	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2011
Remuneração dos Diretores e dos Conselheiros	4.822	4.377	35.685	30.457
Salários e encargos sociais	1.216	1.528	6.670	6.371
Outros	543	620	4.190	4.146
	6.581	6.525	46.545	40.975

Notas Explicativas**NOTA 47 - EVENTOS SUBSEQUENTES****1 - CEA**

A Companhia assinou, em 12 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA. Este processo prevê que a Companhia assuma o controle acionário da CEA.

A Companhia e o Governo do Estado do Amapá celebrarão inicialmente um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CEA que, após implementação de todos os seus termos, prevê uma operação de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assumirá, após a celebração de tais Acordos, a gestão executiva da CEA, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CEA os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado do Amapá receberá financiamento do Governo Federal, com a finalidade de quitação das dívidas da CEA junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

A concretização da referida operação depende de diversas autorizações e iniciativas em diferentes esferas, não podendo, portanto, ser detalhada neste momento, tendo seus efeitos previstos para 2013.

2 - CERR

A Companhia assinou, em 26 de novembro de 2012, um protocolo de intenções, visando à participação no processo de saneamento financeiro da empresa Companhia Energética de Roraima - CERR. Este processo prevê que a Companhia poderá assumir o controle da CERR, por meio da aquisição do controle acionário da companhia.

A Companhia e o Governo do Estado de Roraima celebrarão inicialmente um Acordo de Acionistas e um Acordo de Gestão, respeitadas as autorizações necessárias, visando à recuperação econômico-financeira da empresa CERR que, após implementação de todos os seus termos, prevê uma operação de compra, pela Companhia, do controle acionário daquela empresa. Para isto, a Companhia assumirá, após a celebração de tais Acordos, a gestão executiva da CERR, por meio da sua representação majoritária no Conselho de Administração e indicação dos membros da Diretoria Executiva da CERR os quais serão posteriormente substituídos por profissionais contratados no mercado.

Neste processo o Governo do Estado de Roraima deverá obter financiamento, com a finalidade de quitação das dívidas da CERR junto ao Sistema Eletrobras e outros fornecedores, além de um Plano de Contingências que será encaminhado à aprovação da ANEEL.

Notas Explicativas

A concretização da referida operação depende de diversas autorizações e iniciativas em diferentes esferas, não podendo, portanto, ser detalhada neste momento, tendo seus efeitos previstos para 2013.

3 – Financiamento Angra III

A Companhia contratou, em 21 de dezembro de 2012, financiamento junto à Caixa Econômica Federal, no valor de R\$ 3.800.000, com a finalidade de aquisição de máquinas, equipamentos importados e contratação de serviços também importados para a construção da Usina Termonuclear Angra III, de responsabilidade da Eletronuclear, cujos saques iniciarão em 2013, com as seguintes características:

- Sistema de Amortização - SAC
- Carência - 5 anos
- Amortização – 20 anos
- Juros Nominais- 6,5% ao ano
- Garantia da União

4 – Recebimento das indenizações

Foram recebidas, em 28 de janeiro de 2013, pelas empresas controladas da Companhia, parte do valor da indenização relativo à prorrogação das concessões de Geração e Transmissão de energia aprovado pela 160ª Assembleia Geral Extraordinária.

As controladas Chesf, Eletronorte e Eletrosul optaram pelo recebimento de 50% do valor à vista e o restante parcelado, e a controlada Furnas optou pelo recebimento de grande parte valor da indenização de forma parcelada, nos termos da Portaria Interministerial 580/MME/MF, de 1º de novembro de 2012.

Conforme previsto na legislação, o valor parcelado será recebido em parcelas mensais, até a data do encerramento original da concessão prorrogada, atualizado pelo IPCA, acrescido da remuneração pelo custo médio ponderado de capital (WACC) de 5,59% real ao ano, contados a partir de 4 de dezembro de 2012, data de assinatura do termo aditivo ao contrato de concessão.

	VALOR ORIGINAL DA INDENIZAÇÃO			VALOR RECEBIDO	1º PARCELA
	TRANSMISSÃO	GERAÇÃO	TOTAL		
Chesf	1.587.161	5.178.303	6.765.464	3.492.000	163.000
Furnas	2.878.028	744.248	3.622.276	67.000	187.000
Eletrosul	1.985.568	-	1.985.568	1.015.000	50.000
Eletronorte	1.682.268	35.492	1.717.760	897.000	42.000
Total	8.133.025	5.958.043	14.091.068	5.471.000	442.000

Notas Explicativas

5.2 Comercialização da energia de Itaipu e Proinfa na CCEE - sazonalização da garantia física

O Despacho ANEEL 3.572/2012 aprova o Procedimento de Comercialização da CCEE – Submódulo 3.3 que descreve o processo de sazonalização da garantia física dos agentes geradores, sendo esta permitida aos agentes detentores de outorga de empreendimentos de geração modelados na CCEE com garantia física definida em ato regulatório.

A sazonalização da garantia física é realizada anualmente, no mês de dezembro. À época da sazonalização, por meio de comunicado, a CCEE divulga o cronograma estabelecendo os prazos das atividades relacionadas e o agente não poderá declarar como valor de garantia física sazonalizada mensal, valores que ultrapassem os limites mensais de potência atribuídos a cada usina, considerando o número de horas de cada mês.

A sazonalização da garantia física de uma determinada usina é a conversão dos valores anuais médios (MW_{méd}), definidos em ato regulatório, em valores mensais, expressos em termos de energia visando, entre outros, os cálculos da contabilização do Mercado de Curto Prazo – MCP e das penalidades por insuficiência de lastro para comercialização de energia pelos agentes, conforme Regras de Comercialização.

O Despacho 335/2013 da Aneel, permitiu alterar o prazo para sazonalização de garantia física para o período de 07 a 15 de fevereiro de 2013. Dessa forma, a sazonalização da garantia física para 2013 não ocorreu antecipadamente como estabelece o Procedimento de Mercado da CCEE criando condições para a sazonalização ex post da garantia física para janeiro e fevereiro de 2013.

No âmbito do MRE, a Usina de Itaipu tem sua sazonalização flat uma vez que a sua garantia física é igual às quotas de energia. Uma sazonalização flat é a distribuição uniforme da garantia física ao longo dos 12 meses do ano, portanto, não revestida de volatilidade.

As Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) do PROINFA são sazonalizadas pela Eletrobras conforme informações dos empreendedores enviadas em setembro do ano anterior.

Nesse contexto, agentes de mercado estimaram as suas garantias físicas sazonalizadas mês a mês para o ano de 2013, no período de 7 a 15 de fevereiro de 2013, quando já era passado o mês de janeiro e metade do mês de fevereiro, quando já conhecido o valor do PLD, permitindo a determinados agentes sobrestimar sua garantia física sazonalizada para esses meses.

A liquidação do mercado de curto prazo de janeiro e fevereiro de 2013 foi impugnada administrativamente pela Eletrobras junto à ANEEL, que acatou conforme Despacho ANEEL 627/2013, por se entender que foi prejudicial à ITAIPU e ao PROINFA, uma vez que pelas características flat de suas sazonalizações, estes agentes institucionais tenderão a sofrer maior exposição no Mercado de Curto Prazo. Referida liquidação monta a R\$ 567.900, sendo R\$ 514.900 relativas à Itaipu e R\$ 53.000 ao Proinfa.

Notas Explicativas

A retomada da liquidação financeira na CEEE, portanto, encontra-se na dependência do resultado da Audiência Pública 018/2013 – aberta pela Aneel no período de 13 a 22 de março.

Cabe ressaltar que dadas as características institucionais da comercialização de energia da Itaipu e do Proinfa, pela Eletrobras, eventuais recursos da Eletrobras que venham a ser utilizados para cobrir saldos negativos da operação, serão ressarcidos de forma remunerados com recursos da própria conta, com base em taxa de juros equivalente àquela que seria obtida com aplicação dos mesmos, em igual período de utilização.

José da Costa Carvalho Neto
Presidente

Armando Casado de Araújo
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

Valter Luiz Cardeal de Souza
Diretor de Geração

Miguel Colasuonno
Diretor de Administração

Marcos Aurélio Madureira da Silva
Diretor de Distribuição

José Antônio Muniz Lopes
Diretor de Transmissão

João Vicente Amato Torres
Contador
CRC-RJ-057.991/O-S-DF

Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes**Outras Informações Relevantes:****1 – Posição acionária por espécie e classe dos acionistas detentores de mais de 5 % das ações do capital social da Companhia.****▪ Eletrobras:**

Acionistas 31/12/2012	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total	
União Federal (3) *	591.968.382	54,46%			2.252	0,00%	591.970.634	43,77%
BNDESPAR *	141.757.951	13,04%			18.691.102	7,04%	160.449.053	11,86%
BNDES (1)	76.338.832	7,02%			18.262.671	6,88%	94.601.503	6,99%
Fundo Nacional de Desenvolvimento - FND * (2)	45.621.589	4,20%					45.621.589	3,37%
CEF	8.701.564	0,80%					8.701.564	0,64%
Fundo Garantidor de Habitação – FHAB *	1.000.000	0,09%					1.000.000	0,07%
Fundo Garantidor para Investimentos – FGI *					8.750.000	3,30%	8.750.000	0,65%
Fundo de Garantia de Operações – FGO *					468.600	0,18%	468.600	0,03%
CAE	525	0,00%					525	0,00%
Diretores	1	0,00%					1	0,00%
JP Morgan Chase Bank **	67.910.925	6,25%			25.986.141	9,79%	93.897.066	6,94%
Victor Adler			50.600	34,44%			50.600	0,00%
Outros	153.750.528	14,14%	96.320	65,56%	193.276.117	72,81%	347.122.965	25,68%
Total	1.087.050.297	100,00%	146.920	100,00%	265.436.883	100,00%	1.352.634.100	100,00%

* Fundos no qual o Governo Federal participa.

** Banco depositário dos ADRs de emissão da Eletrobras.

*** Fundos sediados no exterior os quais não se têm abertura de participantes.

(1) Das 82.307.232 ações ON, 80.513.664 pertencem ao BNDES e 1.793.568 pertencem ao Fundo de Participação Social (FPS) do qual o Banco é gestor.

(2) O acionista FND foi extinto, conforme MP 507/10, de 30/12/10. Após o processo de inventário, serão transferidas 30.058.641 ações ON ao acionista União Federal.

(3) União incorporou 1.420 ações PNB provenientes da Rede Ferroviária Federal, conforme ofício nº 016/INV/RFFSA/2001 enviado pelo Ministério dos Transportes.

* Transferência de 39.000.000 (trinta e nove milhões) de ações ordinárias, do BNDESPAR para a União Federal. (MP 600/12)

Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes**▪ BNDESPAR**

O BNDES possui 100% do capital social do BNDESPAR.

O BNDES é uma empresa pública federal vinculada ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior.

2 – Quantidade e característica dos Valores Mobiliários de emissão da Companhia detidos pelos grupos acionista Controlador, Administradores e Membros do Conselho Fiscal, conforme o artigo 4.2, item III do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da Bovespa.**2.1 – Acionista Controlador e Administradores (Eletrobras):**

Acionistas Em 31/12/2012	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Controlador	865.388.318	79,61%	0	0,00%	46.174.625	17,40%	911.562.943	67,40%
Conselho de Administração	525	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	525	0,00%
Diretores	1	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	0,00%
Conselho Fiscal	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Total	865.388.844	79,61%	0	0,00%	46.174.625	17,40%	911.563.469	67,40%

2.2 - Ações em Circulação (Free Float):

Acionistas Em 31/12/2012	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Outros*	221.661.453	20,39%	146.920	100,00%	219.262.258	82,60%	441.070.631	32,60%

* Já deduzidas as 526 ações ON em poder dos Administradores (Diretores e Membros do Conselho de Administração).

2.3 - Total Geral:

Acionistas Em 31/12/2012	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Total Geral	1.087.050.297	100,00 %	146.920	100,00 %	265.436.883	100,00 %	1.352.634.100	100,00 %

Outras Informações que a Companhia Entenda Relevantes

3 – Evolução da participação dos Valores Mobiliários de emissão da Companhia detidos pelos grupos acionista Controlador, Administradores e Membros do Conselho Fiscal, conforme o artigo 4.2, item IV do Regulamento de Práticas Diferenciadas de Governança Corporativa Nível 1 da Bovespa.

3.1 – Acionista Controlador e Administradores (Eletrobras):

Acionistas Em 31/12/2011	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Controlador (União Federal)	865.388.318	79,60%	0	0,00%	46.174.625	17,40%	911.562.943	67,39%
Conselho de Administração	525	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	525	0,00%
Diretores	1	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	1	0,00%
Conselho Fiscal	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%	0	0,00%
Total	865.388.844	79,60%	0	0,00%	46.174.625	17,40%	911.563.469	67,40%

3.2 - Ações em Circulação (Free Float):

Acionistas Em 31/12/2011	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Outros***	221.661.453	20,40%	146.920	100,00%	219.262.258	82,60%	441.070.631	32,60%

*** Já deduzidas as 526 ações em poder dos Administradores (Diretores e Membros do Conselho de Administração).

3.3 - Total Geral:

Acionistas Em 31/12/2011	Ordinárias (unidades)		Pref. "A" (unidades)		Pref. "B" (unidades)		Total (unidades)	
Total Geral	1.087.050.297	100,00%	146.920	100,00%	265.436.883	100,00%	1.352.634.100	100,00%

Data base: 31/12/2011

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente - Com Ressalva

Relatório dos auditores independentes

Aos Administradores e Acionistas
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras

Examinamos as demonstrações financeiras individuais da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras (a "Companhia" ou "Controladora") que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Examinamos também as demonstrações financeiras consolidadas da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e suas controladas ("Consolidado") que compreendem o balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2012 e as respectivas demonstrações consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações financeiras individuais de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e dessas demonstrações financeiras consolidadas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelo auditor e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e das divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou por erro.

Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui também a avaliação da adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Base para opinião com ressalva

A Companhia tem investimentos na Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica - CEEE-GT e na Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica - CEEE-D, coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial, cujo saldo em 31 de dezembro de 2012 é de R\$ 738.009 mil e R\$ 343.875 mil, respectivamente, e os prejuízos produzidos pela participação da Companhia nos prejuízos das coligadas no exercício é de R\$ 28.551 mil e R\$ 93.060 mil, respectivamente. Não obtivemos evidência de auditoria apropriada e suficiente em relação ao saldo desses investimentos em 31 de dezembro de 2012 e aos prejuízos produzidos no exercício findo nessa data, em virtude de não termos tido acesso às informações financeiras e aos auditores independentes da CEEE-GT e CEEE-D. Consequentemente, não foi praticável determinar se algum ajuste seria necessário nas demonstrações financeiras da Companhia, caso tivéssemos obtido evidência de auditoria.

Opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras em 31 de dezembro de 2012, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e suas controladas em 31 de dezembro de 2012, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfase - Aplicação do método de equivalência patrimonial

Conforme descrito na Nota 3, as demonstrações financeiras individuais foram elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. No caso da Companhia, essas práticas diferem das IFRS, aplicáveis às demonstrações financeiras separadas, somente no que se refere à avaliação dos investimentos em controladas, coligadas e controladas em conjunto pelo método de equivalência patrimonial, uma vez que para fins de IFRS seria custo ou valor justo. Nossa opinião não está ressalvada em função desse assunto..

Ênfase - Impactos da Lei nº 12.783/2013

Em 11 de setembro de 2012, conforme descrito na Nota 2.1, o Governo Federal emitiu a Medida Provisória nº 579, que trata das prorrogações de concessões de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica, e sobre a redução dos encargos setoriais. Tal Medida Provisória foi convertida, em 11 de janeiro de 2013, na Lei nº 12.783/2013 e passou a ser regulamentada pelo Decreto nº 7.891/2013 de 23 de janeiro de 2013. As novas tarifas e o valor da indenização dos ativos vinculados às concessões foram divulgados pela Portaria do Ministério de Minas e Energia nº 579 e a Portaria Interministerial do Ministério de Minas e Energia e do Ministério da Fazenda nº 580, publicadas em edição extraordinária do Diário Oficial da União do dia 1º de novembro de 2012.

A Companhia aceitou as condições de renovação antecipada das concessões previstas na Medida Provisória 579 (Lei nº 12.783/13), assinando em 4 de dezembro de 2012 os contratos de prorrogação das concessões afetadas, passando todos os bens vinculados ao respectivo contrato para a União, sob a administração da Companhia.

No que se refere às concessionárias que optaram pela prorrogação das concessões de transmissão de energia elétrica, alcançadas pelo § 5º do art. 17 da Lei nº 9.074, de 1995, a Lei nº 12.783/2013 em seu artigo 15, § 2º, autoriza o poder concedente a pagar, na forma de regulamento, o valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pelas concessionárias e reconhecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. As concessionárias deverão submeter à ANEEL as informações para o cálculo dos ativos não depreciados. O prazo para envio destas informações será disposto pelo poder concedente.

Adicionalmente, para os empreendimentos de geração, exceto os respectivos projetos básicos, o Decreto nº 7.850/2012 em seu artigo 2º estipula que, até 31 de dezembro de 2013, devem ser submetidas à ANEEL as informações complementares para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou depreciados.

Em 31 de dezembro de 2012, os valores dos ativos de transmissão e geração abrangidos nessa situação correspondem a R\$ 8.857.107 mil e R\$ 1.483.540 mil, respectivamente, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4, podendo sofrer alterações até a homologação final dos mesmos.

Os valores dos ativos de geração térmica que apresentam concessão a vencer entre 2015 e 2017 e que estão abrangidos pela referida legislação correspondem a R\$ 1.684.047 mil, em 31 de dezembro de 2012, e foram determinados pela administração a partir de suas melhores estimativas e interpretação da legislação acima, conforme descrito na Nota 4. Para esses ativos não foi divulgado pelo poder concedente o valor de indenização, podendo sofrer alterações até a determinação dos mesmos.

Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Ênfase - Continuidade operacional de empresas controladas e coligadas

Chamamos a atenção para a Nota 15, que descreve que as empresas controladas do segmento de distribuição têm apurado prejuízos repetitivos em suas operações e apresentaram excesso de passivos sobre ativos circulantes no encerramento do exercício no montante de R\$ 2.148.211 mil e passivo a descoberto de R\$ 1.501.887 mil.

Em 31 de dezembro de 2012, a investida Madeira Energia S.A., na qual a Companhia participa com 39%, apresentava excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.166.329 mil.

Conforme descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA apresentou excesso de passivos sobre ativos circulantes no montante de R\$ 1.686.894 mil em 30 de junho de 2012, últimas informações disponíveis. A CELPA ajuizou pedido de recuperação judicial e em 1º de setembro de 2012 obteve aprovação em assembleia geral de credores. A Companhia provisionou o investimento e avaliou os empréstimos a receber com base no cronograma previsto no plano de recuperação judicial da investida.

Conforme também descrito na Nota 15, a empresa coligada Centrais Elétricas Matogressenses S.A. - CEMAT apresentou excesso de passivos sobre os ativos circulantes no montante de R\$ 438.922 mil e pertence ao Grupo Econômico Rede Energia, o qual estava com dificuldades de liquidar seus compromissos e de alongar o perfil de seu endividamento, sendo decretada intervenção pelo órgão regulador em 30 de agosto de 2012. A Companhia avaliou os ativos referentes aos empréstimos a receber e investimentos na referida empresa com base nos critérios e premissas descritos nas Notas 9 e 15.

A continuidade operacional das empresas controladas de distribuição e da investida Madeira Energia S.A. depende da manutenção do suporte financeiro por parte da Companhia. Já a realização dos ativos de empréstimos a receber da CELPA e CEMAT depende do sucesso do plano de recuperação judicial e do resultado da intervenção, bem como dos novos termos de negociação com os credores. Nossa opinião não está ressalvada em função desses assuntos.

Outros assuntos

Informação suplementar - demonstrações do valor adicionado

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado (DVA), individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, exceto pelos possíveis efeitos do assunto descrito no parágrafo "Base para opinião com ressalva", estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 27 de março de 2013

PricewaterhouseCoopers
Auditores Independentes
CRC 2SP000160/O-5 "F" DF

Guilherme Naves Valle
Contador CRC 1MG070614/O-5 "S" DF

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente

Parecer das Demonstrações Financeiras
31.12.2012

O Conselho Fiscal das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás, no âmbito de suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório da Administração e procedeu ao exame das Demonstrações contábeis referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2012, compostas do Balanço Patrimonial, da Demonstração do Resultado do Exercício, das Mutações do Patrimônio Líquido, dos Fluxos de Caixa e do Valor Adicionado e das Notas Explicativas às Demonstrações contábeis e seus anexos, acompanhadas do Parecer dos Auditores Independentes, bem como se inteirou da proposta relativa à destinação do resultado do exercício.

Considerando o trabalho de acompanhamento da empresa desenvolvido pelo Conselho Fiscal ao longo do exercício, com base na análise da documentação apresentada, nas informações prestadas pelo Departamento de Contabilidade – DFC e no Parecer da PricewaterhouseCoopers Auditores Independentes, que declara que as Demonstrações Contábeis representam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, as posições patrimonial e financeira das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobras em 31 de dezembro de 2012, o Conselho Fiscal da Eletrobras entende que as referidas Demonstrações Financeiras estão em condições de serem submetidas à deliberação da Assembleia Geral Ordinária de Acionistas da Empresa, salientando as ressalvas apontadas no Parecer da referida auditoria.

É de parecer, ainda, que a proposta da Administração da Eletrobras, relativamente à destinação do resultado do exercício de 2012, está amparada pelas disposições legais e societárias vigentes.

Brasília, 27 de março de 2013.

DANILO DE JESUS VIEIRA FURTADO - Presidente do Conselho

JARBAS RAIMUNDO DE ALDANO MATOS - Conselheiro

CHARLES CARVALHO GUEDES - Conselheiro

MANUEL JEREMIAS LEITE CALDAS – Conselheiro

FERNANDO PESSOA LOPES - Conselheiro

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM Nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, tendo sido tomada a resolução no sentido de sua aprovação, sob o número 212/2013, em reunião do colegiado realizada, em 27 de março de 2013.

Brasília, 27 de março de 2013.

Diretoria Executiva Colegiada

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Valter Luiz Cardeal de Souza - Diretor de Geração

Marcos Aurélio Madureira da Silva - Diretor de Distribuição

Miguel Colasuonno - Diretor de Administração

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

Declaramos, em atendimento à Instrução CVM nº 480, de 7 de dezembro de 2009, que revisamos, discutimos e concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes da Companhia – PricewaterhouseCoopers, emitido sobre as Demonstrações Financeiras da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, em reunião realizada em 26 de março de 2013.

Brasília, 27 de março de 2013.

Diretoria Executiva Colegiada

José da Costa Carvalho Neto - Presidente

Armando Casado de Araujo - Diretor Financeiro e de Relações com Investidores

José Antonio Muniz Lopes - Diretor de Transmissão

Valter Luiz Cardeal de Souza - Diretor de Geração

Marcos Aurélio Madureira da Silva - Diretor de Distribuição

Miguel Colasuonno - Diretor de Administração