

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
-----------------------	---

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	2
---------------------------	---

Balanço Patrimonial Passivo	3
-----------------------------	---

Demonstração do Resultado	5
---------------------------	---

Demonstração do Fluxo de Caixa	6
--------------------------------	---

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2011 à 31/03/2011	8
--------------------------------	---

DMPL - 01/01/2010 à 31/03/2010	9
--------------------------------	---

Demonstração do Valor Adicionado	10
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	11
--------------------------	----

Notas Explicativas	27
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	97
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2011
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	48.067.937
Preferenciais	29.787.362
Total	77.855.299
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2011	Exercício Anterior 31/12/2010
1	Ativo Total	3.117.020	3.075.933
1.01	Ativo Circulante	696.280	671.802
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	33.885	52.771
1.01.02	Aplicações Financeiras	57.825	51.499
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	57.825	51.499
1.01.02.01.03	Titulos e Valores mobiliários	57.825	51.499
1.01.03	Contas a Receber	541.825	516.583
1.01.03.01	Clientes	384.055	384.059
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionários	471.802	471.806
1.01.03.01.02	Provisão para Crédito de Liquidação duvidosa	-87.747	-87.747
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	157.770	132.524
1.01.03.02.01	Consumidores baixa Renda	36.306	40.008
1.01.03.02.02	Serviços m Curso	24.105	18.841
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	19.582	17.568
1.01.03.02.04	Créditos Luz Para Todos	13.837	13.837
1.01.03.02.05	Outros Créditos	63.940	42.270
1.01.04	Estoques	5.740	4.597
1.01.06	Tributos a Recuperar	53.778	43.167
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	53.778	43.167
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	53.778	43.167
1.01.07	Despesas Antecipadas	3.227	3.185
1.02	Ativo Não Circulante	2.420.740	2.404.131
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	453.477	458.851
1.02.01.03	Contas a Receber	27.157	27.915
1.02.01.03.01	Clientes	29.208	29.966
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-2.051	-2.051
1.02.01.06	Tributos Diferidos	75.034	73.585
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	75.034	73.585
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.423
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	349.862	355.928
1.02.01.09.03	Depósitos Vinculados a Litígio	39.819	37.571
1.02.01.09.04	Caução e Depósitos	29.150	28.462
1.02.01.09.05	Benefício Fiscal - ágio incorporado	102.163	105.032
1.02.01.09.06	Ativo Indenizável (concessão)	113.545	110.875
1.02.01.09.07	Ativos Relacionados ao Plano de benefícios definidos	17.334	11.889
1.02.01.09.08	Tributos a Compensar	47.571	61.819
1.02.01.09.09	Outros Créditos	280	280
1.02.03	Imobilizado	34.460	35.686
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	34.460	35.686
1.02.04	Intangível	1.932.803	1.909.594
1.02.04.01	Intangíveis	1.932.803	1.909.594
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.932.803	1.909.594

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2011	Exercício Anterior 31/12/2010
2	Passivo Total	3.117.020	3.075.933
2.01	Passivo Circulante	953.790	1.003.241
2.01.02	Fornecedores	206.286	246.720
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	206.286	246.720
2.01.03	Obrigações Fiscais	126.282	126.969
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	39.647	40.407
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	3.978	4.098
2.01.03.01.02	Pis/Cofins	14.962	15.214
2.01.03.01.03	Refis Federal	17.010	17.010
2.01.03.01.04	CSLL	196	236
2.01.03.01.05	Outras Contribuições	3.501	3.849
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	83.366	82.304
2.01.03.02.01	ICMS	83.366	82.304
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	3.269	4.258
2.01.03.03.01	ISS	3.269	4.258
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	264.156	261.468
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	163.905	162.137
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	136.154	135.447
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	27.751	26.690
2.01.04.02	Debêntures	100.251	99.331
2.01.04.02.01	Debêntures	89.171	88.903
2.01.04.02.02	Encargos de dividas	11.080	10.428
2.01.05	Outras Obrigações	318.134	333.580
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	92.454	104.793
2.01.05.01.01	Débitos com Coligadas	92.454	104.793
2.01.05.02	Outros	225.680	228.787
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	92.842	92.842
2.01.05.02.04	Folha de Pagamento	9.651	14.829
2.01.05.02.05	Taxas regulamentares	34.910	34.954
2.01.05.02.06	Participações dos Empregados nos Lucros	3.502	8.190
2.01.05.02.07	Contribuições de Iluminação Pública Arrecadada	8.435	8.372
2.01.05.02.08	Progamas de Pesq. Desenv e Eficiência Energ	48.789	48.906
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	10.393	10.752
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	17.158	9.942
2.01.06	Provisões	38.932	34.504
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	15.246	12.232
2.01.06.01.05	Provisões para Riscos Tributários, Cíveis e Trab	15.246	12.232
2.01.06.02	Outras Provisões	23.686	22.272
2.01.06.02.04	Obrigações Estimadas	11.234	9.820
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	12.452	12.452
2.02	Passivo Não Circulante	701.899	715.878
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	560.676	581.441
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	393.132	417.370
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	363.296	387.968
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	29.836	29.402
2.02.01.02	Debêntures	167.544	164.071

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2011	Exercício Anterior 31/12/2010
2.02.01.02.01	Debêntures	167.544	164.071
2.02.02	Outras Obrigações	61.796	58.502
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	1.212	2.710
2.02.02.01.01	Débitos com Coligadas	1.212	2.710
2.02.02.02	Outros	60.584	55.792
2.02.02.02.03	Fornecedores	4.114	4.114
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	5.710	6.182
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	27.449	26.885
2.02.02.02.06	Programas de Pesq. Desenv. e Eficiência Energ	10.344	5.566
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	12.967	13.045
2.02.03	Tributos Diferidos	31.833	26.908
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	31.833	26.908
2.02.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	31.833	26.908
2.02.04	Provisões	47.594	49.027
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	47.594	49.027
2.02.04.01.05	Provisões Para Riscos Tributários, Cíveis e Trab	47.594	49.027
2.03	Patrimônio Líquido	1.461.331	1.356.814
2.03.01	Capital Social Realizado	442.946	442.946
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	358.671
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	221.188	221.188
2.03.02.07	Remuneração de Bens e direitos constituídos com capital	31.160	31.160
2.03.02.08	Incentivo Fiscal - Adene	106.323	106.323
2.03.04	Reservas de Lucros	555.197	555.197
2.03.04.01	Reserva Legal	48.844	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	230.833	230.833
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	240.804	240.804
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	34.716	34.715
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	104.517	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 31/03/2011	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 31/03/2010
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	634.443	638.463
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-478.961	-459.793
3.03	Resultado Bruto	155.482	178.670
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-15.692	-20.318
3.04.01	Despesas com Vendas	-1.247	-1.565
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-8.896	-9.615
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-5.549	-9.138
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	139.790	158.352
3.06	Resultado Financeiro	-12.655	-16.951
3.06.01	Receitas Financeiras	16.922	13.487
3.06.02	Despesas Financeiras	-29.577	-30.438
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	127.135	141.401
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-22.618	-25.757
3.08.01	Corrente	-19.143	-27.318
3.08.02	Diferido	-3.475	1.561
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	104.517	115.644
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	104.517	115.644
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,00217	0,00241
3.99.01.02	PNA	0,00370	0,00442
3.99.01.03	PNB	0,00217	0,07145
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,00217	0,00241
3.99.02.02	PNA	0,00370	0,00442
3.99.02.03	PNB	0,00217	0,07145

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 31/03/2011	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 31/03/2010
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	73.342	120.688
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	168.969	179.338
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	104.517	115.644
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - clientes	0	159
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	-11	0
6.01.01.04	Amortização e depreciação	33.015	29.090
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	24.302	21.322
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço e de ativo financeiro	2.706	102
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	3.476	1.561
6.01.01.08	Provisões (reversão) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	538	3.469
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	2.869	3.135
6.01.01.10	Resultado atuarial	-2.907	0
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	464	0
6.01.01.12	Outros	0	4.856
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-63.401	-40.456
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	762	-19.180
6.01.02.02	Consumidores de baixa renda	3.702	-333
6.01.02.03	Serviços em curso	-5.264	-1.648
6.01.02.04	Tributos a compensar	3.637	-2.311
6.01.02.05	Estoques	-1.606	-523
6.01.02.06	Despesas pagas antecipadamente	-43	-281
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-2.702	-485
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-694	-7.583
6.01.02.09	Outros ativos	-20.925	-2.032
6.01.02.10	Fornecedores	-43.051	-3.162
6.01.02.11	Folha de pagamento	-10.673	-2.708
6.01.02.12	Tributos a pagar	15.056	11.557
6.01.02.13	Taxas regulamentares	-44	3.024
6.01.02.14	Partes relacionadas	-11.220	-21.156
6.01.02.15	Obrigações com benefícios pós-emprego	-2.538	0
6.01.02.16	Programas de pesquisa, desenvolvimento e de eficiência energética	3.868	0
6.01.02.17	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-281	2.095
6.01.02.18	Outros passivos	8.615	4.270
6.01.03	Outros	-32.226	-18.194
6.01.03.01	Pagamento imposto de renda e contribuição social	-16.215	0
6.01.03.02	Pagamentos de juros de empréstimos	-10.350	-17.387
6.01.03.03	Pagamentos de juros de debêntures	-5.217	0
6.01.03.04	Pagamentos de juros dívida com plano de pensão	-444	-807
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-66.780	-96.375
6.02.01	Aplicações no intangível	-60.454	-50.156
6.02.02	Aplicações no imobilizado	0	-1.256
6.02.03	Aplicações financeiras	-6.326	-44.963
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-25.448	24.491

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício	Acumulado do Exercício Anterior
		01/01/2011 à 31/03/2011	01/01/2010 à 31/03/2010
6.03.01	Captação de empréstimos e financiamentos	9.628	52.508
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-35.076	-28.017
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-18.886	48.804
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	52.771	49.074
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	33.885	97.878

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2011 à 31/03/2011**(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	442.946	358.671	555.197	0	0	1.356.814
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	555.197	0	0	1.356.814
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	104.517	0	104.517
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	104.517	0	104.517
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	21.006	-21.006	0	0
5.06.06	Incentivo Fiscal - ADENE	0	0	21.006	-21.006	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	576.203	83.511	0	1.461.331

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2010 à 31/03/2010**(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	442.946	358.677	237.074	-55.191	0	983.506
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	147.727	0	0	147.727
5.02.01	Proposta de Distribuição de Dividendos	0	0	147.727	0	0	147.727
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.677	384.801	-55.191	0	1.131.233
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	115.644	0	115.644
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	115.644	0	115.644
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	22.471	-22.471	0	0
5.06.06	Incentivo Fiscal - ADENE	0	0	22.471	-22.471	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.677	407.272	37.982	0	1.246.877

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2011 à 31/03/2011	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2010 à 31/03/2010
7.01	Receitas	903.587	889.713
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	839.139	817.402
7.01.02	Outras Receitas	7.516	11.339
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	56.921	61.131
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	11	-159
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-421.956	-421.715
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-364.046	-350.155
7.02.04	Outros	-57.910	-71.560
7.02.04.01	Custo de construção	-56.921	-61.131
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-989	-10.429
7.03	Valor Adicionado Bruto	481.631	467.998
7.04	Retenções	-33.015	-29.091
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-33.015	-29.091
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	448.616	438.907
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	20.214	13.487
7.06.02	Receitas Financeiras	20.214	13.487
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	468.830	452.394
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	468.830	452.394
7.08.01	Pessoal	30.927	30.868
7.08.01.01	Remuneração Direta	19.476	19.410
7.08.01.02	Benefícios	4.988	4.297
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.846	1.510
7.08.01.04	Outros	4.617	5.651
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	1.382	1.128
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	1.480	2.390
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	1.755	2.133
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	296.383	272.887
7.08.02.01	Federais	122.870	111.033
7.08.02.02	Estaduais	170.583	161.518
7.08.02.03	Municipais	2.930	336
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	37.003	32.995
7.08.03.01	Juros	23.756	24.896
7.08.03.02	Aluguéis	4.136	2.557
7.08.03.03	Outras	9.111	5.542
7.08.03.03.01	Custo de Transação	1.794	832
7.08.03.03.02	Atualização Financeira de Provisão para Riscos Tributários, Cíveis e Trabalhistas	1.817	554
7.08.03.03.03	Correção Prog. Efic. Energética e P&D	793	601
7.08.03.03.04	IOF e IOC	912	40
7.08.03.03.05	Outras Despesas Financeiras	3.795	3.515
7.08.05	Outros	104.517	115.644
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	21.006	22.471
7.08.05.02	Retenção de Lucros	83.511	93.173

Comentário do Desempenho

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 1T11, com um total de 3.125.655 consumidores, o que representa um crescimento de 4,3% em relação ao mesmo período do ano anterior.

A Receita Operacional Bruta registrada no 1T11 foi de R\$ 896 milhões, um incremento de 2,0% em relação ao 1T10, que alcançou o montante de R\$ 879 milhões.

O cenário climatológico no estado do Ceará durante o 1T11 foi particularmente desfavorável para a Companhia, em três aspectos relevantes: (i) o volume de chuvas registrado no 1T11, de 620,6 mm, foi 31,3% superior à média estatística para o mesmo período, de 472,5 mm; (ii) o número de descargas elétricas registrado até abril de 2011 foi de aproximadamente de 60 mil raios em todo o estado do Ceará, percentual 252,9% superior ao registrado no mesmo período de 2010, aproximadamente 17 mil raios, e também superior a todo o ano de 2010, de aproximadamente 45 mil e (iii) a temperatura média registrada no 1T11 em Fortaleza foi de 26,2°C, percentual -2,7% inferior ao registrado no mesmo período de 2010, de 26,9°C. Os fatores acima mencionados impactaram negativamente o crescimento do consumo e o consumo per capita na área de concessão da Coelce, bem como os indicadores de qualidade.

O volume de energia vendida e transportada pela Coelce atingiu o montante de 2.126 GWh* no 1T11, mantendo-se praticamente estável (-0,1%) em relação ao volume registrado no 1T10.

Os indicadores de qualidade do fornecimento DEC e FEC encerraram o 1T11 em 9,71 horas* e 6,83 vezes*, representando incrementos de 31,8% e 22,0%, respectivamente, em relação ao 1T10. Apesar do incremento, a Coelce mantém indicadores de qualidade entre os melhores do país.

O EBITDA, no 1T11, alcançou o montante de R\$ 173 milhões*, um decréscimo de 7,8% em relação ao 1T10. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 1T11 em 27,2%*, percentual inferior em 2,12 p.p. comparado ao 1T10.

No 1T11, o Lucro Líquido totalizou R\$ 105 milhões, -9,6% inferior ao 1T10, refletindo uma Margem Líquida de 16,5%.

Os indicadores de produtividade MWh/colaborador e MWh/cliente atingiram, no 1T11, os valores de 1.690* e 0,69*, representando evolução de 0,4% e redução de 4,2%, respectivamente, em relação ao 1T10.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2011, foi deliberada a distribuição de R\$ 332.644.000,00 em dividendos, o que representa um *payout ratio* de 91% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de R\$ 4,2726 por ação. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 31 de março de 2011, de R\$ 33,60, esta deliberação representa um *dividend yield* de 12,7%, cujo pagamento será efetuado até 31 de dezembro de 2011.

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.126	2.128	-0,1%	2.289	-7,1%
Receita Bruta (R\$ mil)	896.062	878.789	2,0%	1.109.580	-19,2%
Receita Líquida (R\$ mil)	634.443	638.463	-0,6%	832.354	-23,8%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	172.805	187.443	-7,8%	203.995	-15,3%
Margem EBITDA (%)*	27,24%	29,36%	-2,12 p.p	24,51%	2,73 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	139.790	158.352	-11,7%	141.508	-1,2%
Margem EBIT (%)*	22,03%	24,80%	-2,77 p.p	17,00%	5,03 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	104.516	115.644	-9,6%	83.679	24,9%
Margem Líquida (%)	16,47%	18,11%	-1,64 p.p	10,05%	6,42 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	82.116	51.051	60,9%	176.401	-53,4%
DEC (12 meses)*	9,71	7,37	31,8%	7,54	28,8%
FEC (12 meses)*	6,83	5,60	22,0%	5,61	21,7%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,12%	100,28%	-1,16 p.p	100,00%	-0,88 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,17%	11,63%	0,54 p.p	12,12%	0,05 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.125.655	2.997.025	4,3%	3.094.600	1,0%
Nº de Colaboradores (Próprios)	1.258	1.264	-0,5%	1.308	-3,8%
MWh/Colaborador*	1.690	1.684	0,4%	1.749	-3,4%
MWh/Consumidor*	0,68	0,71	-4,2%	0,74	-8,1%
Consumidor/Colaborador*	2.485	2.371	4,8%	2.366	5,0%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

(2) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações e (3) EBIT: Resultado do Serviço

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

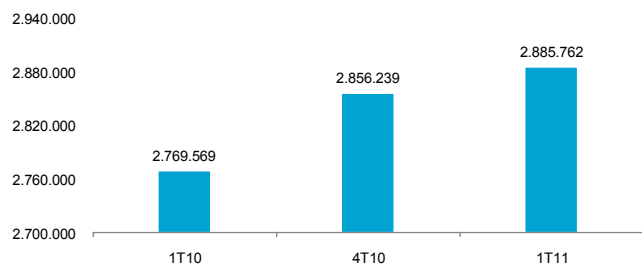
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.885.732	2.769.550	4,2%	2.856.218	1,0%
Residencial - Convencional	715.474	578.413	23,7%	621.432	15,1%
Residencial - Baixa Renda	1.650.776	1.664.220	-0,8%	1.704.680	-3,2%
Industrial	5.807	5.846	-0,7%	5.814	-0,1%
Comercial	160.529	155.548	3,2%	159.487	0,7%
Rural	313.078	327.508	-4,4%	325.140	-3,7%
Setor Público	40.068	38.015	5,4%	39.665	1,0%
Clientes Livres	28	17	64,7%	19	47,4%
Industrial	22	13	69,2%	14	57,1%
Comercial	6	4	50,0%	5	20,0%
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	2.885.762	2.769.569	4,2%	2.856.239	1,0%
Consumo Próprio	223	223	-	221	0,9%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	239.670	227.233	5,5%	238.140	0,6%
Total - Número de Consumidores	3.125.655	2.997.025	4,3%	3.094.600	1,0%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

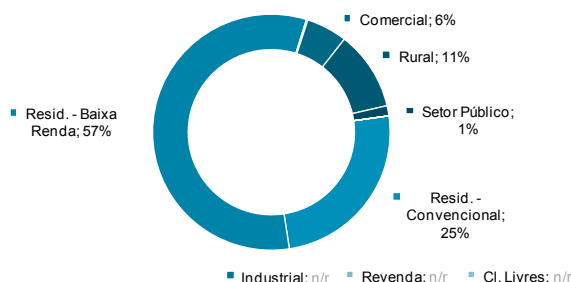
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 1T10 - 1T11



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final 1T11



A Coelce encerrou o 1T11 com 3.125.655 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,3% superior ao número de consumidores registrado ao final do 1T10. Esse crescimento representa um acréscimo de 128.630 novos consumidores* à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente), com mais 123.617 novos consumidores*.

Essa evolução representa, em essência, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, reflexo dos investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia, em especial pelos investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 307 milhões* nos últimos 12 meses.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 1T11 com 2.885.762 consumidores*, um incremento de 4,2% em relação ao 1T10. Os consumidores efetivos representam o total dos consumidores excluindo-se as unidades de consumo próprio e os consumidores ativos sem fornecimento.

A Companhia fechou o 1T11 com 28 clientes livres*, um acréscimo de 11 novos clientes*, que representa um incremento de 64,7% em relação ao número registrado no fechamento do 1T10.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Mercado Cativo	1.898	1.947	-2,5%	2.114	-10,2%
Clientes Livres	228	181	26,0%	175	30,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.126	2.128	-0,1%	2.289	-7,1%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

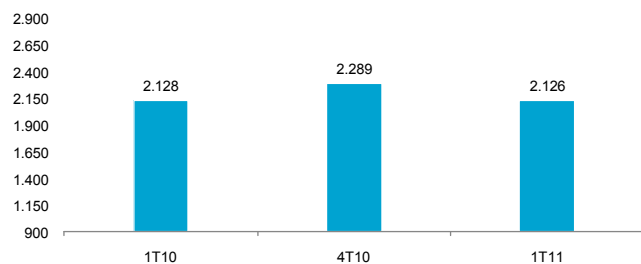
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 1T11 foi de 2.126 GWh*, permanecendo praticamente estável (-2 GWh; -0,1%) em relação ao 1T10, cujo volume foi de 2.128 GWh*. Esta variação é o efeito líquido de (i) uma retração observada no mercado cativo da Companhia de 2,5% (-49 GWh) no 1T11 em relação ao 1T10 (1.898 GWh* versus 1.947 GWh*), compensada, quase em sua totalidade, por (ii) um maior volume de energia transportado para os clientes livres, cujo montante, no 1T11, foi de 228 GWh*, 26,0% superior ao registrado no 1T10 (+47 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

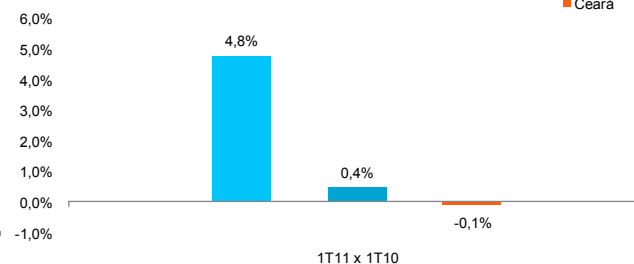
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 1T10 - 1T11



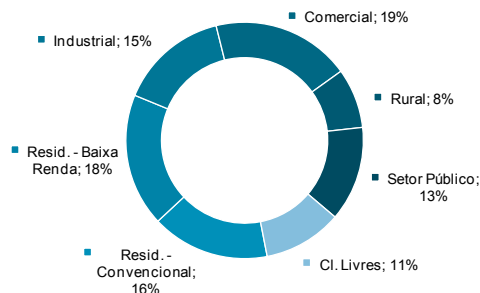
Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)*

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



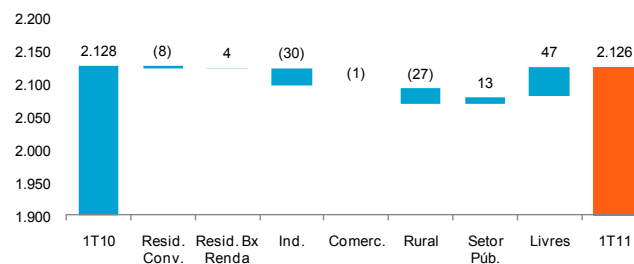
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume em 1T11



Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (%)

Evolução 1T10 - 1T11



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Residencial - Convencional	342	350	-2,3%	341	0,3%
Residencial - Baixa Renda	387	383	1,0%	410	-5,6%
Industrial	317	347	-8,6%	383	-17,2%
Comercial	402	403	-0,2%	428	-6,1%
Rural	174	201	-13,4%	256	-32,0%
Setor Público	276	263	4,9%	296	-6,8%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	1.898	1.947	-2,5%	2.114	-10,2%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

O mercado cativo da Companhia apresentou uma retração de 2,5% no 1T11 quando comparado ao 1T10. Todas as classes apresentaram retração no consumo, com exceção da classe Residencial – Baixa Renda e da classe Setor Público. Os principais fatores que ocasionaram a redução do consumo foram (i) a redução da venda de energia per capita no mercado cativo, de 6,4% que foi compensada, parcialmente, pelo (ii) crescimento vegetativo do mercado cativo, de 4,2%, que adicionou mais 116.182 novos consumidores efetivos* à base comercial cativa da Companhia.

VENDA DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Residencial - Normal	478	605	-21,0%	549	-12,9%
Residencial - Baixa Renda	234	230	1,7%	241	-2,9%
Industrial	54.589	59.357	-8,0%	65.875	-17,1%
Comercial	2.504	2.591	-3,4%	2.684	-6,7%
Rural	556	614	-9,4%	787	-29,4%
Setor público	6.888	6.918	-0,4%	7.462	-7,7%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	658	703	-6,4%	740	-11,1%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

A venda de energia per capita no mercado cativo foi de 658* KWh/consumidor, representando um decréscimo de 6,4% em relação à observada no 1T10. Isso reflete, basicamente, uma atividade industrial e comercial menos aquecida** na área de concessão da Companhia (-4,0%* e -1,8%*, respectivamente), associada à redução da temperatura média no período. Em Fortaleza, a temperatura média no 1T11 foi de 26,2°C*, percentual 2,7% inferior ao registrado no 1T10, de 26,93°C*. Além dos fatores acima mencionados, a venda de energia per capita para a classe Rural, dado o expressivo aumento das chuvas (+31,3% no 1T11 em relação à média estatística), apresentou redução de 9,4%, pela menor necessidade do acionamento de equipamentos e sistemas de irrigação.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte: Índice de produção física industrial e de volume de vendas no comércio varejista (Números índices) nos últimos 12 meses - IBGE

Comentário do Desempenho

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Industrial	218	173	26,0%	166	31,3%
Comercial	10	8	25,0%	9	11,1%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	228	181	26,0%	175	30,3%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 1T11 foi de 228 GWh*, o que representa um incremento de 26,0% em relação ao 1T10, tendo em vista, basicamente, o crescimento do número de clientes livres de 17*, no 1T10, para 28*, no 1T11 (mais 11 novos clientes, um incremento de 64,7%), crescimento que foi compensado, parcialmente, pela redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 23,5%.

TRANSPORTE DE ENERGIA PER CAPITA PARA OS CLIENTES LIVRES (KWH/CONS.)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Industrial	9.909	13.308	-25,5%	11.857	-16,4%
Comercial	1.667	2.000	-16,7%	1.800	-7,4%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	8.143	10.647	-23,5%	9.211	-11,6%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 23,5%* no 1T11 em relação ao 1T10 foi fruto, principalmente, da redução da atividade industrial e comercial** registrada na área de concessão (-4,0 e 1,8%*, respectivamente), bem como pelos 11 novos clientes livres terem um padrão de consumo inferior em 53% em relação aos clientes que já se encontram na base comercial no 1T10.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Demanda máxima de energia (MW)	1.451	1.509	-3,8%	1.560	-7,0%
Energia requerida (GWh)	2.375	2.427	-2,1%	2.635	-9,9%
Energia distribuída (GWh)	2.103	2.151	-2,2%	2.305	-8,8%
Residencial - Convencional	368	367	0,3%	359	2,5%
Residencial - Baixa Renda	370	373	-0,8%	402	-8,0%
Industrial	313	350	-10,6%	383	-18,3%
Comercial	398	406	-2,0%	431	-7,7%
Rural	154	197	-21,8%	256	-39,8%
Setor Público	279	270	3,3%	293	-4,8%
Clientes Livres	215	182	18,1%	173	24,3%
Revenda	3	3	-	5	-40,0%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-
Perdas na Transmissão - Rede Básica (GWh)	55	56	-1,8%	51	7,8%
Perdas na Transmissão - Rede Básica (%)	2,55%	2,51%	0,04 p.p	2,08%	0,47 p.p
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	272	276	-1,4%	330	-17,6%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,45%	11,37%	0,08 p.p	12,52%	-1,07 p.p

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 1T11 foi de 2.375 GWh*, um percentual 2,1% inferior ao registrado no 1T10 (2.427 GWh*). Essa redução está em linha com o decréscimo da energia efetivamente distribuída pelo sistema, de -2,2% (2.103 GWh* versus 2.151 GWh*), tendo em vista a estabilidade (+0,08 p.p.) nas perdas totais de energia nos períodos, que alcançou o patamar de 11,45%*, no 1T11, contra 11,37%* no 1T10.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte: Índice de produção física industrial e de volume de vendas no comércio varejista (Números índices) nos últimos 12 meses - IBGE

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

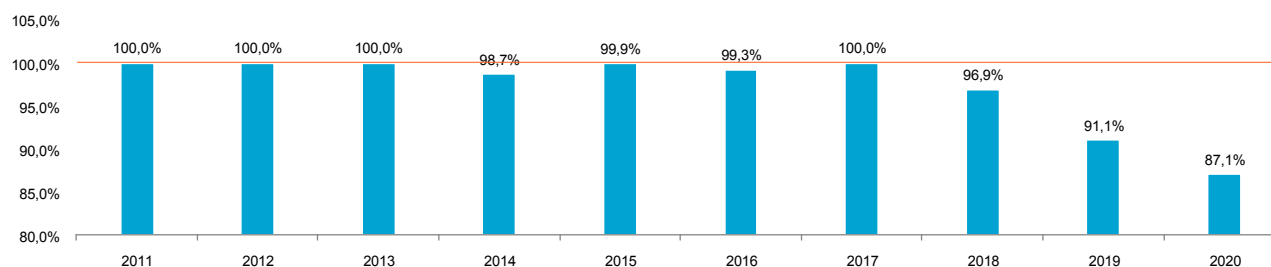
	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	663	663	-	678	-2,2%
Centrais Elétricas - FURNAS	366	365	0,3%	425	-13,9%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	280	270	3,7%	315	-11,1%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	160	158	1,3%	184	-13,0%
Eletronorte	114	114	-	133	-14,3%
COPEL	101	101	-	117	-13,7%
CEMIG	86	86	-	100	-14,0%
PROINFA	45	44	2,3%	64	-29,7%
Outros	553	406	36,2%	444	24,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.368	2.207	7,3%	2.460	-3,7%
Liquidação na CCEE	(159)	84	-289,3%	39	-
Total - Compra de Energia	2.209	2.291	-3,6%	2.499	-11,6%
Energia Distribuída					
Wobben	3	7	-57,1%	9	-66,7%
Energyworks	-	-	-	-	-
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.212	2.298	-3,7%	2.508	-11,8%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

Os contratos de compra de energia no 1T11, incluindo a liquidação na CCEE e os contratos de energia distribuída, totalizaram 2.212 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema. Esse montante representa um decréscimo de 3,7% (-86 GWh) em relação ao 1T10, que foi de 2.298 GWh*, ocasionado pela retração do mercado cativo da companhia e, como consequência, menor volume de venda de energia.

Nível de Contratação (%)

Posição Final no 1T11



A demanda da Coelce encontra-se totalmente contratada para os próximos três anos (100%) e, para os próximos nove anos, acima de 91%, garantindo à Companhia uma posição confortável em relação ao atendimento à demanda por energia do seu mercado cativo.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)

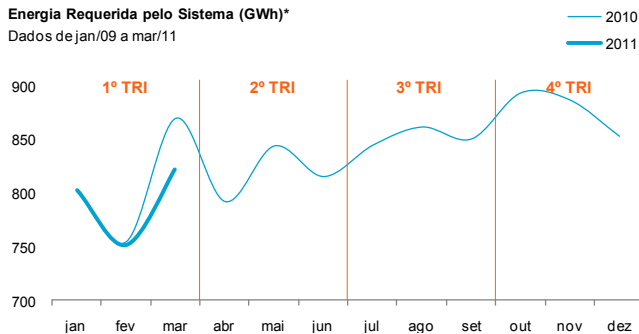
	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Totais - Inputs	2.212	2.298	-3,7%	2.508	-11,8%
Compra de Energia	2.212	2.298	-3,7%	2.508	-11,8%
Contratos	2.371	2.214	7,1%	2.469	-4,0%
CGTF	663	663	-	678	-2,2%
FURNAS	366	365	0,3%	425	-13,9%
CHESF	280	270	3,7%	315	-11,1%
CESP	160	158	1,3%	184	-13,0%
Eletronorte	114	114	-	133	-14,3%
COPEL	101	101	-	117	-13,7%
CEMIG	86	86	-	100	-14,0%
PROINFA	45	44	2,3%	64	-29,7%
Wobben	3	7	-57,1%	9	-66,7%
Energyworks	-	-	-	-	-
Outros	553	406	36,2%	444	24,5%
Liquidação CCEE	(159)	84	-289,3%	39	-
Totais - Outputs	2.212	2.298	-3,7%	2.508	-11,8%
Perdas na Transmissão - Rede Básica	55	56	-1,8%	51	7,8%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.157	2.242	-3,8%	2.457	-12,2%
Residencial - Convencional	368	367	0,3%	359	2,5%
Residencial - Baixa Renda	370	373	-0,8%	402	-8,0%
Industrial	313	350	-10,6%	383	-18,3%
Comercial	398	406	-2,0%	431	-7,7%
Rural	154	197	-21,8%	256	-39,8%
Setor Público	279	270	3,3%	293	-4,8%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	272	276	-1,4%	330	-17,6%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/09 a mar/11



Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	9,71	7,37	31,8%	7,54	28,8%
FEC 12 meses (vezes)	6,83	5,60	22,0%	5,61	21,7%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,17%	11,63%	0,54 p.p	12,12%	0,05 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,12%	100,28%	-1,16 p.p	100,00%	-0,88 p.p
MWh/Colaborador	1.690,00	1.684,00	0,4%	1.749,00	-3,4%
MWh/Consumidor	0,68	0,71	-4,2%	0,74	-8,1%

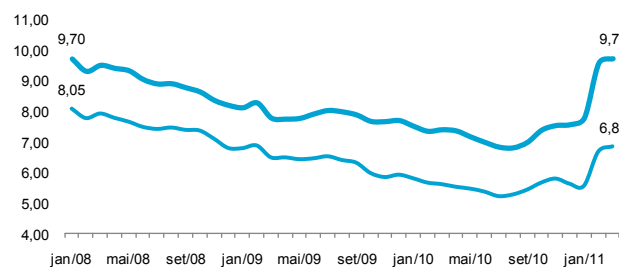
(1) Variação entre 1T11 e 4T10

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

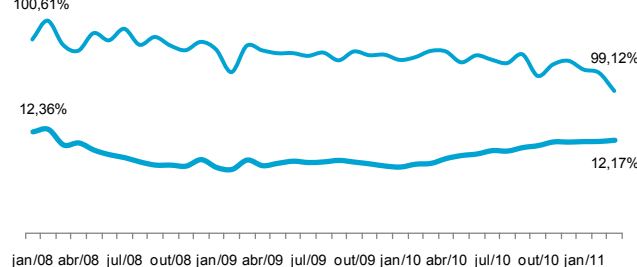
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de jan/08 a mar/11



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*

Dados de jan/08 a mar/11



Os indicadores DEC e FEC medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Coelce. Eles refletem:

DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a duração média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em horas por período (no caso, horas nos últimos 12 meses).

FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora): a frequência média em que os consumidores da Companhia tiveram o seu fornecimento de energia interrompido. Medido em vezes por período (no caso, vezes nos últimos 12 meses).

A Coelce encerrou o 1T11 com DEC de 9,71 horas*, índice 31,8% superior ao registrado no 1T10, de 7,37 horas*. O FEC alcançou o patamar de 6,83 vezes*, o que representa um incremento de 22,0% em relação ao 1T10, que fechou em 5,60 vezes*.

O cenário climatológico no estado do Ceará durante o 1T11 foi particularmente desfavorável para a Companhia, e impactaram negativamente os indicadores de qualidade da Coelce pelas seguintes razões: (i) o volume de chuvas registrado no 1T11, de 620,6 mm, foi 31,3% superior à média estatística para o mesmo período, de 472,5 mm e (ii) o número de descargas elétricas registrado até abril de 2011 foi de aproximadamente de 60 mil raios em todo o estado do Ceará, percentual 252,9% superior ao registrado no mesmo período de 2010, aproximadamente 17 mil raios e também a todo o ano de 2010, de aproximadamente 45 mil.

Mesmo com o incremento dos indicadores de qualidade, a Coelce, que investiu R\$ 62 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, mantém seus indicadores de qualidade entre os melhores do Brasil.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 12,17%* no 1T11, um incremento de 0,54 p.p. em relação às perdas registradas no 1T10, de 11,63%*. Nos últimos 12 meses, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 28 milhões*.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 1T11 em 99,12%*, percentual ligeiramente inferior (1,16 p.p.) em relação ao encerramento do 1T10, de 100,28%*.

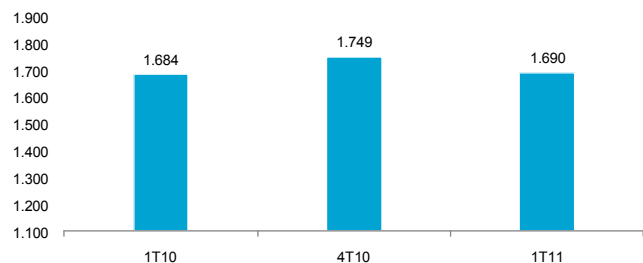
Produtividade

Os indicadores MWh/colaborador e MWh/consumidor refletem a produtividade da Companhia, em termos de geração de valor pela força de trabalho (colaboradores) e geração de valor por cliente.

A Coelce encerrou o 1T11 com o indicador de MWh/colaborador de 1.690*, índice 0,4% melhor que o do 1T10, de 1.684*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 0,68*, o que representa uma queda de 4,2% em relação ao 1T10, que fechou em 0,71*.

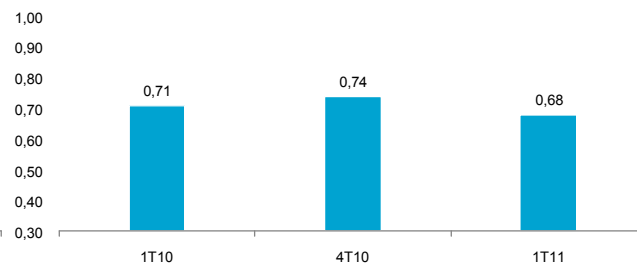
Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*

Evolução 1T10, 4T10 e 1T11



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*

Evolução 1T10, 4T10 e 1T11



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL) E MARGENS (%)

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	896.062	878.789	2,0%	1.109.580	-19,2%
Deduções à Receita Operacional	(261.619)	(240.326)	8,9%	(277.226)	-5,6%
Receita Operacional Líquida	634.443	638.463	-0,6%	832.354	-23,8%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(494.653)	(480.111)	3,0%	(690.846)	-28,4%
EBITDA (2)*	172.805	187.443	-7,8%	203.995	-15,3%
Margem EBITDA*	27,24%	29,36%	-2,12 p.p	24,51%	2,73 p.p
EBIT (3)*	139.790	158.352	-11,7%	141.508	-1,2%
Margem EBIT*	22,03%	24,80%	-2,77 p.p	17,00%	5,03 p.p
Resultado Financeiro	(12.655)	(16.951)	-25,3%	(33.259)	-62,0%
IR/CSLL/Outros	(22.619)	(25.757)	-12,2%	(24.570)	-7,9%
Lucro Líquido	104.516	115.644	-9,6%	83.679	24,9%
Margem Líquida	16,47%	18,11%	-1,64 p.p	10,05%	6,42 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,34	1,49	-10,1%	1,07	25,2%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

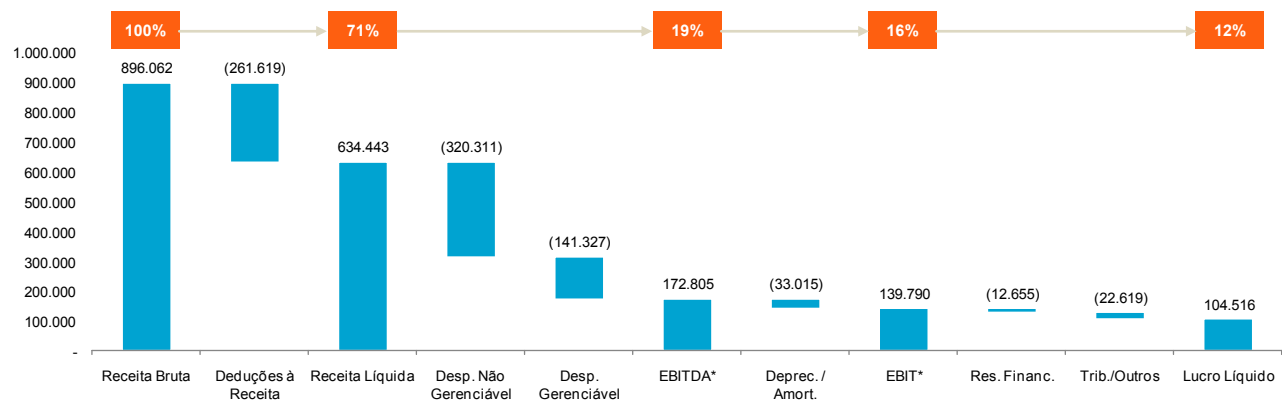
(2) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações

(3) EBIT: Resultado do Serviço

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 1T11



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	742.889	727.526	2,1%	844.347	-12,0%
Subsídio Baixa Renda	54.770	58.259	-6,0%	59.596	-8,1%
Suprimento de Energia Elétrica	3.046	3.459	-11,9%	830	267,0%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	29.343	17.085	71,7%	20.827	40,9%
Receita Operacional IFRIC-12	56.921	61.131	-6,9%	173.674	-67,2%
Outras Receitas	9.093	11.329	-19,7%	10.306	-11,8%
Total - Receita Operacional Bruta	896.062	878.789	2,0%	1.109.580	-19,2%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 1T11, R\$ 896 milhões, um incremento de 2,0% em relação ao 1T10, de R\$ 879 milhões (+R\$ 17 milhões). Esse crescimento é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Evolução de 2,1% (R\$ 743 milhões versus R\$ 728 milhões) no fornecimento de energia (+R\$ 15 milhões):
A evolução observada é o reflexo do reajuste tarifário positivo de 2010, no percentual de 8,95%, vigente a partir de 22 de abril de 2010, compensado, parcialmente, pela redução no volume de energia vendida no âmbito do mercado cativo em -2,6%.
- Redução de 6,0% (R\$ 55 milhões versus R\$ 58 milhões) no subsídio do programa Baixa Renda (-R\$ 3 milhões):
Refere-se à parcela da conta de energia subsidiada pelo Governo Federal, referente ao programa de Tarifa Social Baixa Renda. A redução observada é o reflexo do descasamento do fluxo de recebimento no comparativo entre trimestres, bem como pelos novos critérios adotados pela ANEEL para a concessão do benefício, mais detalhados e baseados não apenas no consumo, mas em índices de renda e adesão à demais programas sociais do governo federal.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Estes efeitos foram compensados, parcialmente, pelo aumento no volume de energia vendida no âmbito do mercado cativo para esta classe de consumo, de 1,0%, associado, também, ao reajuste tarifário positivo de 2010, vigente a partir de 22 de abril de 2010.

- Evolução de 71,1% (R\$ 29 milhões versus R\$ 17 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (+R\$ 12 milhões):
O incremento se deve à evolução do volume de energia transportada para os clientes livres dentro da área de concessão da Companhia, de 26,5%, associado ao reajuste tarifário positivo de 2010, vigente a partir de 22 de abril de 2010.
- Redução de 6,9% (R\$ 57 milhões versus 61 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (-4 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta no 1T11 foi de R\$ 57 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R\$ 4 milhões quando comparado com o 1T10 (R\$ 61 milhões).
- Redução de 19,7% (R\$ 9 milhões versus R\$ 11 milhões) em outras receitas (-R\$ 3 milhões):
Reflete principalmente o decréscimo das vendas de novos produtos e serviços – novos negócios – oferecidos pela Companhia, tendo em vista a suspensão dos serviços do portfólio do Coelce Plus pela ANEEL, a partir de setembro de 2009 e a consequente migração dos mesmos para a nova empresa de soluções não reguladas da Endesa Brasil, Prátil, inaugurada comercialmente em junho de 2010.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
ICMS	(170.542)	(161.505)	5,6%	(179.400)	-4,9%
COFINS	(36.569)	(35.895)	1,9%	(40.446)	-9,6%
PIS	(7.939)	(7.573)	4,8%	(8.637)	-8,1%
ISS	(317)	(222)	42,8%	(986)	-67,8%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(9.452)	(8.600)	9,9%	(9.249)	2,2%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(24.358)	(17.140)	42,1%	(24.359)	-0,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(4.946)	(4.275)	15,7%	(4.275)	15,7%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(5.693)	(5.116)	11,3%	(6.293)	-9,5%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial	(1.803)	-	-	(3.581)	-49,7%
Total - Deduções da Receita	(261.619)	(240.326)	8,9%	(277.226)	-5,6%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

As deduções da receita aumentaram 8,9% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 262 milhões no 1T11, contra -R\$ 240 milhões no 1T10 (-R\$ 22 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Acréscimo de 5,0% (-R\$ 215 milhões versus -R\$ 205 milhões) nos tributos – ICMS/COFINS/PIS/ISS (-R\$ 10 milhões):
Este acréscimo é oriundo do aumento da base de cálculo para apuração destes tributos, composta pelo fornecimento de energia, suprimento de energia elétrica e receita pela disponibilidade da rede elétrica.
- Acréscimo de 42,1% (-R\$ 24 milhões versus -R\$ 17 milhões) na conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC (-R\$ 7 milhões):
Os custos com CCC foram incrementados no reajuste tarifário de 2010 no montante de 98%, válido a partir de 22 de abril de 2010. Os valores são estabelecidos pelo órgão regulador.

Comentário do Desempenho

Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS DO SERVIÇO E DESPESAS OPERACIONAIS (R\$ MIL)

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(280.188)	(265.169)	5,7%	(313.737)	-10,7%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.101)	(1.003)	9,8%	(1.101)	-
PROINFA	(8.652)	(8.788)	-1,5%	(8.877)	-2,5%
Encargo do Uso do Sistema de Transmissão	(30.370)	(28.768)	5,6%	(41.071)	-26,1%
Total - Não gerenciáveis	(320.311)	(303.728)	5,5%	(364.786)	-12,2%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(26.074)	(27.521)	-5,3%	(28.452)	-8,4%
Material e Serviços de Terceiros	(47.855)	(46.333)	3,3%	(61.885)	-22,7%
Depreciação e Amortização	(33.015)	(29.091)	13,5%	(62.487)	-47,2%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	11	(159)	-106,9%	(1.357)	-100,8%
Baixa - Ativo Regulatório	(1)	(3)	-66,7%	-	-
Provisões para Contingências	(505)	(3.470)	-85,4%	824	-161,3%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(56.921)	(61.131)	-6,9%	(173.674)	-67,2%
Outras Despesas Operacionais	(9.982)	(8.675)	15,1%	971	-
Total - Gerenciáveis	(174.342)	(176.383)	-1,2%	(326.060)	-46,5%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(494.653)	(480.111)	3,0%	(690.846)	-28,4%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

Os custos e despesas operacionais no 1T11 alcançaram -R\$ 495 milhões, um incremento de 3,0% em relação ao 1T10, de -R\$ 480 milhões (-R\$ 15 milhões). Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 5,5% (-R\$ 320 milhões versus -R\$ 304 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 16 milhões), principalmente, por:

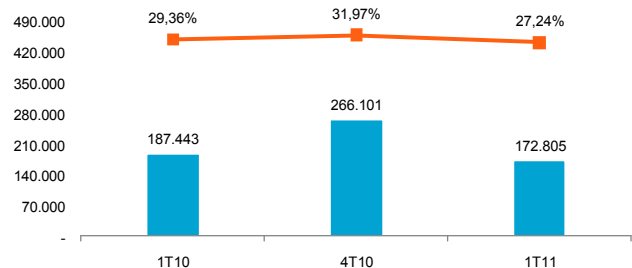
- Incremento de 5,7% (-R\$ 280 milhões versus -R\$ 265 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 15 milhões):
O incremento observado reflete o aumento do volume de energia comprada para revenda, no percentual de 7,3%, parcialmente compensado por uma redução no preço médio de compra de energia de 1,2%.

Redução de 1,2% (-R\$ 174 milhões versus -R\$ 176 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (+R\$ 2 milhões), principalmente, por:

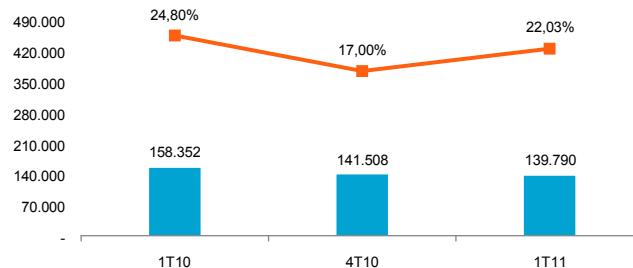
- Redução de 6,9% (-R\$ 57 milhões versus -R\$ 61 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (+4 milhões):
A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na despesa operacional no 1T11 foi de -R\$ 57 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), uma redução de R\$ 4 milhões quando comparado com o 1T10 (-R\$ 61 milhões).

EBITDA*

EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 1T10, 4T10 e 1T11



EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 1T10, 4T10 e 1T11

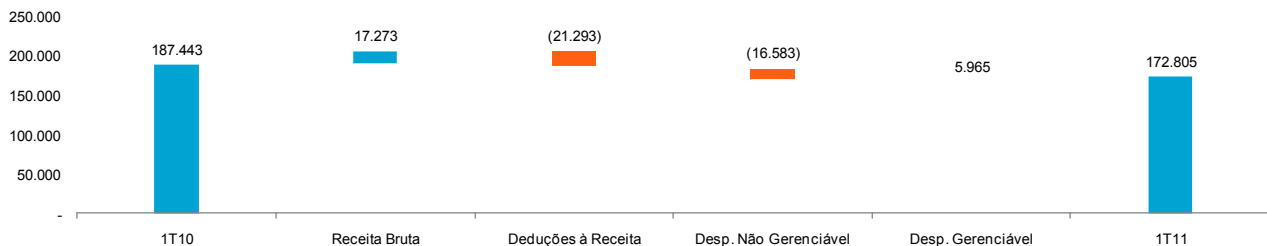


* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*

Evolução 1T10 - 1T11



Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce no 1T11, atingiu o montante de R\$ 173 milhões*, o que representa um decréscimo de 7,8% em relação ao 1T10, cujo montante foi de R\$ 187 milhões* (-R\$ 14 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 1T11 foi de 27,2%*, o que representa uma redução de 2,12 p.p. em relação ao 1T10, de 29,4%*.

O EBITDA Ajustado, conforme calculado pela Companhia, é igual ao lucro (prejuízo) líquido antes do IR e CSLL, das despesas financeiras líquidas e das despesas de depreciação e amortização, resultados não operacionais e participações. O EBITDA Ajustado não é uma medida de desempenho financeiro segundo as "Práticas Contábeis Adotadas no Brasil", tampouco deve ser considerado isoladamente, ou, como uma alternativa ao lucro líquido, como medida de desempenho operacional, ou alternativa aos fluxos de caixa operacionais, ou como medida de liquidez. Outras empresas podem calcular o EBITDA Ajustado de maneira diversa da Companhia. Em razão de não serem consideradas, para o seu cálculo, as despesas e receitas com juros (financeiras), o IR e CSLL, a depreciação e amortização, os resultados não operacionais e as participações, o EBITDA Ajustado funciona como um indicador de desempenho econômico geral. Consequentemente, o EBITDA Ajustado funciona como uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional, bem como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA Ajustado permite uma melhor compreensão não só sobre o desempenho financeiro, como também sobre a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e de obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro. O EBITDA Ajustado, no entanto, apresenta limitações que prejudicam a sua utilização como medida de lucratividade, em razão de não considerar determinados custos decorrentes dos negócios, que poderiam afetar, de maneira significativa, os lucros, tais como despesas financeiras, tributos, depreciação, despesas de capital e outros encargos relacionados.

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	3.592	2.491	44,2%	6.929	-48,2%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	9.327	8.546	9,1%	9.384	-0,6%
Outras	4.003	2.450	63,4%	2.346	70,6%
Total - Receitas Financeiras	16.922	13.487	25,5%	18.853	-10,2%
Despesas financeiras					
Encargo de Dívidas	(17.803)	(19.095)	-6,8%	(15.686)	13,5%
Variações Monetárias	(5.954)	(5.801)	2,6%	(7.355)	-19,0%
Outras	(5.820)	(5.542)	5,0%	(28.877)	-79,8%
Total - Despesas Financeiras	(29.577)	(30.438)	-2,8%	(52.112)	-43,2%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(12.655)	(16.951)	-25,3%	(33.259)	-62,0%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

O resultado financeiro da Coelce, no 1T11, ficou em -R\$ 13 milhões, um incremento de 25,3% em relação ao ano anterior, de -R\$ 17 milhões (+R\$ 4 milhões). Este incremento é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 31,4% (R\$ 17 milhões versus R\$ 13 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 4 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 44,2% (R\$ 4 milhões versus 2 milhões) na renda de aplicações financeiras (+R\$ 2 milhões): Esta evolução está associada ao aumento no saldo médio de caixa disponibilizado para aplicações financeiras no 1T11 em relação ao 1T10.
- Incremento de 117,4% (R\$ 4 milhões versus 2 milhões) em outras receitas financeiras (+R\$ 2 milhões): Esta evolução está associada, basicamente, à receita de ajuste ao valor justo do ativo indenizável (R\$ 2 milhões) e à correção de depósitos judiciais (R\$ milhões).

Redução das despesas financeiras (-R\$ 29,6 milhões versus -R\$ 30,4 milhões), principalmente, por:

- Redução de 6,8% (-R\$ 18 milhões versus -R\$ 19 milhões) em encargos de dívidas (+R\$ 1 milhão): A redução acima está associada basicamente à redução do saldo médio de dívida, bem como do custo médio de dívida do 1T11 em relação ao 1T10.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

TRIBUTOS (IR/CSLL) E OUTROS (R\$ MIL)

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
CSLL	(10.752)	(12.121)	-11,3%	(4.381)	145,4%
IR	(30.004)	(33.256)	-9,8%	(26.570)	12,9%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.869)	(2.851)	0,6%	(12.537)	-77,1%
Incentivo Fiscal - SUDENE	21.006	22.471	-6,5%	18.918	11,0%
Total - IR/CSLL	(22.619)	(25.757)	-12,2%	(24.570)	-7,9%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

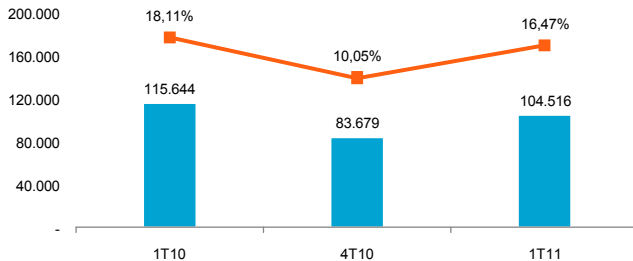
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

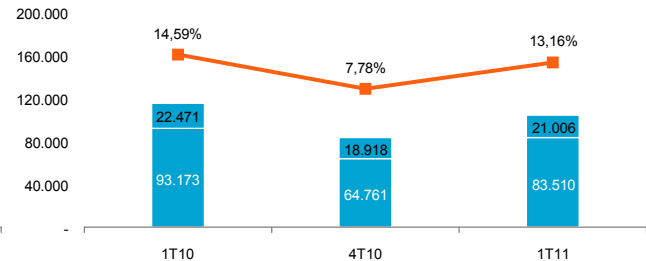
As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 1T11 registraram -R\$ 23 milhões, uma redução de 12,2% em relação ao ano anterior, de -R\$ 26 milhões (+R\$ 3 milhões). Essa redução é o efeito líquido do decréscimo do imposto devido e do benefício fiscal concedido pela SUDENE, tendo em vista a redução da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido

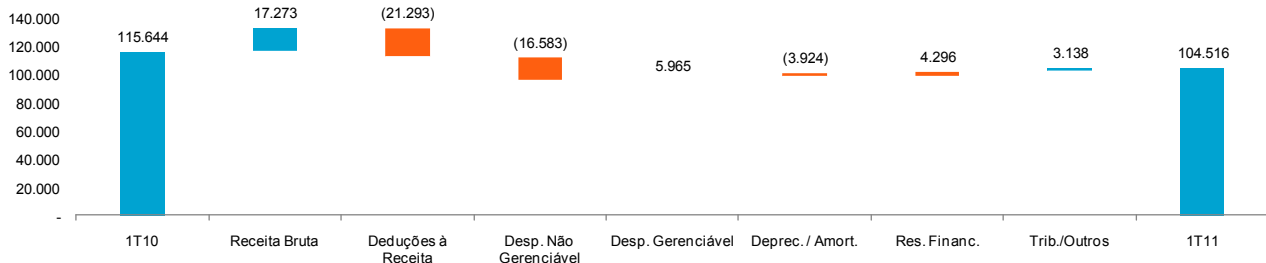
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 1T10, 4T10 e 1T11



Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 1T10, 4T10 e 1T11



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)
Evolução 1T10 - 1T11



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 1T11 um lucro líquido de R\$ 105 milhões, valor 9,6% inferior ao registrado no 1T10, que foi de R\$ 116 milhões (-R\$ 11 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 1T11 alcançou 16,5%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	867.627	970.065	-10,6%	885.366	-2,0%
(-) Custos de Transação (R\$ mil)	4.143	6.948	-40,4%	4.817	-14,0%
(-) Dívida Previdenciária - Balancete (R\$ mil)	38.652	46.453	-16,8%	37.640	2,7%
(-) Disponibilidades - Caixa e Equivalentes (R\$ mil)	91.710	149.114	-38,5%	104.270	-12,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	733.122	767.550	-4,5%	738.639	-0,7%
Dívida bruta / EBITDA (2)*	1,09	1,39	-21,6%	1,09	-
EBITDA (2) / Encargos de Dívida (2)*	8,71	8,72	-0,1%	10,69	-18,5%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,37	0,46	-19,6%	0,39	-5,1%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,33	0,40	-17,5%	0,35	-5,7%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

(2) EBITDA e Encargo de Dívida acumulado nos últimos 12 meses

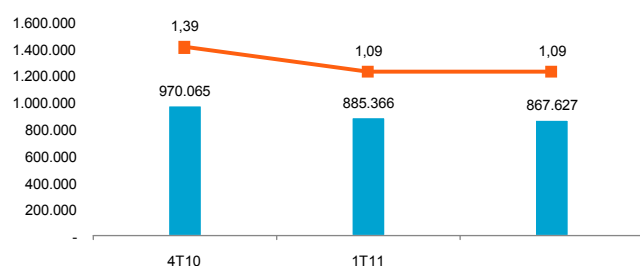
A dívida financeira bruta da Coelce encerrou o 1T11 em R\$ 868 milhões, uma redução de 10,6% em relação ao 1T10, que foi de R\$ 970 milhões (-R\$ 102 milhões). Essa redução está basicamente associada às amortizações ocorridas no período.

A Coelce encerrou o 1T11 com o custo da dívida médio em 9,90% a.a., ou CDI - 0,33% a.a., custo este que reflete a composição do portfólio de empréstimos da Companhia, onde 53% são empréstimos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) ou com a Eletrobras.

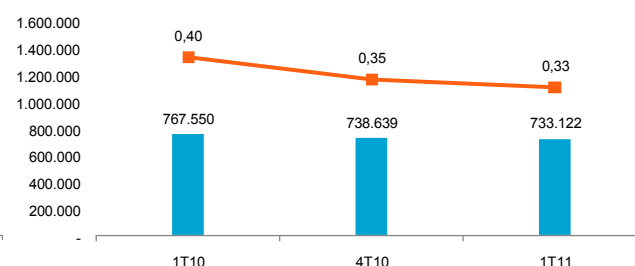
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

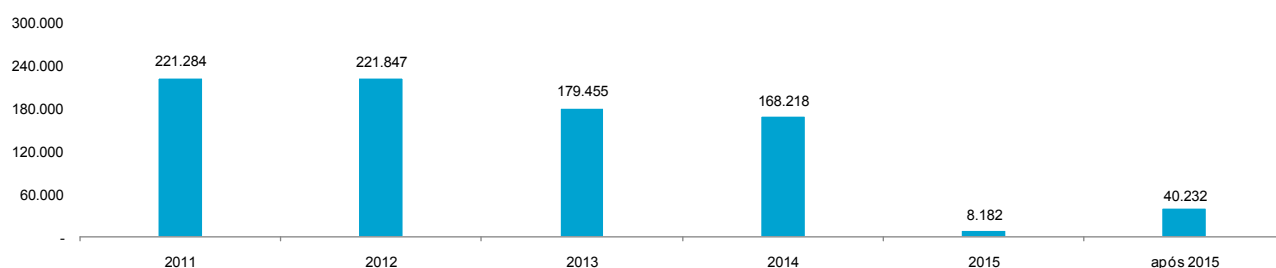
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezes)
Evolução 1T10 - 1T11



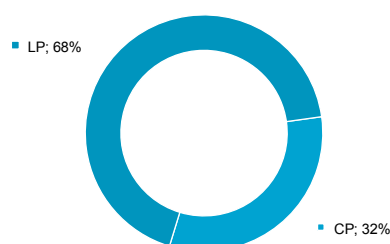
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 1T10 - 1T11



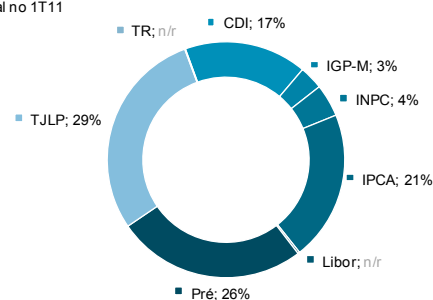
Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final do 1T11



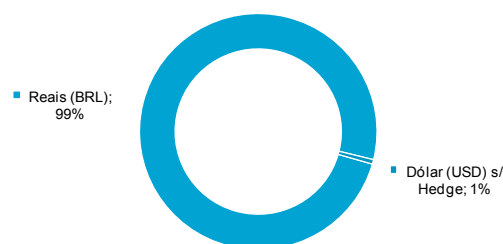
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final no 1T11



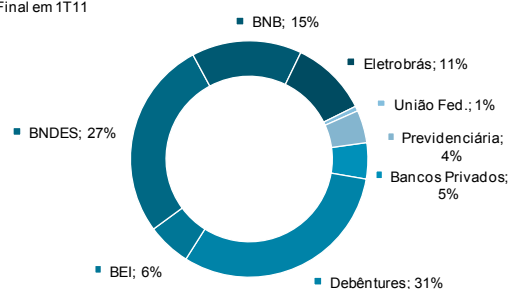
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final no 1T11



Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final no 1T11



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em 1T11



Investimentos

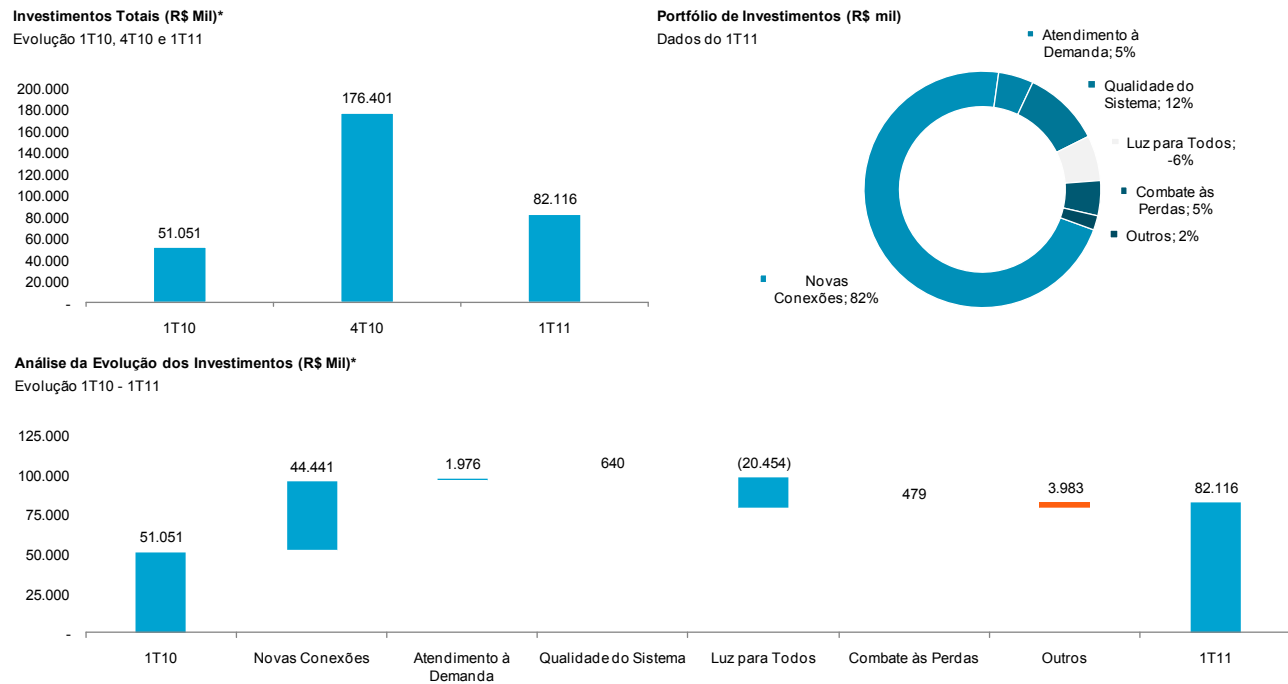
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Investimentos por Demanda	71.641	25.224	184,0%	25.440	181,6%
Novas Conexões	67.146	22.705	195,7%	9.555	-
Atendimento à Demanda	4.495	2.519	78,4%	15.885	-71,7%
Qualidade do Sistema Elétrico	9.942	9.302	6,9%	21.844	-54,5%
Programa Luz para Todos (PLPT)	(5.799)	14.655	-139,6%	89.010	-106,5%
Combate às Perdas	4.493	4.014	11,9%	10.025	-55,2%
Outros	1.839	(2.144)	-185,8%	30.082	-93,9%
Total Investido	82.116	51.051	60,9%	176.401	-53,4%
Aportes / Subsídios	(25.257)	(4.462)	-	1.860	-
Investimento Líquido	56.859	46.589	22,0%	178.261	-68,1%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho



Os investimentos realizados pela Coelce no 1T11 alcançaram R\$ 82 milhões*, um incremento de 60,9% (+R\$ 31 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 51 milhões*. O maior volume, no 1T11, foi direcionado aos investimentos em Novas Conexões, que representou 82,8% (R\$ 67 milhões) de todo o valor investido no período mencionado.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 57 milhões* no 1T11, montante 22,0% superior ao realizado no 1T10 (R\$ 47 milhões).

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*					
	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	33,79	33,50	0,9%	28,30	19,4%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	33,60	30,02	11,9%	28,25	18,9%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	27,00	27,00	-	27,00	-

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

INDICADORES DE MERCADO*					
	1T11	1T10	Var. %	4T10	Var. % (1)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)					
Cotação (R\$/ação)	33,60	30,02	11,9%	28,25	18,9%
Média Diária de Negócios	218	104	109,6%	161	35,4%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	2.124.903	1.680.274	26,5%	1.575.376	34,9%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.615	2.500	4,6%	2.200	18,9%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	3.348	3.267	2,5%	2.938	14,0%
EV/EBITDA (3)	4,21	4,69	-10,2%	3,63	16,0%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	5,68	5,49	3,5%	4,66	21,9%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	8,14%	11,26%	-3,12 p.p	9,68%	-1,54 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,79	2,19	-18,3%	1,62	10,5%

(1) Variação entre 1T11 e 4T10

(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

(3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres

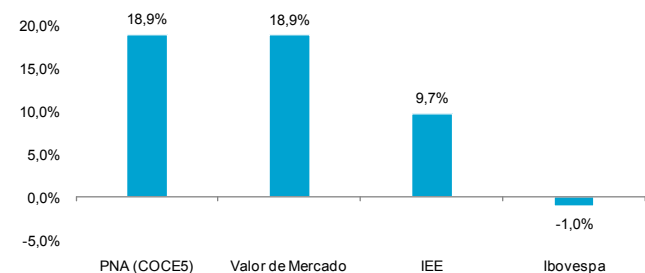
(4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

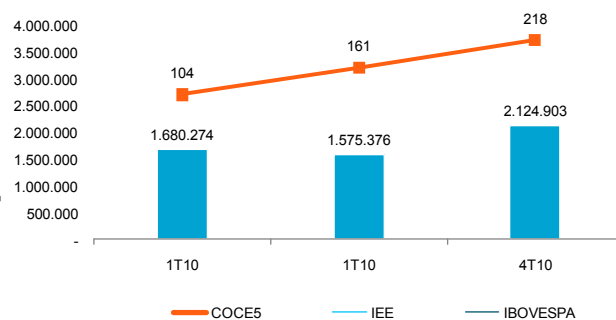
Indicadores de Mercado - Variação (%)*

Dados do 1T11



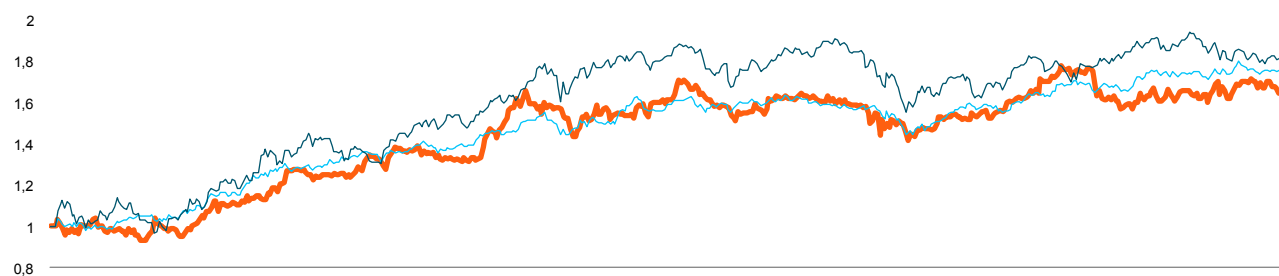
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 1T10, 4T10 e 1T11



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de jan/2009 a mar/2011



41,1% do Capital Social da Coelce estão em livre negociação na BM&FBovespa, e representam seu *free float*, enquanto os demais 58,9% estão nas mãos do grupo controlador.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 1T11 teve uma média de 218 negócios diários (+109,6% vs. 1T10) e um volume financeiro diário médio de R\$ 2,1 milhões (+26,5% vs. 1T10). Os demais papéis, por possuírem baixa liquidez, estão expostos a negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia, o que pode ocasionar movimentos distorcidos no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou valorização de 18,9% no 1T11, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram valorização de 9,7% e desvalorização de 1,0%, respectivamente.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 29 de abril de 2011, foi deliberada a distribuição de R\$ 332.644.000,00 em dividendos, o que representa um *payout ratio* de 91% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de R\$ 4,2726 por ação. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 31 de março de 2011, de R\$ 33,60, este pagamento representa um *dividend yield* de 12,7% e será efetuado até 31 de dezembro de 2011.

Em 2010, as ações preferenciais classe A da Coelce foram selecionadas para integrar, pelo 5º ano consecutivo, o ISE – Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&FBovespa, índice que congrega as empresas listadas com as melhores práticas em sustentabilidade empresarial do país.

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Reajuste Tarifário de 2010

A ANEEL homologou em 16 de abril de 2010, o resultado do reajuste tarifário anual da Coelce, no valor de 8,95%, válido a partir de 22 de abril de 2010. Esse percentual está em linha com o valor pleiteado pela Companhia, no valor de 9,29% e está dividido em: 4,19% referente ao Índice de Reajuste Tarifário (IRT) econômico e 4,76% referente aos componentes financeiros. O reajuste tarifário anual médio percebido pelos clientes foi de 3,32%.

3º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Em abril de 2011 a Companhia passaria por um processo de Revisão Tarifária, ocorrido a cada quatro anos, evento no qual seriam redefinidas as tarifas de fornecimento de energia elétrica que, aplicadas ao mercado, gerariam a nova receita requerida da companhia.

Contudo, desde agosto de 2010, a ANEEL abriu Audiência Pública 040/2010 com o objetivo de obter subsídios e informações para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em função de tais propostas ainda estarem em discussão, a Agência Reguladora propôs, mediante Audiência Pública 005/2011, e aprovou mediante Resolução Normativa nº 433, de 12 de abril de 2011, prorrogação provisória das tarifas para as concessionárias que tiverem revisão tarifária prevista nos contratos de concessão para o ano de 2011, até a publicação dos resultados definitivos dos processos de revisão tarifária.

Após aprovação da prorrogação das tarifas, a ANEEL publicou Resolução Homologatória nº 1.141, de 19 de abril de 2011, prorrogando a vigência das tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Coelce, constantes do Anexo I e II-A da Resolução Homologatória nº 968, de 18 de abril de 2010.

Portanto, as tarifas da Companhia permanecerão prorrogadas provisoriamente, até a publicação dos resultados definitivos das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Notas Explicativas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS PARA O TRIMESTRE FINDO EM 31 DE MARÇO DE 2011 (Valores expressos em milhares de reais, exceto quando especificado)

1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia Energética do Ceará – COELCE (“Companhia”) é uma sociedade por ações de capital aberto, controlada pela Investluz S/A (ambas empresas dos Grupo Endesa), concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

A Companhia tem como área de concessão todo o Estado do Ceará. A concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica se deu por meio do Contrato de Concessão de Distribuição nº 01/1998, de 13 de maio de 1998, da ANEEL, com vencimento para maio de 2028.

A autorização para conclusão da preparação destas Informações Trimestrais (“ITR”) ocorreu em reunião de diretoria realizada em 16 de maio de 2011.

2. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1 Declaração de conformidade

As informações trimestrais foram elaboradas com base em diversas bases de avaliação utilizadas nas estimativas contábeis. As estimativas contábeis envolvidas na preparação das informações trimestrais foram baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas informações trimestrais. Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem a seleção de vidas úteis do ativo imobilizado e de sua recuperabilidade nas operações, avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo e pelo método de ajuste a valor presente, análise do risco de crédito para determinação da provisão para devedores duvidosos, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas informações trimestrais devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa.

A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente. As informações trimestrais foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas

Notas Explicativas

e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelos IASB – International Accounting Standards Board.

Na elaboração das informações trimestrais foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2010, publicadas na imprensa oficial em 20 de Abril de 2011 e com os princípios e práticas contábeis emitidos pelo CPC e regulamentados pela CVM, que dispõem sobre a aplicação da Lei nº 11.638/07 e Lei nº 11.941/09 na elaboração das informações intermediárias.

2.2 Base de elaboração

As informações trimestrais foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas.

2.3 Conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

As informações trimestrais são preparadas em reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia.

Na elaboração das informações trimestrais da Companhia, as transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final de cada período de relatório, os itens monetários em moeda estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

2.4 Reconhecimento de receita

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e impostos ou encargos sobre vendas.

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuados de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada à medida em que as faturas são emitidas. Com a finalidade de adequar as

Notas Explicativas

leituras ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa.

2.4.1 Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

2.4.2 Receita de construção

A interpretação técnica ICPC 01 (IFRIC 12) estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os pronunciamentos técnicos CPC 17 (IAS 11) – Contratos de construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (IAS 18) – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

2.4.3 Receita de juros

A receita de juros é reconhecida 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 deste ativo.

2.5 Instrumentos financeiros

Os ativos e passivos financeiros são reconhecidos quando a Companhia se torna parte das disposições contratuais dos instrumentos financeiros.

Quando reconhecidos, 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

Notas Explicativas

aquisição de ativos e passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado são reconhecidos imediatamente no resultado. Sua mensuração subsequente ocorre a cada data de balanço de acordo com as regras estabelecidas para cada tipo de classificação de ativos e passivos financeiros.

2.5.1 Ativo financeiro

Ativo financeiro é qualquer ativo que seja: caixa, instrumento patrimonial de outra entidade, direito contratual, ou um contrato que seja ou possa vir a ser liquidado por instrumentos patrimoniais da própria entidade.

Os ativos financeiros são classificados dentro das seguintes categorias: ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial); ativos financeiros mantidos até o vencimento; ativos financeiros disponíveis para venda; e empréstimos e recebíveis. Esta classificação depende da natureza e do propósito do ativo financeiro, que é determinada no seu reconhecimento inicial. Todas as aquisições ou alienações normais de ativos financeiros são reconhecidas ou baixadas com base na data de negociação. As aquisições ou alienações normais correspondem a aquisições ou alienações de ativos financeiros que requerem a entrega de ativos dentro do prazo estabelecido por meio de norma ou prática de mercado.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, aplicações financeiras, contas a receber (consumidores concessionários e permissionários), concessão de serviço público (ativo indenizável), cauções e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de hedge.

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

a) Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

b) Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a

Notas Explicativas

avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

c) Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

d) 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 caixa e equivalentes de caixa, Consumidores, concessionários e permissionários 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, exceto para créditos de curto prazo quando o reconhecimento dos juros seria imaterial.

e) Baixa de ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (i) A Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) A Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

2.5.1.1 Caixa e equivalentes de caixa

Incluem os saldos de caixa, contas bancárias e investimentos de curto prazo com liquidez imediata e com baixo risco de variação no seu valor. Estão registrados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos auferidos até a data do balanço, ajustado ao

Notas Explicativas

valor justo do instrumento financeiro. Os juros e atualização monetária, assim como as variações decorrentes da avaliação do valor justo são reconhecidos no resultado quando incorrido.

2.5.1.2 Consumidores, concessionários e permissionários

As contas a receber de consumidores, concessionários e permissionários referem-se aos créditos de fornecimento de energia faturada, não faturada e energia comercializada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE até a data do balanço e contabilizadas pelo regime de competência e são demonstradas pelo valor de realização. Os montantes a receber são registrados com base nos valores nominais e não são ajustados a valor presente por apresentarem vencimento de curto prazo, e por não apresentarem um efeito relevante nas informações trimestrais.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

É calculada com base nos valores de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para clientes com débitos relevantes. Está reconhecida em valor julgado pela Administração da Companhia como suficiente para atender às perdas prováveis na realização dos créditos.

2.5.1.3 Provisão para redução ao provável valor recuperação 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 data de balanço. 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.

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 subsequentes de valores anteriormente baixados são creditadas à provisão. Mudanças no valor contábil da provisão são reconhecidas no resultado.

2.5.2 Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como “Passivos financeiros ao valor justo por meio do resultado” ou “Outros passivos financeiros”.

2.5.2.1. 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 ou designados ao valor justo por meio do resultado.

Notas Explicativas

Um passivo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- foi adquirido principalmente para a recompra no curto prazo;
- faz parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados gerenciados em conjunto pela Companhia e possui um padrão real recente de obtenção de lucro de curto prazo; e
- é um derivativo não designado como instrumento de “hedge” efetivo.

Um passivo financeiro não mantido para negociação pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

- tal designação eliminar ou reduzir significativamente uma inconsistência na mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, iria surgir;
- o passivo financeiro for parte de um grupo de ativos ou passivos financeiros ou ambos, gerenciado e com seu desempenho avaliado com base no valor justo de acordo com a gestão dos riscos ou estratégia de investimentos documentados da Companhia, e quando as informações a respeito da Companhia forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- o ativo financeiro for parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e o CPC 38 (IAS 39) - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado 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. Os ganhos ou as perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os juros pagos pelo passivo financeiro, sendo incluídos na rubrica “Outros ganhos e perdas”, na demonstração do resultado..

2.5.2.2. Outros passivos financeiros

Os outros passivos financeiros (incluindo empréstimos e financiamentos e debêntures) 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.

2.5.2.3. 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.

Notas Explicativas

2.5.2.4. Instrumentos financeiros derivativo

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua carteira de investimentos de fundos exclusivos utilizando contratos futuros de taxa de juros. A nota explicativa nº 18 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia.

Os instrumentos financeiros são reconhecidos ao valor justo sendo os ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente.

2.6 Ativo indenizável (concessão)

Refere-se à indenização prevista no contrato de concessão de serviços públicos de distribuição de energia elétrica e que no entendimento da Companhia assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente (ANEEL). Essa indenização tem como objetivo reembolsar a Companhia pelos investimentos efetuados em infra-estrutura e que não foram recuperados por meio da tarifa até o vencimento da concessão por possuírem vida útil superior ao prazo da concessão.

Estes ativos financeiros, por não possuírem fluxos de caixa fixos determináveis, uma vez que a Companhia utiliza a premissa de que o valor da indenização terá como base o custo de reposição dos ativos da concessão, e por não possuírem as características necessárias para serem classificados nas demais categorias de ativos financeiros, são classificados como “disponíveis para venda”. Os fluxos de caixa atrelados a esses ativos são determinados considerando o valor da base tarifária denominada Base de Remuneração Regulatória – BRR, definida pelo Poder Concedente, cuja metodologia utilizada é o custo de reposição dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição vinculada à concessão. Essa base tarifária (BRR) é revisada a cada quatro anos considerando diversos fatores e tem como objetivo refletir a variação de preços dos ativos físicos, incluindo as baixas, depreciações e adições dos bens integrantes dessa infraestrutura (ativo físico).

A remuneração desse ativo financeiro é baseada no WACC regulatório homologado pela ANEEL no processo de revisão tarifária periódica a cada quatro anos, cujo montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente. Nos períodos intercalares entre a data da última e próxima revisão tarifária periódica, o saldo do ativo financeiro deve ser ajustado pela expectativa da Administração de aumento ou redução dos seus fluxos de caixa vinculados à atualização e movimentação dos bens integrantes da infraestrutura (ativo físico). Essas variações da estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício.

Por não existir um mercado ativo para a negociação desse ativo financeiro, a Companhia mensura o seu valor justo utilizando os mesmos componentes que da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC Regulatório).

Esses componentes atualizados na data do balanço determinam a nova taxa de juros utilizada

Notas Explicativas

pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa fixos estabelecidos na última revisão tarifária e previstos até a próxima revisão em 2011.

Devido a natureza deste ativo financeiro, a Companhia entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela Aneel leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor.

2.7 Imobilizado

Os itens que compõem o ativo imobilizado da Companhia são apresentados ao custo de aquisição ou de construção, líquido de depreciação acumulada e/ou perdas acumuladas por redução ao valor recuperável, se for o caso. Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, a Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Todos os demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração do resultado, quando incorridos. O valor residual e a vida útil estimada dos bens são revisados e ajustados, se necessário, na data de encerramento do exercício.

A depreciação é calculada de forma linear ao longo da vida útil do ativo, a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens.

Um item de imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo (calculado como sendo a diferença entre o valor líquido da venda e o valor contábil do ativo) são incluídos na demonstração do resultado no período em que o ativo for baixado.

O valor residual e vida útil dos ativos e os métodos de depreciação são revistos no encerramento de cada exercício, e ajustados de forma prospectiva, quando for o caso.

2.8 Ativo intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nº 553 de 12 de novembro de 2008, nº 611 de 22 de dezembro de 2009 e nº 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (IAS 38) – Ativo Intangível, o ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de concessão e o OCPC05 – Contratos de concessão.

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O ativo intangível adquirido separadamente é reconhecido pelo custo, menos a amortização acumulada e as perdas acumuladas por redução no valor recuperável. A amortização é reconhecida pelo método linear ao longo da vida útil estimada do intangível. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no final de cada período de reporte, com o efeito de quaisquer alterações nas estimativas sendo contabilizadas prospectivamente.

Notas Explicativas

2.9 Provisão para redução ao provável valor de realização dos ativos não circulantes

No fim de cada exercício, a Companhia revisa o valor contábil dos seus ativos não circulantes para determinar se há alguma indicação de que esse ativo sofreu 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. Em 31 de março de 2011 e 31 de dezembro de 2010 não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável.

2.10 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.

A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso.

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).

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos. Provisões são constituídas para todas as contingências referentes a processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

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.

2.11 Tributação

2.11.1 Imposto de renda e contribuição social - correntes

A despesa de imposto de renda e contribuição social é calculada de acordo com as bases legais tributárias vigentes. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de

Notas Explicativas

15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período de 12 meses, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. O imposto de renda e a contribuição social são reconhecidos pelo regime de competência.

A Companhia goza de incentivos fiscais com redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente às suas atividades de distribuição até o ano-base de 2016. Os valores correspondentes à redução do imposto de renda são contabilizados como redução das correspondentes despesas de impostos no resultado do exercício e posteriormente transferido para o patrimônio líquido na conta “Reserva de Incentivo Fiscal”

Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis nº 11.638/2007 e nº 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

2.11.2 Impostos diferidos

Os impostos diferidos ativos atribuíveis a diferenças temporárias, são registrados no pressuposto de realização futura, baseado nas projeções de resultado preparados pela Administração.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada anualmente 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.

Ativos e passivos fiscais diferidos são calculados usando as alíquotas de impostos conhecidas aplicáveis ao lucro tributável nos anos em que essas diferenças temporárias deverão ser realizadas. Dada a incerteza inerente às estimativas, o lucro tributável futuro poderá ser maior ou menor que as estimativas consideradas quando do montante do ativo fiscal a ser registrado.

Os impostos diferidos ativos e passivos são compensados quando a compensação é permitida por Lei.

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 reconhecidos em “Outros resultados abrangentes” ou diretamente no patrimônio líquido, respectivamente.

2.12 – Taxas regulamentares

Por atuar em um setor regulado, a Companhia está sujeita ao pagamento de algumas taxas regulamentares, que são registradas e demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas. As principais taxas regulamentares aplicáveis à Companhia são as seguintes:

Notas Explicativas

2.12.1 Reserva Global de Reversão (RGR)

Refere-se à provisão dos valores a serem pagos à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, calculadas à base de 2,5% sobre o imobilizado (conforme definido pela ANEEL), limitada a 3% da receita bruta de operações com energia elétrica. Tais valores são regulamentados em bases anuais através de despachos emitidos pela Superintendência de Fiscalização Econômica Financeira (SFF) da ANEEL.

2.12.2 Conta Consumo de Combustível (CCC)

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

2.12.3 Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

2.12.4 Programas de Eficientização Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar, anualmente, 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

2.12.5 Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

2.12.6 Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

Notas Explicativas

2.13 Outros ativos e passivos circulantes e não circulantes

São demonstrados pelos valores de realização (ativos) e pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e atualizações monetárias incorridas (passivos).

2.14 Participação nos resultados

A Companhia reconhece um passivo e uma despesa de participação nos resultados com base em uma fórmula que leva em consideração o alcance de metas operacionais e objetivos específicos, estabelecidos e aprovados no início de cada exercício.

2.15 Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no pronunciamento técnico CPC 25 – Provisões, passivos contingentes e ativos contingentes e na interpretação técnica ICPC 08 – Contabilização da proposta de dividendos, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual seja distribuído a título de dividendos.

Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais, a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “proposta de distribuição de dividendos adicionais” no patrimônio líquido.

2.16 Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia possui plano de benefício a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com o pronunciamento técnico CPC 33 - Benefícios a empregados.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Notas Explicativas

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria são reconhecidos diretamente em outros resultados abrangentes, em conformidade com as regras do CPC 33 (IAS 19), baseando-se em cálculo atuarial elaborado por atuário independente, conforme detalhes divulgados na nota explicativa nº 27.

2.17. Julgamentos, estimativas e premissas contábeis significativas

A preparação das informações trimestrais requer que a Administração faça julgamentos e estimativas e adote premissas que afetam os valores apresentados de receitas, despesas, ativos e passivos, bem como as divulgações de passivos contingentes, na database das informações trimestrais. Contudo, a incerteza relativa a essas premissas e estimativas poderia levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do ativo ou passivo afetado em períodos futuros.

No processo de aplicação das políticas contábeis da Companhia, a Administração não identificou julgamentos que têm efeito significativo sobre os valores reconhecidos nas informações trimestrais.

Estimativas e premissas

As principais premissas relativas a fontes de incerteza nas estimativas futuras e outras importantes fontes de incerteza em estimativas na data do balanço, envolvendo risco significativo de causar um ajuste significativo no valor contábil dos ativos e passivos no próximo período financeiro, são discutidas a seguir.

Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior entre o valor justo menos custos de venda e o valor em uso. O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo. O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento para os próximos cinco anos e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto de teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como aos recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia reconhece provisão para causas cíveis e trabalhistas. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. As provisões são

Notas Explicativas

revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

Provisão para crédito de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa é constituída em montante considerado suficiente pela Administração para fazer face às eventuais perdas na realização das contas a receber, levando em consideração as perdas históricas e uma avaliação individual das contas a receber com riscos de realização. A provisão é constituída com base nos valores a receber de consumidores residenciais vencidos há mais de 90 dias, consumidores comerciais vencidos há mais de 180 dias, consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação e serviços públicos vencidos há mais de 360 dias, bem como através de análise criteriosa para os clientes com débitos relevantes.

Benefícios de aposentadoria

O custo do plano de aposentadoria com benefícios definidos e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data-base. Para mais detalhes sobre as premissas utilizadas, vide nota 27.

2.18 Informações por segmento

O pronunciamento técnico CPC 22- Informações por segmento, correspondente ao (IFRS 8)- Operating segments requer que os segmentos operacionais sejam identificados com base nos relatórios internos sobre os componentes da Entidade que sejam regularmente revisados pelo mais alto tomador de decisões (“*chief operating decision maker*”), com o objetivo de alocar recursos aos segmentos, bem como avaliar suas performances. A Administração efetuou a análise e concluiu que a Companhia opera com um único segmento – distribuição de Energia - não sendo aplicável a divulgação específica de uma nota explicativa de “informações por segmento”.

2.19. Demonstração do fluxo de caixa e do Valor Adicionado

As demonstrações dos fluxos de caixa foram preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 547, de 13 de agosto de 2008, que aprovou o pronunciamento técnico CPC 03 - Demonstração dos fluxos de caixa. As demonstrações do valor adicionado foram

Notas Explicativas

preparadas e estão apresentadas de acordo com a Deliberação CVM nº 557, de 12 de novembro de 2008, que aprovou o pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado.

3. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/3/2011	31/12/2010
Caixa e contas correntes bancárias	4.473	19.997
Aplicações financeiras	29.412	32.774
Total de caixa e equivalentes de caixa	33.885	52.771

Os investimentos dos excedentes de caixa são aplicados em bancos considerados pela Administração como de primeira linha e possuem alta liquidez, ou seja, são prontamente conversíveis em recursos disponíveis em caixa de acordo com as necessidades da Companhia.

Segue abaixo a composição dos saldos aplicados em 31 de março de 2011 e 31 de dezembro de 2010:

	31/3/2011	31/12/2010
Fundos de Investimentos Exclusivos	8.865	8.647
Total de fundos exclusivos	8.865	8.647
Outras aplicações financeiras		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	20.547	20.018
Fundo de Investimento	-	4.109
Total de outras aplicações financeiras	20.547	24.127
Total de aplicações financeiras	29.412	32.774

A Companhia é participante de Fundos de Investimentos exclusivos do Grupo Endesa Brasil. Sua carteira tem por objetivo seguir a variação do CDI, investindo basicamente em títulos públicos e CDB's - certificados de depósitos bancários - de bancos considerados pela Administração como de primeira linha.

4. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

Notas Explicativas

	<u>31/3/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Fundos de Investimentos Exclusivos		
Títulos Públicos	38.482	27.194
Operações Compromissadas	16.030	20.085
Outros	3.313	4.220
	<u>57.825</u>	<u>51.499</u>

Os saldos de aplicações financeiras em fundos exclusivos é compostos por títulos públicos pós-fixados e pré-fixados como Letra Financeira do Tesouro (LFT) e Nota do Tesouro Nacional (NTN-B), Letra do Tesouro Nacional (LTF) e Letra do Tesouro Nacional (LTN), os quais possuem um rendimento entre 9,34% e 10,52%, além de operações compromissadas.

A composição total da carteira de Fundos exclusivos em 31 de março de 2011 e 31 de dezembro de 2010, está apresentada abaixo:

	<u>31/3/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Fundos de Investimentos Exclusivos		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	7.265	8.436
Outros	1.600	211
Total classificados em Equivalentes de Caixa	<u>8.865</u>	<u>8.647</u>
Títulos Públicos	38.482	27.194
Operações Compromissadas	16.030	20.085
Outros	3.313	4.220
Total classificados em Aplicações Financeiras	<u>57.825</u>	<u>51.499</u>
	<u>66.690</u>	<u>60.146</u>

Os Fundos Exclusivos possuem em sua carteira operações com Contratos Futuros de Depósito Interbancário (Fut DI) com garantia da Bolsa de Mercadorias e Futuros (BM&F). Essas operações foram utilizadas exclusivamente na gestão dos recursos da renda fixa, com o objetivo de realizar operações de proteção dos títulos detidos à vista, efetuar operações de posicionamento em taxas de juros e troca de indexadores dos títulos detidos à vista.

5. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS

Notas Explicativas

Descrição	31/3/2011	31/12/2010
Consumidores		
Faturados	371.160	369.913
Não faturados	102.072	109.913
Subtotal	473.232	479.826
Encargos de uso da rede elétrica-Consumidores livres	9.443	6.657
Comercialização no âmbito da CCEE (b)	18.335	15.289
Total	501.010	501.772
 Circulante	 471.802	 471.806
Não circulante	29.208	29.966

a) Análise das contas a receber e demonstrativo do saldo da provisão para créditos de liquidação duvidosa:

Classe de consumidores	Saldos			Valor bruto	
	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	31/3/2011	31/12/2010
Circulante					
Residencial	61.004	43.277	17.350	121.631	118.140
Industrial	14.174	5.883	1.254	21.311	23.050
Comercial	17.700	12.664	7.904	38.268	40.936
Rural	12.142	5.981	3.934	22.057	25.098
Poder público	16.482	4.377	4.665	25.524	28.425
Iluminação pública	5.609	818	391	6.818	5.831
Serviço público	6.476	338	47	6.861	7.498
Subtotal	133.587	73.338	35.545	242.470	248.978
Comercialização na CCEE (b)	3.046	-	-	3.046	-
Encargo emergencial (c)	-	-	2.476	2.476	2.477
Créditos junto a clientes com ações judiciais (d)	30.231	1.900	32.200	64.331	66.537
Consumidores livres	9.442	-	-	9.442	6.657
Parcelamento de débitos (e)	28.547	-	-	28.547	26.229
Fornecimento não faturado (f)	102.072	-	-	102.072	109.913
Outros créditos	15.069	4.008	341	19.418	11.015
Subtotal	321.994	79.246	70.562	471.802	471.806
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (g)				(87.747)	(87.747)
Total circulante	321.994	79.246	70.562	384.055	384.059
 Não circulante					
Comercialização na CCEE (b)	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos (e)	13.919	-	-	13.919	14.677
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (g)	-	-	-	(2.051)	(2.051)
Total não circulante	13.919	-	15.289	27.157	27.915

Notas Explicativas

b) Comercialização no âmbito da CCEE

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica	31/3/2011	31/12/2010
Valores a receber - setembro/2000 a dezembro/2002		
Valor em litígio - Liminares (*)	12.917	12.917
Valores com a exigibilidade suspensa (**)	2.372	2.372
Valores a receber - Energia curto prazo do período	3.046	-
Total	18.335	15.289
Circulante	3.046	-
Não circulante	15.289	15.289

(*) O montante de R\$ 12.917, registrado no não circulante, permanece em aberto, decorrente das liminares para suspensão de pagamento nas datas previstas de liquidação financeira das transações no âmbito da CCEE.

(**) O montante de R\$ 2.372, referente à venda de energia efetuadas na liquidação financeira especial AES SUL (R\$ 2.031) e DFESA (R\$ 341) no âmbito da CCEE ainda encontram-se pendente de recebimento, transferidos em 31 de dezembro de 2010 para o não circulante.

A Administração da Companhia não constituiu provisão para créditos de liquidação duvidosa por entender que os valores serão integralmente recebidos, seja dos devedores que questionaram os créditos judicialmente ou de outras empresas que vierem a ser indicadas pela CCEE.

c) Encargo emergencial

O encargo de aquisição emergencial vigorou temporariamente durante os meses de janeiro e fevereiro de 2004 e o encargo de capacidade emergencial foi cobrado desde março de 2002 até 22 de dezembro de 2005. A partir de 23 de dezembro de 2005 o mesmo teve sua cobrança suspensa, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 204, de 22 de dezembro de 2005. A Companhia repassa mensalmente os valores arrecadados de inadimplência.

d) Créditos junto a clientes com ações judiciais

O montante de R\$ 64.331 em 31 de março de 2011 (R\$ 66.537 em 31 de dezembro de 2010) refere-se a créditos junto a clientes com ações judiciais. Este montante inclui R\$ 24.190 (R\$ 24.103 em 31 de dezembro de 2010) relativos às contas a receber de diversos consumidores que questionam a legalidade e pleiteiam a restituição de valores envolvidos na majoração da tarifa de energia elétrica, ocorrida na vigência do Plano Cruzado.

Notas Explicativas

Esses consumidores obtiveram, por meio de medidas judiciais, o direito de compensar os créditos pleiteados com as faturas de energia elétrica, sem, contudo, terem o mérito da questão transitado em julgado. A Companhia mantém provisão para créditos de liquidação duvidosa no montante de R\$ 48.195 em 31 de março de 2011 (R\$ 47.930 em 31 de dezembro de 2010) julgado suficiente para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

e) Parcelamento de débitos

Os parcelamentos de débitos correspondem a contratos firmados entre a Companhia e seus clientes para a renegociação de contas de energia em atraso. Esses valores são cobrados nas contas de energia, com multa e juros de 1% a.m calculados pro-rata e correção monetária com base na variação do IGPM. Após referida atualização montante a ser parcelado, retirando a parcela da entrada, se houver, é aplicado os juros do parcelamento acordado na negociação sendo esse no máximo de 1,8% a. m. O prazo médio de faturamento é de 43 dias.

f) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês. O saldo em 31 de março de 2011 é de R\$ 102.072 (R\$ 109.913 em 31 de dezembro de 2010).

g) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base nos critérios estabelecidos pela legislação regulatória aliada à análise dos riscos de perdas dos valores vencidos de clientes, questões judiciais e um percentual sobre dívidas parceladas. É considerada suficiente pela Companhia para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber.

6. CONSUMIDORES DE BAIXA RENDA

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, estabeleceu as diretrizes para enquadramento na subclasse residencial baixa renda, da unidade consumidora com consumo mensal inferior a 80kWh, tendo o Decreto nº 4.336, de 15 de agosto de 2002, ampliado a regulamentação de enquadramento, para unidades consumidoras com consumo mensal entre 80 e 220 KWh, também segundo diretrizes da própria Lei nº 10.438/02.

Com o advento da Lei 12.212/2010, regulamentada pela Resolução Normativa ANEEL nº. 407/2010 e pela Resolução Normativa ANEEL nº. 414/2010, foram estabelecidos os novos critérios para o recebimento da Tarifa Social de Energia Elétrica pelos consumidores de baixa renda. De acordo com a nova regulamentação, não há mais qualquer critério de enquadramento por consumo, podendo obter o subsídio de baixa renda apenas aqueles que estejam cadastrados nos Programas Sociais do Governo Federal, inclusive indígenas e quilombolas que devem ter 100% de desconto até os primeiros 50 kWh, ou consumidores que recebam o Benefício de Prestação Continuada - BPC.

Notas Explicativas

Com base nas Resoluções Normativas ANEEL 407/2010 e 414/2010, fica estabelecido que a ELETROBRÁS repassará mensalmente às Distribuidoras o montante de subvenção para recompor os descontos concedidos aos consumidores de Baixa Renda enquadrados segundo os critérios das antigas Resoluções 246/2002 e 485/2004, subvenção esta advinda da CDE – Conta de Desenvolvimento Energético. O saldo a receber em 31 de março de 2011 é R\$ 36.306 (R\$ 40.008 em dezembro de 2010), relativo às subvenções dos meses de fevereiro e março de 2011.

A referida subvenção é calculada mensalmente pela Distribuidora e submetida à ANEEL para aprovação e homologação em Despacho, após da qual ocorre o repasse.

7. TRIBUTOS A COMPENSAR

	31/3/2011		31/12/2010	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda	7.717	-	7.181	-
Contribuição social	1.803	-	1.621	-
ICMS	33.269	42.824	24.789	56.334
ICMS parcelamento	6.309	4.747	5.571	5.485
Pis/Cofins	3.706	-	3.031	-
Outros tributos	974	-	974	-
Total	53.778	47.571	43.167	61.819

O saldo de imposto de renda a compensar refere-se a valores de imposto de renda retido na fonte – IRRF sobre aplicações financeiras, a retenções de órgãos públicos (Lei nº 9.430/96) e o saldo do imposto de renda antecipado relativo aos anos calendários de 2006 a 2009.

O saldo de contribuição social a compensar refere-se ao valor do saldo da CSLL antecipado relativo aos anos calendários de 2006 e 2007, além de valores retidos por órgãos públicos, conforme Lei nº 9.430/96.

O saldo de ICMS refere-se basicamente aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente (conforme conceito estabelecido na legislação fiscal), os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos.

O saldo ICMS parcelamento ativo referem-se principalmente ao crédito de diferencial de alíquota do ativo imobilizado, objeto dos Autos de Infração nºs 2008.03699-4, 2007.01902-8 e 2006.25755-6 e da Confissão Espontânea de Débito conforme protocolo nº 096.40949-5, cujos montantes somam R\$ 11.056 e foram incluídos no parcelamento previsto no “REFIS do Ceará – 2009” através do Termo de Concessão nº 197588 e conforme nota explicativa nº 19.

Notas Explicativas**9. CAUÇÕES E DEPÓSITOS**

Instituição	Tipo de Aplicação	Taxa média a.a.	31/03/11		31/12/2010	
			Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
BNB FI Curto Prazo	Fundo de Investimento	8,06%	-	52	-	51
Bradesco Premium	Fundo de Investimento	11,31%	-	17.308	-	16.838
Itaú-Unibanco Previdência	Fundo de Investimento	10,18%	-	36	-	36
Banco do Brasil	Fundo de Investimento	10,76%	19.262	-	17.408	-
Bradesco	CDB	10,91%	-	251	-	245
Itaú	CDB	11,07%	-	511	-	497
Banco do Brasil	CDB	11,08%	-	7.654	-	7.457
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA		-	3.318	-	3.318
Caixa	Caução		320	-	160	-
Outros			-	20	-	20
Total			19.582	29.150	17.568	28.462

Estes depósitos correspondem a aplicações de valores vinculados aos contratos de aquisição de energia elétrica. Os depósitos do Banco do Brasil referem-se às retenções contratuais de fornecedores de serviços e garantia de contrato de financiamento.

9. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS

	31/3/2011	31/12/2010
Trabalhistas	27.627	26.773
Cíveis	8.325	7.503
Fiscais	3.867	3.295
Total	39.819	37.571

10. TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia possui créditos fiscais diferidos ativos e passivos sobre diferenças temporárias, cuja composição está demonstrada a seguir:

Ativo	Imposto de Renda		Contribuição Social		TOTAL	
	31/3/2011	31/12/2010	31/3/2011	31/12/2010	31/3/2011	31/12/2010
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	15.237	15.314	5.492	5.513	20.729	20.827
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	22.449	22.449	8.082	8.082	30.531	30.531
Provisão para obsolescência de estoque	1.040	1.040	375	375	1.415	1.415
Despesa diferida PIS/COFINS	1.022	1.209	831	899	1.853	2.108
Provisão baixa renda	-	-	-	-	-	-
Perda plano de pensão	3.570	3.570	1.285	1.285	4.855	4.855
Provisão ICMS	4.895	4.895	1.762	1.763	6.657	6.658
Provisão Multa ARCE	1.685	1.685	607	607	2.292	2.292
Outros	4.928	3.835	1.774	1.064	6.702	4.899
Total	54.826	53.997	20.208	19.588	75.034	73.585

Notas Explicativas

	Imposto de Renda		Contribuição Social		TOTAL	
	31/3/2011	31/12/2010	31/3/2011	31/12/2010	31/3/2011	31/12/2010
Passivo						
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	1.220	1.019	2.139	1.894	3.359	2.913
Desreconhecimento de passivo regulatório	10.472	8.933	3.770	3.216	14.242	12.149
Atuarial - Fundo de Pensão	7.904	6.542	2.845	2.355	10.749	8.897
Ativo indenizável (concessão)	2.558	2.168	925	781	3.483	2.949
Total	22.154	18.662	9.679	8.246	31.833	26.908

A movimentação dos saldos referentes dos tributos diferidos está assim apresentada:

	Ativo	Passivo	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2010	73.585	26.908	46.677
Adições resultado do exercício - IR/CSLL	1.449	7.678	(6.229)
Realização	-	(2.753)	2.753
Saldo em 31 de março de 2011	75.034	31.833	43.201

Estudos técnicos de viabilidade indicam a recuperação dos valores de Imposto de Renda e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido diferidos ativos, no prazo máximo estipulado nas disposições regulamentares como definido pela Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002 e posterior Deliberação CVM nº 599/09 e CPC 32. Correspondem às melhores estimativas da Administração, cuja expectativa de realização de créditos fiscais até o exercício de 2020.

Em consonância com a Instrução CVM nº 273/98, a Companhia tem registrado o imposto de renda e a contribuição social diferidos passivos calculados sobre o saldo a ser depreciado da correção monetária especial.

Anos de realização	Montante a realizar
2011	18.102
2012	6.036
2013	6.036
2014	6.036
2015 a 2017	18.109
2018 a 2020	20.715
	75.034

Como a base tributável do imposto de renda e da contribuição social decorre não apenas do lucro, mas também da existência de receitas não tributáveis, despesas não dedutíveis, incentivos fiscais e outras variáveis, não existe uma correlação direta entre o lucro líquido da Companhia e o resultado de imposto de renda e contribuição social. Portanto, a expectativa da utilização de créditos fiscais não deve ser tomada como único indicativo de resultados futuros da Companhia.

Notas Explicativas

11. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADO

Ágio de incorporação da controladora:

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., aprovada em Assembléia Geral Extraordinária de 27 de setembro de 1999 está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais a sua rentabilidade projetada, conforme determinação da Resolução nº 269, de 15 de setembro de 1999, da ANEEL, conforme demonstrado abaixo:

Ano	Fator de amortização	Ano	Fator de amortização	Ano	Fator de amortização
2011	0,04349	2018	0,02338	2025	0,01257
2012	0,03980	2019	0,02140	2026	0,01151
2013	0,03642	2020	0,01958	2027	0,01053
2014	0,03333	2021	0,01792		
2015	0,03051	2022	0,01640		
2016	0,02792	2023	0,01501		
2017	0,02555	2024	0,01374		

Em 26 de abril de 2004, a Superintendência de Fiscalização Financeira da ANEEL emitiu Relatório de Acompanhamento de Fiscalização, alegando que a reserva de ágio formada na incorporação da sociedade Distriluz não teria por contrapartida ativos com substância econômica, e desta forma, seguindo a Instrução CVM nº 349/01, determinou que somente deveria ficar registrado em conta de Patrimônio Líquido da Companhia (Reserva de ágio) a parcela correspondente ao benefício fiscal advindo da amortização do ágio, por entender que apenas esta parcela possui substância econômica.

Tendo em vista a conclusão dos entendimentos com Agência Nacional de energia Elétrica – ANEEL, a Companhia, para a substituição do mecanismo de Desdobramento e Resgate de Ações, após afastados os riscos de questionamentos fiscais, societários e de descumprimentos de covenant financeiros com Instituições Financeiras, e após ratificação dos devidos ajustes contábeis pela ANEEL, emitida através do Ofício nº 584/05, de 14 de abril de 2005, a Assembléia Geral Extraordinária, de 28 de abril de 2005, aprovou a proposta do Conselho de Administração da Companhia de cumprir as recomendações do Órgão Regulador.

Desta forma, as operações de desdobramentos e resgate de ações da Companhia para compensar aos acionistas pela redução do lucro decorrente da amortização do ágio, oriundo da incorporação da sociedade Distriluz, interrompidas em 2003, foram substituídas pelas disposições previstas na Instrução CVM nº 319/99, alterada pela Instrução nº 349/01, que consistem na constituição de uma provisão sobre o ágio a amortizar em contra-partida da Reserva de Ágio (Reserva de Capital) no montante que não se constitui benefício fiscal para a Companhia. Para recompor o resultado de cada exercício, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo exercício.

Notas Explicativas

A Administração procedeu o recálculo do ágio considerando o momento de aquisição da Companhia para recompor os efeitos da constituição da reserva do ágio.

Em abril de 2005, foi constituída uma provisão sobre o ágio a amortizar em contra-partida da reserva de ágio (reserva de capital) no montante que não se constitui benefício fiscal para a Companhia, conforme determina a Instrução CVM nº 349/2001.

Benefício fiscal - ágio incorporado	31/03/2011	31/12/2010
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(474.744)	(466.308)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	230.312	224.745
Saldo	102.163	105.032

Reserva de capital	31/03/2011	31/12/2010
Ágio da incorporação	775.960	775.960
(-) Desdobramento e desgaste de ações	(125.407)	(125.407)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Saldo	221.188	221.188

Com a adoção do novo procedimento, em 30 de abril de 2005, a reserva de ágio registrada no patrimônio líquido da Companhia foi reduzida em R\$ 429.365, com efeito de R\$ 242.976 para a Companhia.

12. OUTROS CRÉDITOS

	31/3/2011	31/12/2010
Alienação de bens e direitos	1.482	1.482
Convênios de arrecadação	14.980	4.085
Desativações em curso	-	2
Serviços a terceiros	14.382	12.573
Cheques devolvidos	1.209	1.210
Créditos de fornecedores	7.026	7.215
Adiantamentos a empregados	6.414	3.036
Adiantamentos a fornecedores	14.487	9.144
Outros	4.240	3.803
Total	64.220	42.550
 Circulante	 63.940	 42.270
Não circulante	280	280

Notas Explicativas

13. ATIVO INDENIZÁVEL (CONCESSÃO)

O Contrato de Concessão de Distribuição nº 01/98 - ANEEL, de 13 de maio de 1998 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a COELCE (Concessionária - Operador), respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia, onde:

- ✓ O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- ✓ 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 operador 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;
- ✓ Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- ✓ O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) – Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, abrangendo:

- 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) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores (vide nota explicativa nº 14).

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia 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 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.

Notas Explicativas

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.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (Concessão) está assim apresentada:

Saldo em 31 de dezembro de 2010	110.875
Transferências do ativo intangível	2.895
Baixas	(208)
Receitas financeiras	(17)
Saldo em 31 de março 2011	113.545

As concessões de distribuição da Companhia não são onerosas. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao Poder Concedente.

14. INTANGÍVEL

O intangível, por natureza, está constituído da seguinte forma:

	31/3/2011				31/12/2010
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	3.011.422	(649.276)	(743.214)	1.618.932	1.602.993
Softwares	70.368	(63.254)	-	7.114	6.665
Em Curso					
Direito de uso da concessão	353.805	-	(58.905)	294.899	287.823
Softwares	11.857	-	-	11.859	12.113
Total	3.447.452	(712.530)	(802.120)	1.932.804	1.909.594

O ativo intangível em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão do sistema de distribuição de energia elétrica.

A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

Notas Explicativas

	Em Serviço				Em Curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	
Saldo em 31 de dezembro de 2010	2.962.726	(696.849)	(656.220)	1.609.657	336.156	(36.219)	299.937	1.909.594
Adições	-	-	-	-	86.676	(26.222)	60.454	60.454
Reclassificação Saldo Obrig. Especial	84.966	-	(84.966)	-	-	-	-	-
Baixas	(17.318)	14.819	-	(2.499)	-	-	-	(2.499)
Amortização	-	(40.111)	8.260	(31.851)	-	-	-	(31.851)
Transferências	57.168	-	(3.536)	53.632	(57.168)	3.536	(53.632)	-
Transferências Ativo Indenizável	3.859	-	(6.754)	(2.895)	-	-	-	(2.895)
Saldo em 31 de Março de 2010	3.091.401	(722.141)	(743.216)	1.626.044	365.664	(58.905)	306.759	1.932.803

A agência reguladora ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados individualmente, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será sempre amortizado de forma não linear.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro – ativo indenizável – concessão (Vide nota explicativa nº 13).

Programa de universalização

Em 26 de abril de 2002, foi sancionada a Lei Federal nº 10.438 que dispõe acerca de diversos temas importantes para o setor de energia elétrica, tais como a criação do PROINFA, a CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) e discorre, ainda, sobre a universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica e estabelece que seu atendimento seja regulamentado por Resoluções editadas pela ANEEL.

Em 29 de abril de 2003, foi editada a Resolução ANEEL nº 223, que estabelece as condições gerais para elaboração do plano de universalização de energia elétrica e que foi alterada pela Resolução normativa 368/2009, acrescentando o Art. 18-B que trata das condições de antecipação de obras com recursos aportados pelo consumidor, visando ao atendimento de novas unidades consumidoras ou aumento de carga, sem ônus para os interessados. Pela Resolução, a Companhia tinha o ano de 2013 como limite para que atendesse todas as solicitações de pedidos de ligação com extensão de rede, sendo elaborado um cronograma anual por município. Com a criação do programa luz para todos, a Companhia optou por antecipar as metas de universalização.

Programa luz para todos

Notas Explicativas

Em 11 de novembro de 2003, foi publicado o Decreto Federal nº 4.873 que instituiu o Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica, denominado “Programa Luz Para Todos”, destinado a propiciar, até o ano 2008, o atendimento com energia elétrica à parcela da população do meio rural brasileiro que ainda não tem acesso a esse serviço público.

De acordo com o artigo 2º, do Decreto, os recursos necessários para suportar o Programa serão oriundos da CDE – Conta do Desenvolvimento Energético, instituída como subvenção econômica pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, da RGR – Reserva Global de Reversão, instituída pela Lei nº 5.655 de 20 de maio de 1971, da participação dos Estados e Municípios e das Concessionárias ou Permissionárias de Distribuição de Energia Elétrica e outros destinados ao Programa. O Programa será coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e será operacionalizado com a participação das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás e das empresas que compõem o Sistema Eletrobrás.

Em dezembro de 2003 foi firmado o 1º Termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Governo do Estado do Ceará e a Companhia Energética do Ceará – COELCE, com a interveniência da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás para o estabelecimento das premissas do Programa Luz Para Todos, na área de concessão da Companhia, propiciando o atendimento de 112.000* novos consumidores no período de 2004 a 2008. Neste documento foram estabelecidas as metas anuais de atendimento e os percentuais de participação financeira de cada uma das fontes de recursos, sendo:

- Coelce – 15%;
- RGR – 10%;
- CDE – 50%; e
- Governo do Estado – 25%.

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

Em 13 de setembro de 2007 foi firmado o Primeiro Aditamento ao Termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Governo do Estado do Ceará e a Companhia Energética do Ceará – Coelce, com a interveniência da Agência Nacional de Energia Elétrica – Aneel e das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás para mudança dos percentuais de participação ficando da seguinte forma:

- Coelce – 15%;
- RGR – 15% (financiamento);
- CDE – 60%; e
- Governo do Estado – 10%.

Em 25 de abril de 2008, foi publicado o Decreto Federal nº 6.442, que dá nova redação ao artigo 1º do Decreto Federal nº 4.873, prorrogando o prazo do Programa Luz Para Todos até 2010.

Tendo em vista que a quantidade de ligações definidas no 1º Termo de Compromisso não atendeu às demandas oriundas do meio rural, em 31 de dezembro de 2008, foi firmado o 2º Termo de Compromisso entre a União (Ministério de Minas e Energia), o Governo do Estado do Ceará e a Companhia Energética do Ceará – Coelce, com a interveniência da Agência Nacional de

Notas Explicativas

Energia Elétrica – ANEEL e das Centrais Elétricas Brasileiras – S.A. – Eletrobrás para o estabelecimento das premissas do Programa Luz Para Todos, na área de concessão da Coelce, propiciando o atendimento de mais 52.000* novos consumidores no biênio 2009/2010 (sendo 26.000* para cada ano).

Em 05 de agosto de 2010, foi assinado o Primeiro Termo Aditivo ao Termo de Compromisso do Programa Luz Para Todos, onde foram repactuadas as metas da Coelce na execução do Programa Luz Para Todos, ficando estabelecida para o ano de 2009 a quantidade de 23.563* ligações e para o ano de 2010 46.168* ligações.

Através do Decreto 7.324, de 05 de outubro de 2010, o Governo Federal prorrogou para 31 de dezembro de 2011 o prazo de execução do Programa Luz para Todos. Este mesmo documento faculta ao Ministério de Minas e Energia para que defina as metas e os prazos do Programa, em cada Estado ou área de concessão, respeitada a data limite de 31 de dezembro de 2011.

Participação das fontes de recursos	<u>31/3/2011</u>	<u>31/12/2010</u>
Concessionária	-	82.433
Empréstimo Eletrobrás - RGR ⁽¹⁾	5.473	13.321
Subvenção do Governo Federal - CDE ⁽²⁾	22.423	53.286
Subvenção do Governo Estadual ⁽³⁾	-	27.404
	<u>27.896</u>	<u>176.444</u>

(1) Recursos recebidos da RGR, correspondentes ao efetivo realizado no exercício.

(2) Recursos recebidos da CDE, correspondentes ao efetivo realizado no exercício.

(3) Recursos recebidos do Governo do Estado, correspondentes ao efetivo realizado no exercício.

A companhia mantém registrado no ativo circulante o valor de R\$ 13.837 de crédito luz para todos refere-se a investimentos realizados pela Companhia, a serem reembolsados pelo Governo Federal.

Nos anos de 2009 e 2010 foram conectados 37.275* clientes (20.410 em 2009 e 16.865 em 2010), acumulando desde 2004 126.849* clientes ligados.

Em 2010, a Companhia realizou trabalho de identificação de clientes a serem ligados no âmbito do programa, concluindo que restavam apenas cerca de 32.000* clientes a serem atendidos. Considerando que foram ligados 16.865* em 2010, a Companhia estima que no ano de 2011 deverão ser efetivadas somente mais 15.135* ligações no Programa Luz Para Todos.

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na atividade de distribuição. O prazo de vencimento dessas obrigações é aquele estabelecido

Notas Explicativas

pelo Órgão Regulador para concessões de distribuição, cuja quitação ocorrerá ao final da concessão.

Esta conta contábil, denominada de Obrigações vinculadas à concessão, estão sendo amortizadas, a partir do 2º ciclo, às mesmas taxas de amortização dos bens que compõem a infra-estrutura, usando-se uma taxa média de 4,46% a.a.

Ao final da concessão, o valor residual das obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica será deduzido do ativo financeiro de indenização e retirado do seu ativo, de forma que fique evidente a contabilização dos ativos pertencentes à União, que ficaram, durante o contrato de concessão, sob administração da concessionária.

Avaliação do grau de recuperação

A Administração da Companhia realizou uma análise dos indicadores de *impairment* estabelecidos no CPC 01 (IAS 36) bem como avaliou outras circunstâncias e não identificou indícios que seus ativos estivessem registrados acima do valor de realização.

15. FORNECEDORES

	31/3/2011	31/12/2010
Suprimento e transporte de energia		
Geradoras - Energia Livre	4.114	4.114
Cia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf	12.860	13.982
Furnas Centrais Elétricas S/A	14.465	17.708
Companhia Energética de São Paulo- CESP	6.429	7.441
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	5.229	5.888
Copel Geração S.A- COPEL	4.208	4.269
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	4.699	5.053
Duke Energy Inter. Ger. Paranapanema	1.332	1.541
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica	1.229	1.363
Tractebel Energia S. A.	3.038	3.579
Contratos por Disponibilidade/Quantidade	16.942	12.482
Outros fornecedores	14.374	20.719
Materiais e serviços	121.481	152.695
Total	210.400	250.834
Circulante	206.286	246.720
Não circulante	4.114	4.114

A Companhia possui transações de fornecimento de energia com partes relacionadas. (Vide nota explicativa nº 21).

16. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

As principais informações a respeito dos empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e nacional são:

Notas Explicativas

	31/3/2011			31/12/2010		
	Principal			Principal		
	Encargos	Circulante	Não circulante	Encargos	Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira:						
União Federal – DMLP (agente financeiro Banco do Brasil)(a)	121	480	5.215	57	491	5.335
Banco Europeu de Investimentos (b)	1.182	13.573	13.572	828	13.885	13.885
Total moeda estrangeira	1.303	14.053	18.787	885	14.376	19.220
Moeda nacional:						
Eletrobrás (c,d,e,f,g,h,i,j)	16	17.073	73.942	16	16.487	72.961
União Federal – Lei 8.727 (Agente financeiro Banco do Brasil) (k,l)	234	8.601	20.002	244	8.180	21.714
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar) (m)	23	4.829	9.253	24	4.758	10.310
Banco do Nordeste – Proinfá (n,o)	143	27.550	102.530	149	27.539	109.423
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (p)	758	49.107	135.041	810	49.105	147.318
BNDES PEC (q)	248	27.934	23.278	5.582	22.917	27.083
Conta Garantida	2	-	-	-	-	-
Total moeda nacional	1.424	135.094	364.046	6.825	128.986	388.809
Custos de transação	-	(364)	(750)	-	(364)	(841)
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	1.424	134.730	363.296	6.825	128.622	387.968
Total sem efeito do Swap	2.727	148.783	382.083	7.710	142.998	407.188
Resultado das operações de Swap	-	12.395	11.049	-	11.429	10.182
Total de empréstimos e financiamentos	2.727	161.178	393.132	7.710	154.427	417.370

- a. União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) – DMLPs – Confissão de dívida com a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos, remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos) – (1) Bônus de Desconto, com encargos a Libor semestral mais spread 13/16 de 1% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros. O principal tem vencimento único em 11 de abril de 2024; (2) Bônus ao Par, com encargos de 6% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros. O principal tem vencimento único em 11 de abril de 2024; (3) Bônus de Redução Temporária de Juros, com encargos a Libor semestral mais spread 13/16 de 1% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros e principal, tendo sido liquidada em 10 de abril de 2009; (4) Bônus de Capitalização, com encargos de 8% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros e principal, com última amortização prevista para 10 de abril de 2014; (5) Bônus de Conversão da Dívida, com encargos a Libor semestral mais spread 7/8 de 1% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros e principal, com última amortização prevista para 12 de abril de 2012; (6) Bônus de Dinheiro Novo, com encargos a Libor semestral mais spread 7/8 de 1% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros e principal, tendo sido liquidada em 10 de abril de 2009 (7) Bônus de Juros Atrasados, com encargos a Libor semestral mais spread 13/16 de 1% a.a., com vencimentos semestrais consecutivos de juros e principal, tendo sido liquidada em 10 de abril de 2006. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 362) e conta-reserva (R\$ 2.666). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 5.816.

Notas Explicativas

- b. Banco Europeu de Investimentos – BEI – Financiamento para o plano de investimentos 2001/2002 da Companhia, contratado em 28 de maio de 2002 conforme Acordo de Cooperação Decreto-Lei nº 1609/95, com vencimento em 15 de junho de 2012 e encargos com base na variação cambial (dólares norte-americanos) mais 5,49% a.a.. A operação tem como garantia fianças bancárias (R\$ 28.327) do Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) e Banco Santander Central Hispano. A operação possui *swap* para 98,80% do CDI. O pagamento de juros e amortização anual foi iniciado em 15 de junho de 2007 e a última amortização está prevista para 15 de junho de 2012. O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 28.327.
- c. Eletrobrás – Luz no campo – Empréstimo contratado em 03 de março de 2000, para cobertura financeira dos custos diretos do programa de eletrificação rural – Luz no Campo, do Ministério das Minas e Energia, com recursos oriundos da RGR. A primeira amortização foi realizada em 30 de maio de 2002, e a última amortização está prevista para 30 de abril de 2012. Os juros são de 5% a.a., juntamente com a taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 529) e notas promissórias no valor total do empréstimo. O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 6.428.
- d. Eletrobrás – Luz para todos (1ª Tranche) – Empréstimo contratado em 04 de abril de 2004 para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – Luz para todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR. A primeira amortização foi em 30 de outubro de 2006 e o último pagamento está previsto para 30 de setembro de 2016. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 121) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 6.000.
- e. Eletrobrás – Luz para todos (2ª Tranche) – Empréstimo contratado em 13 de janeiro de 2006, para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – Luz para todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE. A primeira amortização iniciou em 30 de abril de 2008 e o último pagamento está previsto para 30 de março de 2018. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 122) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 7.284.
- f. Eletrobrás – Luz para todos (3ª Tranche) - Empréstimo contratado em 09 de maio de 2007 para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – luz para todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE. A primeira amortização será em 30 de outubro de 2009 e o último pagamento está previsto para 30 de setembro de 2019. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$

Notas Explicativas

160) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 10.818.

- g. Eletrobrás – Luz para todos (4ª Tranche) - Empréstimo contratado em 28 de outubro de 2008 para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – luz para todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE. A primeira amortização será em 30 de janeiro de 2011 e o último pagamento está previsto para 30 de janeiro de 2021. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 220) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 16.297.
- h. Eletrobrás – Luz para todos (5ª Tranche) - Empréstimo contratado em 24 de julho de 2009 para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – luz para todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos no montante de R\$ 127.813, originários de R\$ 102.250 da CDE (subvenção) e R\$ 25.563 da RGR (empréstimo). A Companhia recebeu a 1ª liberação do contrato em 28 de setembro de 2009, e até 31 de março de 2011, a Companhia havia recebido R\$ 89.469, sendo R\$ 71.575 provenientes da CDE (subvenção) e R\$ 17.894 provenientes da RGR (empréstimo). A primeira amortização será em 30 de setembro de 2011 e o último pagamento está previsto para 30 de agosto de 2021. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 108) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 17.897.
- i. Eletrobrás – Luz para todos (6ª Tranche) – Empréstimo contratado em 19 de abril de 2010 para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – luz para todos, do Ministério das Minas e Energia. O montante disponibilizado é de R\$ 136.816, originários de R\$ 109.452 da CDE (subvenção) e R\$ 27.363 da RGR (empréstimo). A Companhia recebeu apenas a 1ª parcela do contrato em 8 de julho de 2010 e até 31 de março de 2011, foi captado R\$ 68.407, sendo R\$ 54.726 provenientes da CDE (subvenção) e R\$ 13.681 provenientes da RGR (empréstimo). A primeira amortização será em 30 de julho de 2012 e o último pagamento está previsto para 30 de junho de 2022. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 1% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 81) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 13.684.
- j. Eletrobrás – Linha de subtransmissão – Empréstimo contratado em 07 de julho de 2006 para cobertura financeira dos custos para projetos de construção de linhas de transmissão, subestações e reforço de capacidade de subestações, com recursos originários da RGR e CDE. A primeira amortização ocorreu em 30 de setembro de 2008 e o último pagamento está previsto para 30 de agosto de 2013. Os juros são de 5% a.a. mais taxa de administração de 2% a.a., com amortização mensal do principal. A operação tem como garantia recebíveis

Notas Explicativas

(R\$ 511) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de março de 2011, o saldo devedor era de R\$ 12.623.

- k. União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) – Eletrobrás – Cessão de crédito, que fez a Eletrobrás à União Federal, em 30 de março de 1994, com vencimentos mensais consecutivos de juros e principal, e data final de amortização prevista para 01 de março de 2014. Os encargos da operação são baseados na variação do IGPM mais 10,028% a.a.. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 900). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 28.040.
- l. União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) – CEF – Cessão de crédito, que fez a Caixa Econômica Federal à União Federal em 30 de setembro de 1994, com vencimentos mensais consecutivos de juros e principal, e data final de amortização prevista para 1 de março de 2014. Os encargos da operação são baseados na variação da TR mais 10,028% a.a.. A operação tem como garantia recebíveis (R\$ 26). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 797.
- m. Banco do Brasil – Fat Fomentar – A Companhia contratou em 23 de janeiro de 2007, operação de crédito comercial com objetivo de financiar investimentos no valor de R\$ 15.000, com taxa de TJLP mais 4,5% a.a., com prazo de três anos para carência e quatro anos de amortizações mensais e sucessivas. A primeira amortização foi em 18 de março de 2010 e o último pagamento está previsto para 18 de fevereiro de 2014. A operação está garantida por fiança bancária (R\$ 14.105). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 14.105.
- n. Banco do Nordeste do Brasil - Proinfra I – A Companhia celebrou contrato, em 29 de dezembro de 2004, com o Banco do Nordeste do Brasil, para o financiamento de inversões fixas, no valor total de R\$ 140.389, sendo R\$ 70.195 financiados com recursos do FNE/PROINFRA e R\$ 70.194 com recursos próprios da Companhia. A operação tem um período de duração de oito anos com 36 meses de carência. A taxa de contratação inicial de 14% a.a. (com redução de encargos por adimplência nos pagamentos), foi reduzida para 11,5% a.a. em 1 de janeiro de 2007 e depois para 10% a.a. a partir de 01 de janeiro de 2008. A amortização será realizada em 60 parcelas mensais, com pagamentos de juros trimestrais durante a carência e mensais a partir da primeira amortização em 29 de janeiro de 2008, e a última em 29 de dezembro de 2012. O financiamento é garantido por carta de fiança bancária em favor do BNB (R\$ 24.579). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 24.579.
- o. Banco do Nordeste do Brasil - Proinfra II – O contrato foi celebrado em 25 de setembro de 2006, com o Banco do Nordeste do Brasil, para o financiamento de inversões fixas, no valor total de R\$ 216.695, sendo R\$ 130.000 financiados com recursos do FNE/PROINFRA e R\$ 86.695 com recursos próprios da Companhia. A operação tem duração de 8 (oito) anos com 35 meses de carência. A taxa de contratação inicial de 14% a.a. (com redução de encargos por adimplência nos pagamentos), foi reduzida para 11,5% a partir de 01 de janeiro de 2007 e depois para 10% a.a. a partir de 01 de janeiro de 2008. A primeira amortização foi em 25 de outubro de 2009, e a última em 25 de setembro de 2014. O financiamento é garantido por carta de fiança bancária em favor do BNB (R\$ 105.644). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 105.644.

Notas Explicativas

- p. BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2007/2009 da Companhia, contratado em 28 de abril de 2008, no montante de R\$ 330.000, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES, com taxa de juros de 3,70% a.a., mais TJLP. A Companhia captou 74% do total do contrato. A amortização mensal iniciou-se dia 15 de janeiro de 2010 e terminará dia 15 de dezembro de 2014. As garantias constituídas para a operação incluem recebíveis (R\$ 8.709) e conta-reserva (R\$ 16.470). O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 184.906.
- q. BNDES PEC: Crédito designado para financiar o Capital de Giro da Companhia, feito junto ao Banco do Brasil, com repasse de recurso do BNDES. Foi contratado no dia 15 de janeiro de 2010 o montante de R\$ 50.000 com vencimento em janeiro de 2013 e carência de 1 ano e taxa de juros de 5,50% a.a., mais TJLP. Os juros e as amortizações são pagos mensalmente após a carência. Este empréstimo não possui garantias. O saldo em 31 de março de 2011 era de R\$ 51.460.

Do total de empréstimos e financiamentos, R\$ 304.774 estão garantidos por vínculos com a receita de energia elétrica (arrecadação).

Nas operações de empréstimo junto ao Banco Europeu de Investimentos – BEI e ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, contratados em 2002 e 2008, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de março de 2011:

Obrigações Especiais Financeiras	Banco	Índice
Dívida (com swap e fornecedores) / Ativo total (máximo)	BEI	0,7
LAJIDA / Encargos da dívida (mínimo)	BEI	3,0
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	BNDES / FINEM	3,5
Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	BNDES / FINEM	0,6
LAJIDA – Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização		

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo (sem os efeitos das operações de *swap* contratados e dos custos de captação) tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

Notas Explicativas**Curva de amortização**

2012	116.044
2013	112.061
2014	106.314
2015	8.182
2016	7.909
Após 2016	32.323
	382.833

Composição dos empréstimos e financiamentos por tipo de moeda e indexador (sem os efeitos das operações de *swap* contratados e dos custos de captação):

Moeda (equivalente em R\$) / Indexador	31/3/2011	%	31/12/2010	%
Moeda estrangeira				
Dólares norte-americano	34.143	100,00	34.481	100,00
Moeda nacional				
IGP-M	28.040	5,60	29.287	5,85
TJLP	250.471	50,04	267.907	53,52
CDI	2	0,00		
RGR	91.031	18,19	89.464	17,87
TR	797	0,16	851	0,17
R\$ Fixo	130.223	26,02	137.111	27,39
	500.564	100,00	524.620	104,81
Total moeda nacional e estrangeira	534.707		559.101	

A Companhia mantém contrato de *swap* para o empréstimo em moeda estrangeira do BEI, trocando a remuneração desse contrato para taxa pós-fixada de 98,80% do CDI. Quanto aos contratos de DMLP – dívida de médio e longo prazo, com variação em moeda estrangeira contratado com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não está vinculado a contratos de *swap*. Apesar da exposição cambial deste contrato de DMLP, o percentual de exposição cambial está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 1,11% da dívida total, na posição de 31 de março de 2011.

Notas Explicativas

Variação das moedas/indexadores da dívida acumulados no ano até a posição de 31 de março de 2011 e 31 de dezembro de 2010, respectivamente:

Moeda	31/3/2011	31/12/2010
Dólar	-2,25%	-1,65%
INPC	2,16%	2,57%
IPCA	2,44%	2,23%
IGP-M	2,43%	3,18%
TJLP	1,47%	1,47%
CDI	2,64%	2,56%
TR	0,25%	0,22%
Libor	0,12%	0,12%

Mutação de empréstimos e financiamentos sem os efeitos dos custos de captação:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Em dezembro de 2010	135.811	388.809	26.690	29.402
Ingressos	4.155	5.473	-	-
Encargos provisionados	10.818	-	449	-
Encargos pagos	(10.350)	-	-	-
Variação monetária e cambial	-	924	-	(786)
Transferências	31.160	(31.160)	(354)	354
<i>Resultado Swap</i>	-	-	966	866
Amortizações	(35.076)	-	-	-
Em março de 2011	136.518	364.046	27.751	29.836

17. DEBÊNTURES

	31/3/2011			31/12/2010		
	Principal		Encargos	Principal		Encargos
	Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante	
1ª Série 2ª Emissão	2.158	90.500	-	4.757	90.500	-
2ª Série 2ª Emissão	8.922	-	169.244	5.671	-	166.086
Juros e variação monetária	-	-	-	-	-	-
(-) Custo de transação	-	(1.329)	(1.700)	-	(1.597)	(2.015)
	11.080	89.171	167.544	10.428	88.903	164.071

Notas Explicativas

Mutação de debêntures:

	Circulante	Não Circulante
Em Dezembro de 2010	99.331	164.071
Correção Monetária	-	3.158
Encargos provisionados	5.869	-
Encargos pagos	(5.217)	-
Transferência custo de transação	(315)	315
Apropriação custo de transação	583	-
Em Março de 2011	100.251	167.544

Características das emissões:

Características	1ª Série	2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	9.050 debêntures simples	15.450 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10.000,00	R\$ 10.000,00
Data de emissão	15 de julho de 2009	15 de julho de 2009
Vencimento inicial	15 de julho de 2011	15 de julho de 2012
Vencimento final	15 de julho de 2011	15 de julho de 2014
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,95%aa	7,5%aa
Taxa Efetiva 2010	10,79%aa	13,85%aa
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Parcela única	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2011	2012, 2013 e 2014

2ª EMISSÃO

Em 08 de junho de 2009, o Conselho de Administração da Coelce aprovou a 2ª emissão pública de debêntures da Companhia, que teve como objetivo o resgate parcial da 7ª emissão de Notas Promissórias (realizado em 5 de agosto de 2009). A emissão foi realizada em 15 de julho de 2009, com 24.500 (vinte e quatro mil e quinhentas) debêntures simples, não conversíveis em ações, nominativas e escriturais, da espécie quirografária, em duas séries, com valor nominal unitário de R\$ 10 (dez mil reais) na data de emissão, no montante total de R\$ 245.000 (duzentos e quarenta e cinco milhões de reais), colocadas através de oferta pública de distribuição. A primeira série foi emitida com 9.050 (nove mil e cinquenta) debêntures, sem correção monetária, com remuneração em CDI mais 0,95% a.a., exigíveis semestralmente e amortização única ao final do segundo ano, prevista para 15 de julho de 2011. A segunda série foi emitida com 15.450 (quinze mil quatrocentos e cinquenta) debêntures, com correção monetária pela variação do IPCA, com remuneração de 7,5% a.a., exigíveis anualmente e amortizadas em 03 (três) parcelas anuais em 15 de julho de 2012, 15 de julho de 2013 e 15 de julho de 2014.

Notas Explicativas

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações Financeiras. Até 31 de março de 2011, a Companhia vem cumprindo com a manutenção dos referidos índices, na avaliação de sua Administração.

Obrigações especiais financeiras	Índice
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	2,50
EBITDA/Despesa financeira líquida (mínimo)	2,75

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

Ano	<u>Curva de amortização</u>
2012	55.682
2013	55.722
2014	56.140
	<u>167.544</u>

18. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E RISCOS OPERACIONAIS

Considerações gerais

A Companhia possui políticas de mitigação de riscos financeiros e adota estratégias operacionais e financeiras visando manter a liquidez, segurança e rentabilidade de seus ativos. Com essa finalidade, mantém sistemas gerenciais de controle e acompanhamento das suas transações financeiras e seus respectivos valores, com o objetivo de monitorar os riscos e taxas praticadas pelo mercado.

Fatores de risco

A linha de negócio da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda a área de concessão do Estado do Ceará. Dentro da sua estratégia, sintonizada com a gestão financeira de melhores práticas para minimização de riscos financeiros, e observando os aspectos regulatórios, a Companhia identifica os seguintes fatores de riscos que podem afetar seus negócios:

a) Risco de taxa de câmbio

Esse risco decorre da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que aumentem as despesas financeiras e os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. Em 31 de março de 2011, a companhia mantinha apenas 4,26% da sua dívida indexada em moeda estrangeira. Desse total, apenas 0,73% está exposta à variação cambial. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda

Notas Explicativas

estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de março de 2011, uma operação de swap cambial, com fim único de proteção de parte da dívida indexada em moeda estrangeira, o que corresponde a 83% do total da dívida em moeda estrangeira, ou 3,53% da dívida total da companhia. Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados na demonstração do resultado. Em 31 de março de 2011 a Companhia apurou um resultado negativo não realizado na operação de swap cambial no montante de R\$ 21.611.

A tabela abaixo apresenta os valores contábeis dos passivos em moeda estrangeira que não estão protegidos por instrumentos de swap cambial:

	Passivo	
	31/3/2011	31/12/2010
Dólares norte-americano	5.816	5.883

Em seguida, um quadro de análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso a variação da taxa de câmbio de 2010 fosse igual a esperada para 2011, segundo projeções baseadas na curva futura de dólar da BM&F:

31/3/2011	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Dólares norte-americano	3,24%	(188)	(188)

b) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado como baixo, considerando a pulverização do número de clientes e o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação. Adicionalmente, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir possíveis riscos de realização das contas a receber.

c) Risco de escassez de energia

Corresponde ao risco de escassez na oferta de energia elétrica por parte das usinas hidroelétricas por eventuais atrasos do período chuvoso, associado ao crescimento de demanda acima do planejado, podendo ocasionar perdas para a Companhia em função do aumento de custos ou redução de receitas com a adoção de um novo programa de racionamento, como o verificado em 2001. No entanto, considerando os níveis atuais dos reservatórios e as simulações efetuadas, o Operador Nacional de Sistema Elétrico – ONS não prevê para os próximos anos um novo programa de racionamento.

Notas Explicativas

d) Risco de vencimento antecipado

A Companhia administra seu capital, para assegurar as suas atividades normais, ao mesmo tempo em que maximizam o retorno a todas as partes interessadas ou envolvidas em suas operações, por meio da otimização do saldo das dívidas e do patrimônio.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas notas explicativas nº 16 e nº 17, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários) e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na nota explicativa nº 25).

	31/3/2011	31/12/2010
Dívida (i)	824.832	842.909
Caixa e equivalente de caixa + Outros ativos financeiros	(91.710)	(104.270)
Dívida líquida (a)	733.122	738.639
Patrimônio líquido (b)	1.461.331	1.356.814
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	33%	35%

- (a) A dívida é definida como empréstimos e financiamentos e debêntures de curto e longo prazos, conforme detalhado nas notas explicativas nº 17 e nº 18.
- (b) O patrimônio líquido inclui todo o capital e as reservas da Companhia, gerenciados como capital.

Conforme mencionado anteriormente, a Companhia realizou ao longo do exercício operações de contratos futuros de juros. Essas operações foram utilizadas exclusivamente na gestão dos recursos da renda fixa, com objetivo realizar operações de proteção dos títulos detidos à vista, efetuar operações de posicionamento em taxas de juros e trocar de indexadores dos títulos detidos à vista. As estratégias nos mercados futuros são consideradas no conjunto de todos os ativos que fazem parte da carteira, ou seja, seus resultados individuais visam contribuir para a obtenção do resultado global da parcela de renda fixa, estabelecido na política de investimentos.

e) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia não tem pactuado contratos de derivativos para fazer “swap” contra este risco, entretanto monitora as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de

Notas Explicativas

empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobrás) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso as variações nas taxas de juros e índices de inflação de 2010 fossem iguais as esperadas para 2011, segundo projeções baseadas na curva futura da BM&F:

31/3/2011	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	0,31%	(120)	(120)
Libor	0,48%	(20)	(20)
TJLP	0,00%	0	0
IPCA	-1,13%	71	71
IGPM	-1,17%	16	16
TR	0,12%	(11)	(11)
Total		(64)	(64)

f) Risco de Liquidez

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados nos fluxos de caixa projetado. As informações refletidas na tabela abaixo, incluem os fluxos de caixa de juros e do principal:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de março de 2011						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	4.992	9.866	44.142	167.750	39.706	266.456
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	10.096	34.322	85.105	226.697	7.918	364.138
Debêntures	-	-	108.881	197.388	-	306.269
	<u>15.088</u>	<u>44.188</u>	<u>238.128</u>	<u>591.835</u>	<u>47.624</u>	<u>936.863</u>
31 de dezembro de 2010						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	4.899	9.875	44.191	177.267	38.844	275.076
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	7.169	19.148	99.744	251.134	8.161	385.356
Debêntures	5.189	-	108.848	193.982	-	308.019
	<u>17.257</u>	<u>29.023</u>	<u>252.783</u>	<u>622.383</u>	<u>47.005</u>	<u>968.451</u>

Notas Explicativas

Em seguida, as tabelas apresentam os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos de hedge que também estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia:

	Menos de um mês	De uma três meses	De três meses a um	De uma a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de Março de 2011						
"Swaps" de moeda	-	12.503	-	11.388	-	23.891
	-	12.503	-	11.388	-	23.891
31 de dezembro de 2010						
"Swaps" de moeda	-	-	11.430	12.400	-	23.830
	-	-	11.430	12.400	-	23.830

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia utiliza como opção de curto prazo a conta garantida que tem contratada. Abaixo segue tabela referente à posição até 31 de março de 2011 e 31 de dezembro de 2010 quanto à utilização da conta:

Conta Garantida	31/3/2011	31/12/2010
Contratada	50.000	50.000

Valorização dos instrumentos financeiros

O método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado dos instrumentos financeiros foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses ativos e passivos e taxas de mercado vigentes e respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço:

			31/3/2011		31/12/2010	
	Categoria	Nível	Contábil	Valor Justo	Contábil	Mercado
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	33.885	33.885	52.771	52.771
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	57.825	57.825	51.499	51.499
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	48.732	48.732	46.030	46.030
Contas a receber	Empréstimos e recebíveis	2	411.212	411.212	411.974	411.974
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	113.545	113.545	110.875	110.875
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	499.450	499.704	523.415	516.933
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	267.795	267.954	263.402	262.838
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	34.143	34.763	34.481	36.011
Instrumentos financeiros derivativos	Outros passivos financeiros	2	23.444	23.444	21.611	21.611
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	207.783	207.783	250.834	250.834

As aplicações financeiras registradas nas demonstrações contábeis aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados e apresentam liquidez imediata.

Valor Justo Hierárquico

Notas Explicativas

Existem três tipos de níveis para classificação do Valor Justo referente a instrumentos financeiros, a hierarquia fornece prioridade para preços cotados não ajustados em mercado ativo referente a ativo ou passivo financeiro. A classificação dos Níveis Hierárquicos pode ser apresentada conforme exposto abaixo:

- Nível 1 - Dados provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) de forma que seja possível acessar diariamente inclusive na data da mensuração do valor justo.
- Nível 2 - Dados diferentes dos provenientes de mercado ativo (preço cotado não ajustado) incluídos no Nível 1, extraído de modelo de precificação baseado em dados observáveis de mercado.
- Nível 3 - Dados extraídos de modelo de precificação baseado em dados não observáveis de mercado.

Os valores da curva e de mercado do instrumento derivativo (swap) de 31 de março de 2011 são como segue:

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap ABN AMRO	23.891	23.444	(447)

A estimativa do valor de mercado das operações de swaps foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela BM&F na posição de 31 de março de 2011.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando, em 31 de março de 2011, apenas swap dólar para CDI, não possuindo derivativos exóticos ou outras modalidades.

As operações de swap são contratadas apenas como proteção do endividamento em moeda estrangeira, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira. Em 31 de março de 2011, a Companhia detinha operações de swap, conforme demonstrado abaixo:

Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	Valores de Referência			
					Moeda Estrangeira		Moeda Local	
					31/03/11	31/12/10	31/03/11	31/12/10
Contratos de swaps:								
(+) Ativo	ABN AMRO	16/06/06	15/06/12	Dólar + 5,49% a.a. 98,8% do CDI	USD 19.390	USD 9.034	R\$ 31.581	R\$ 15.053
(-) Passivo								
(=) Ajuste								

Notas Explicativas

Descrição	Contraparte	Valor Justo		Efeito Acumulado até 31/03/2011		Efeito Acumulado até 31/12/2010	
		31/03/11	31/12/10	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago
Contratos de swaps:							
(+) Ativo	ABN AMRO	R\$ 28.811	R\$ 29.316	-	-	-	-
(-) Passivo		R\$ 52.255	R\$ 50.927	-	-	-	-
(=) Ajuste		-R\$ 23.444	-R\$ 21.611	-	-R\$ 23.444	-	-R\$ 21.611

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros, conforme ICVM nº475/08

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises. Vide abaixo análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros:

Indexador do Contrato	31/3/2011	Cenário + 25%	Cenário + 50%
IPCA	26.369	32.961	39.554
TJLP	21.449	26.811	32.174
FIXO	14.347	14.347	14.347
CDI	3.333	4.166	5.000
IGPM	3.300	4.125	4.950
Dólares norte-americano	1.036	1.295	1.554
TR	73	91	110
TOTAL	69.907	83.797	97.689

Em seguida, a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativa ao comportamento do swap cambial da Companhia:

Indexador do Contrato	31/3/2011	Cenário + 25%	Cenário + 50%
Dívida BEI	3.205	3.785	4.365
Swap Ponta Ativa	(3.205)	(3.785)	(3.481)
Swap Ponta Passiva	2.287	2.859	3.431
Total	2.287	2.859	4.315

Conforme demonstrado acima, a variação do dólar sobre a parcela da dívida coberta pelo swap é compensada pela variação oposta sofrida por sua ponta ativa. Essa parcela da dívida troca de indexação, passando a sofrer a variação do CDI, em reais, e a correr riscos de aumento de encargos, porém reduzindo sua exposição cambial.

Notas Explicativas**19. TRIBUTOS A PAGAR**

	31/03/2011	31/12/2010
ICMS	79.533	78.463
Parcelamento ICMS	9.089	10.024
REFIS Federal	17.465	17.011
CSLL	2.442	3.893
IR	2.607	442
PIS	2.484	2.759
COFINS	12.478	12.454
ISS	3.268	4.258
Outros tributos e contribuições	2.626	3.847
Total	131.992	133.151
Circulante	126.282	126.969
Não circulante	5.710	6.182

A Companhia calcula o imposto de renda e a contribuição social pelo lucro real por meio de estimativas mensais.

Em 30 de novembro de 2009, a concessionária apresentou na forma determinada pela Receita Federal do Brasil (meio eletrônico; e-CAC), a sua opção pelo parcelamento de débitos instituído pela Lei nº 11.941/2009 (“REFIS IV”), tendo o seu requerimento de adesão sido realizado na modalidade “Débitos Administrados pela RFB – Parcelamento de Dívidas Não Parceladas Anteriormente – Previdenciários” e sendo providenciado o pagamento da 1ª parcela emitida de forma automática pelo sistema da RFB na mesma data.

Os valores inclusos no “REFIS IV” são débitos referentes a lançamentos previdenciários controlados nos Autos de Infração nºs 35.863.572-1, 35.863.573-0 e nas NFLDs nºs 35.784.931-0, 35.784.934-5, 35.784.936-1, 35.784.937-0, 35.784.939-6, 35.784.940-0, 35.784.943-4, 35.784.944-2, 35.784.947-7, 35.784.949-3, 35.784.950-7, 35.784.933-7, 35.784.935-3, 35.784.938-8, 35.784.941-8, 35.784.942-6, 35.784.945-0, 35.784.948-5, bem como os valores espontaneamente confessados pela Companhia a título de “Contribuição ao INCRA” das competências de fevereiro/2005 a outubro/2008.

O montante total da dívida desses processos administrativos e débito espontaneamente confessado, incluídos no “REFIS IV”, perfazia R\$33.129.

Inicialmente, ao se aplicar o prazo decadencial do lançamento de contribuições previdenciárias (Súmula Vinculante do STF nº 08 c/c art. 103-A da Constituição Federal de 1988, arts. 100, I e 150, §4º do CTN e Parecer Normativo PGFN/CAT nº 1.617/2008), esse montante total foi reduzido para R\$ 24.237, sendo composto pelo principal de R\$ 10.727, multas de R\$ 2.633 e juros de R\$ 10.877.

Notas Explicativas

Em sequência, com o aproveitamento dos benefícios do “REFIS IV” para a modalidade de “pagamento em 30 (trinta) parcelas”, o montante total da dívida sofreu as reduções determinadas na Lei nº 11.941/2009 e passou a ser de R\$17.566, sendo de principal R\$ 10.727, multas de R\$ 313 e juros de R\$ 6.526.

As parcelas mensais do “REFIS IV” são contadas desde 30/11/2009, vencem a cada último dia útil do mês-calendário e sofrem correção pela Taxa SELIC acumulada desde novembro/2009, conforme dispositivo legal.

Ressalte-se que, conforme permissivo da Lei nº 11.941/2009 e Portaria Conjunta PGFN/RFB nº 02/2011, quando da efetiva consolidação do parcelamento pela Receita Federal do Brasil, a Companhia poderá optar por efetuar a antecipação total do saldo do valor parcelado, aplicando-lhe os benefícios adicionais da modalidade de pagamento “à vista” e corrigindo tal saldo pela SELIC acumulada desde novembro/2009, o que implicará em adicional redução do montante total da dívida.

Em virtude desse permissivo legal, a Companhia tem como previsão efetuar o pagamento com os benefícios da modalidade “à vista”. O saldo em 31 de março de 2011 é de R\$ 17.465.

Por fim, as regras jurídicas originadas da Lei nº 11.941/2009 impõem como condição essencial para a manutenção das condições de pagamento benéficas previstas no “REFIS IV”, somente o pagamento regular das parcelas do próprio parcelamento, permitindo-se máximo atraso de duas parcelas vencidas no seu curso ou de uma parcela vencida quando pagas todas as demais, sendo que não há conhecimento de qualquer risco iminente associado à perda desse regime especial de pagamento.

Em 31 de dezembro de 2009 a concessionária protocolou junto à Secretaria da Fazenda Estadual o seu “pedido de opção” pelo “REFIS do Ceará – 2009” de acordo com a Lei Nº 14.505 de 18 de Novembro de 2009, conforme protocolo nº 096.40951-7 e Termo de Concessão nº 197588.

O montante da dívida incluída no REFIS-CE foi de R\$ 57.121, sendo de principal R\$ 13.933, multa de R\$ 12.807 e juros de R\$ 30.381, proveniente de débitos fiscais junto a Secretaria da Fazenda do Estado do Ceará – SEFAZ. Com a anistia, o montante total da dívida passou a ser de R\$ 14.048, sendo de principal R\$ 13.933, multa de R\$ 48 e juros de R\$ 67. Foi realizado o pagamento à vista no valor de R\$ 138, referente ao pedido de pagamento parcial dos Autos de Infração nºs 2006.25711-6 e 2005.21894-3 conforme protocolo nº 096.40951-7. Para os demais valores foi concedido o parcelamento através do Termo de Concessão nº 197588 a ser amortizado em 45 parcelas mensais e sucessivas com os devidos acréscimos previstos na referida lei e com vencimento da primeira parcela em 30 de dezembro de 2009 e as demais a cada 30 dias devidamente corrigidas pelo IPCA - Índice de Preço ao Consumidor. Desses R\$ 14.048, R\$ 11.056 é matéria de crédito conforme nota explicativa nº 8.

Notas Explicativas**20. TAXAS REGULAMENTARES**

	31/3/2011	31/12/2010
Conta consumo de combustível	8.119	8.119
Reserva global de reversão	21.042	18.330
Conta de desenvolvimento energético	1.687	4.347
Taxa de fiscalização	367	367
Encargos emergenciais	2.473	2.489
Encargos ex-isolados RN 410	1.222	1.302
Total	34.910	34.954

21. PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações com partes relacionadas que pertencem ao mesmo grupo econômico, cujos montantes dos saldos, natureza e totais das transações e efeitos nas demonstrações financeiras estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/3/2011				31/12/2010			
			Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível	Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de Energia	91.861	1.212	112.774	-	101.644	2.710	479.547	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	391	-	868	-	181	-	3.641	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(b.1)	Confissão de dívida	10.191	27.449	-	-	10.752	26.885	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(b.2)	Plano de pensão	202	-	1.372	11	237	-	4.034	4.924
Synapsis Brasil S.A.		Prestação de Serviço	-	-	-	-	1.785	-	14.297	3.551
CAM Brasil Multiserviços Ltda.		Prestação de Serviço	-	-	-	-	946	-	3.265	4.837
			102.645	28.661	115.014	11	115.545	29.595	504.784	13.312
(-) Dívida FAELCE			10.191	27.449			10.752	26.885		
Parte relacionadas			92.454	1.212			104.793	2.710		

As principais condições relacionadas às transações entre as partes relacionadas estão descritas a seguir:

a) Compra de Energia**a.1) Endesa Fortaleza - CGTF**

Em 31 de agosto de 2001, a Companhia e a Endesa Fortaleza – CGTF celebraram contrato de compra e venda de energia elétrica de quantidade anual de energia equivalente a 2.690 GWh por período de 20 anos, iniciado a partir de 27 de dezembro de 2003.

Atualmente as garantias deste contrato são:

- Instrumento de Remuneração Contratual por Prestação de Serviços de Depositário Qualificado e Outras Avenças – firmado com o Banco Bradesco S.A., relativo à gestão de garantias por meio de vinculação de recebíveis tarifários (50% da garantia exigida) Contrato Bilateral assinado entre a Companhia e Endesa Fortaleza – CGTF; e

Notas Explicativas

- Contrato de Prestação de Garantia Fidejussória – firmado com União de Bancos Brasileiros S.A., relativo à fiança para complementação de garantia (50%) contratada em favor da Endesa Fortaleza – CGTF.

O contrato com a CGTF foi firmado conforme condições regulamentares e devidamente homologado pela ANEEL.

O total dos gastos no exercício com este contrato montou, até 31 de março de 2011, em R\$ 112.774 (R\$ 479.547 em 2010).

a.2) Endesa Cachoeira - CDSA

A Companhia participou do 2º Leilão para Compra de Energia Elétrica Proveniente de Empreendimentos de Geração Existentes (“2º LEILÃO”), no dia 2 de abril de 2005, promovido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme o edital de Leilão nº 001/2005, realizado nos termos da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, da Portaria MME nº 231, de 30 de setembro de 2004, da Resolução Normativa ANEEL nº 147, de 23 de fevereiro de 2005.

O Leilão, citado acima, resultou em contrato de compra e venda de energia elétrica, entre as partes, com potência associada, tendo início o suprimento em 1 de janeiro de 2008 e término no dia 31 de dezembro de 2015, com energia assegurada de 4,039 MWMédios.

Até 31 de março de 2011 esse contrato totalizou um montante de R\$ 868 (R\$ 3.641 em 2010) em gastos com energia elétrica.

.

b) Obrigações com Plano de Pensão:

b.1) Contrato de Dívida - FAELCE

A Companhia é patrocinadora do fundo de pensão administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social – FAELCE.

Em 30 de junho de 1999, a Companhia celebrou com a Faelce um contrato tendo por objeto a consolidação da dívida no valor de R\$ 46,6 milhões, correspondendo os saldos devedores dos termos de compromisso firmados em 31 de dezembro de 1992, em 23 de maio de 1996 e em 31 de janeiro de 1997.

Em 30 de junho de 2007, foi assinado um terceiro aditivo com o valor da dívida atualizada em R\$ 62,2 milhões, conforme Resolução CGPC nº 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social, com prazo para pagamento total de 14 parcelas semestrais e sucessivas, iniciando em 31 de dezembro de 2007 e terminando em 30 de junho de 2014. Até 31 de Março de 2011, a Companhia amortizou 10 parcelas, permanecendo um saldo devedor de R\$ 37.640.

Notas Explicativas

Em garantia da operação, a Companhia cedeu à Faelce os direitos creditórios que possui ou venha a possuir, representados pela arrecadação das contas de energia elétrica efetivamente realizadas. A Faelce poderá sacar da conta corrente bancária da Companhia, até o montante das parcelas da dívida vencidas e não pagas, após 45 dias da verificação da inadimplência da Companhia, se lhe convier.

b.2) Plano de Pensão - FAELCE

A Companhia, como mantenedora da Faelce, realiza repasses mensais destinados a manutenção financeira da Faelce e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Coelce, classificados como “Benefício Definido” e “Contribuição Definida”.

O total de gastos até 31 de março de 2011 foi R\$ 1.383 (R\$ 8.958 em 2010) sendo R\$ 1.372 (R\$ 4.034 em 2010) como despesa operacional do resultado da Companhia e R\$ 11 (R\$ 4.924 em 2010) capitalizados ao ativo intangível.

O saldo corresponde ao valor da contribuição da Companhia (patrocinadora) aos planos de pensão (Vide nota explicativa 27).

A Endesa Cachoeira – CDSA, e a Endesa Fortaleza – CGTF são subsidiárias dos acionistas controladores. A Faelce é administradora do Fundo de Pensão dos funcionários da Companhia

Na opinião de sua administração, a Companhia não efetua transações com partes relacionadas em bases ou termos menos favoráveis do que aqueles que seriam praticados com terceiros.

Remuneração da Administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia para o exercício findo em 31 de março de 2011 é de R\$ 1.449 (R\$ 6.324 em 31 de dezembro de 2010). A Coelce mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	31/3/2011	31/12/2010
Benefícios de curto prazo	1.449	6.274
Benefícios pós-emprego	-	50
Total	1.449	6.324

Notas Explicativas

22. PROGRAMAS DE PESQUISA, DESENVOLVIMENTO E DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA

Conforme Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica estão obrigadas a destinar, anualmente, um por cento (1%) de sua receita operacional líquida (definida nos termos da ANEEL) para os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Eficiência Energética, distribuído de acordo com os percentuais determinados pela ANEEL.

As resoluções ANEEL nº 316, de 13 de maio de 2008 e nº 300 de 12 de fevereiro de 2008 aprovam os Manuais do Programa de Pesquisa e Desenvolvimento e de Eficiência Energética, versão 2008, que estabelecem as diretrizes e orientações na elaboração dos projetos de P&D e PEE. As principais mudanças provenientes dos novos manuais são: a possibilidade de submissão de projetos a qualquer época do ano, tornando o processo contínuo; a ênfase na avaliação final dos projetos, aumentando assim a responsabilidade da concessionária na aplicação do investimento; a adoção de um plano de investimento e um plano de gestão dos programas, tendo recursos destinados para tal; além da abertura do programa de P&D para as demais etapas do ciclo de inovação (cabeça-de-série, lote pioneiro e inserção no mercado).

A Companhia contabiliza as despesas referentes aos Programas de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento conforme seu período de competência, permanecendo os valores registrados e corrigidos pela SELIC até a efetiva realização.

	31/3/2011		31/12/2010	
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
Programa de eficiência energética	29.917	3.274	29.917	-
Programa de pesquisa e desenvolvimento	14.641	7.070	14.641	5.566
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	3.069	-	3.148	-
Ministério de Minas e Energia - MME	1.162	-	1.200	-
	<u>48.789</u>	<u>10.344</u>	<u>48.906</u>	<u>5.566</u>

Notas Explicativas**23. PROVISÃO PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS E TRABALHISTAS**

A Administração entende que todas as provisões constituídas são suficientes para cobrir eventuais perdas com os processos em andamento. Com base na opinião de seus consultores legais, foram provisionados todos os processos judiciais cuja probabilidade de perda foi estimada como provável para a Companhia, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2010				31/3/2011
	Saldo Acumulado	Adições / Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos	Saldo Acumulado
Trabalhistas (a)	18.197	141	352	(20)	18.670
Cíveis (b)	38.110	360	965	(262)	39.173
Fiscais (c)	4.952	37	8	-	4.997
Total	61.259	538	1.325	(282)	62.840
Circulante	12.232				15.246
Não Circulante	49.027				47.594

a) Riscos trabalhistas

Referem-se a diversas ações trabalhistas que questionam, entre outros: danos morais, reintegração ao trabalho, pagamento de horas extras, adicionais de periculosidade, verbas rescisórias e diferenças salariais. Além disso, existem ações relativas a empregados de empresas terceirizadas que questionam o vínculo empregatício com a Companhia bem como equiparação em direitos aos empregados desta.

Durante o exercício de 2009 a Companhia aderiu ao Refis e os valores dos tributos provisionados foram transferidos para a rubrica de Tributos a pagar (Vide nota explicativa nº 19).

b) Riscos cíveis

A situação jurídica da Companhia engloba processos de natureza cível, inclusive consumeirista, nos quais a Companhia é ré, sendo grande parte da provisão vinculada a processos relacionados a pedidos de indenização por acidentes com energia elétrica (aproximadamente R\$ 14.900), ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal (R\$ 7.600), ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais (R\$ 2.500). O restante do valor constante na provisão, subdivide-se em ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento, cobrança indevida de valores e outros de natureza consumeirista.

Notas Explicativas

Adicionalmente, a Companhia é ré em ações judiciais em que são questionados os valores pagos por consumidor, provenientes da majoração de tarifas de energia elétrica, com base nas Portarias do DNAEE nº 38 e 45, de 27 de janeiro e 4 de março de 1986, respectivamente, durante a vigência do Plano Cruzado. A provisão para perdas nessas ações está contemplada no saldo de provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Contingências passivas com risco possível

A Companhia possui ações de natureza tributária, cível e trabalhista, que não estão provisionadas, pois envolvem risco de perda classificado pela Administração e por seus advogados e consultores legais como possível. As contingências passivas estão assim representadas:

Causas Possíveis	
Trabalhistas	2.745
Cíveis (d)	345.664
Fiscais (e)	169.202
Juizados especiais	5.548
	<u>523.159</u>

a) Riscos cíveis

A situação jurídica da Companhia engloba processos de natureza cível, mormente consumeirista, nos quais a Companhia é ré, sendo grande parte da contingência possível vinculada a processos relacionados à discussão da legalidade ou não do repasse do PIS-COFINS aos consumidores (R\$ 304 milhões), a pedidos de indenização por acidentes com a população (R\$ 7,7 milhões), ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais (R\$ 5,6 milhões), a pedido de indenização por suspensão do fornecimento de energia elétrica (R\$ 4,8 milhões) e a pedidos de indenização por cobrança supostamente indevida (R\$ 3,1 milhões). O restante do valor indicado como contingência possível subdivide-se em temas relacionados a indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica e outros de natureza consumeirista ou contratual.

b) Riscos fiscais

Apresentamos, a seguir, os processos relevantes cujos consultores jurídicos estimam a probabilidade de perda como sendo possível e que não requerem constituição de provisão.

b.1) ICMS – Termo de acordo 035/91

A Companhia celebrou Termo de Acordo nº 035/91 com a Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará, onde formalizou a existência de regime especial de recolhimento de ICMS, o

Notas Explicativas

qual seria efetuado pelo valor arrecadado (receitas recebidas), em periodicidade decendial. Referido acordo vigorou até 31 de março de 1998, sendo revogado pelo Ato Declaratório nº 02/98.

Não obstante, a Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará lavrou 4 autos de infração relativos aos exercícios de 1995, 1996, 1997 e 1998 (período em que o mencionado termo de acordo era vigente) para cobrar débitos de ICMS não recolhidos, no valor atualizado de R\$ 16.661. A Companhia aguarda decisão de recurso apresentado (Embargos de Declaração) ao Conselho de Recursos Tributários, contra decisão que julgou os Autos de Infração parcialmente procedentes, determinando o recolhimento do ICMS devido pelos valores nominais, excluídos a penalidade e os juros de mora.

b.2) ICMS – Base cadastral de consumidores isentos e imunes e não tributáveis

A Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará lavrou um auto de infração em 29 de dezembro de 2004, no valor atualizado de R\$ 11.693, no intuito de exigir créditos de ICMS oriundos de erro na base cadastral de consumidores isentos e imunes (classes comercial, industrial, iluminação pública e serviços públicos) referentes ao período de abril a agosto de 1999. A Companhia impugnou o auto e aguarda decisão de primeira instância administrativa.

Adicionalmente, em 29 de novembro de 2006, foi lavrado auto de infração, no valor atualizado de R\$ 4.385, referente ao ano de 2001, pelo não-recolhimento de ICMS em operações consideradas pela Companhia como não-tributáveis, em virtude da base cadastral do período autuado. O auto foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso, do qual se aguarda decisão.

Em 16 de fevereiro de 2007, foi lavrado auto de infração com o mesmo objeto do auto acima, no valor atualizado de R\$ 3.927, referente ao ano de 2002, do qual se aguarda decisão de 1ª instância administrativa.

b.3) ICMS – Crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado

A Secretaria de Fazenda do Estado do Ceará lavrou um auto de infração para cobrar débitos de ICMS relativos aos anos de 2003 e 2004, no valor atualizado de R\$ 3.640, por apropriação a maior de créditos de ICMS oriundos da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado. A Companhia impugnou o auto, mas foi proferida decisão de primeira instância julgando o auto procedente em 5 de novembro de 2008. A Companhia recorreu e aguarda decisão de segunda instância administrativa.

b.4) ICMS – Transferência de créditos

Notas Explicativas

Em 1º de agosto de 2005, a Fazenda Estadual ajuizou Execução fiscal para cobrar débitos de ICMS relativos às operações de transferência de créditos ocorridas durante o exercício de 1999 e 2000, no montante atualizado de R\$ 1.730. Em 9 de março de 2007 foi proferida sentença favorável à Companhia. A Fazenda Estadual apresentou recurso (Apelação), que está pendente de julgamento.

Em 6 de maio de 2005, a Companhia ajuizou ação anulatória de débitos de ICMS relativos à operação de transferência de créditos ocorrida durante o exercício de 2001, que perfazem o montante atualizado de R\$ 1.764. A Companhia aguarda decisão de primeira instância judicial.

b.5) ICMS – Cancelamento de faturas

Em 29 de novembro de 2006, a Companhia recebeu um auto de infração no valor de R\$ 21.893, pelo cancelamento de faturas emitidas anteriormente com erros sem a comprovação que as operações anteriormente foram tributadas. O auto foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso, do qual se aguarda julgamento.

Em 16 de fevereiro de 2007, a Companhia recebeu um auto de infração no valor de R\$ 26.613 sobre o mesmo tema, relativo ao exercício de 2002. O auto foi julgado procedente em 1ª instância administrativa e a Companhia apresentou recurso, do qual se aguarda julgamento.

b.6) ISS – Município de Fortaleza

A Companhia ajuizou em 08 de agosto de 2007 ação anulatória de débitos de ISS incidentes sobre: (i) prestação de serviços acessórios indispensáveis ao fornecimento de energia; (ii) serviço de locação de bens móveis e (iii) ausência de retenção do ISS na fonte, relativas ao período de julho/98 a janeiro/00, que totalizam o valor de R\$ 4.193. A Companhia aguarda decisão de primeira instância judicial.

Não obstante a Companhia tenha ajuizado ação anulatória, em 10 de outubro de 2007 o Município de Fortaleza ajuizou duas Execuções Fiscais para a cobrança dos mencionados débitos, para as quais a Companhia apresentou defesa (exceção de pré-executividade) e aguarda decisão de primeira instância judicial.

O Município de Fortaleza ajuizou 3 execuções fiscais, que perfazem o montante de R\$ 21.400 para cobrar débitos de ISS cobrados pela prestação de serviços acessórios indispensáveis ao fornecimento de energia. A Companhia aguarda decisão de segunda instância judicial nos três processos.

Em 07 de maio de 2010 a Coelce recebeu um auto de infração no valor de R\$ 1.029 sobre o mesmo tema relativo ao exercício de 2007. A Coelce apresentou defesa administrativa e aguarda decisão de 1ª instância.

b.7) ISS – Município de Iguatu

Notas Explicativas

O município de Iguatu ajuizou execução fiscal, no valor atualizado de R\$ 2.365, por débitos de ISS relativos ao período de 2004 a 2008, cobrados face à existência de diferenças entre as declarações apresentadas pela Companhia. A Companhia apresentou embargos à execução, que aguarda julgamento.

b.8) ICMS – Estorno de crédito – consumidor baixa renda

O Município de Fortaleza lavrou um auto de infração em 02 de outubro de 2009, no valor atualizado de R\$ 21.928, para a cobrança de ICMS no exercício de 2005 em virtude do estorno insuficiente de créditos de ICMS por vendas não tributáveis a consumidores classificados como "baixa renda". A Companhia apresentou defesa e aguarda decisão de 1ª instância administrativa. Foi proferida decisão administrativa desfavorável e em 07 de outubro de 2010 a Companhia apresentou recurso. Aguarda-se decisão de 2ª instância administrativa.

b.9) PIS/IRPJ – Autos de Infração

Trata-se de 2 Autos de infração para a cobrança de PIS e IRPJ relativos ao primeiro, segundo e terceiro trimestres do exercício de 1998 diante do não recolhimento apontado pela auditoria interna da Fazenda Nacional, em revisão das declarações apresentadas. A Companhia apresentou defesa, que foi julgada parcialmente procedente. Em 16 de outubro de 2008, a Companhia apresentou recurso, do qual aguarda decisão. O montante envolvido é de R\$ 9.695.

b.10) CSL / IRPJ – Execução fiscal

Em 19 de Janeiro de 2009 a União apresentou Execução Fiscal para cobrar débitos de CSL e IRPJ. Em 15 de abril de 2009 a Coelce apresentou Embargos a Execução. Aguarda-se decisão de 1ª instancia judicial. O valor atualizado é de R\$ 16.286.

Ativo Contingente

A Companhia impetrou Mandado de Segurança arguindo a inconstitucionalidade da Lei nº 9.718/98 ao majorar a base de cálculo da COFINS, bem como a compensação dos valores recolhidos a maior com quaisquer tributos administrados pela Secretaria da Receita Federal. A Companhia obteve decisão definitiva favorável e está apurando o montante do crédito a ser compensado.

24. OUTRAS OBRIGAÇÕES

Notas Explicativas

	31/3/2011	31/12/2010
Arrecadação de terceiros	3.889	4.381
Adiantamento de clientes	1.872	1.777
Empréstimos compulsórios	392	392
Devolução Prefeituras	5.968	5.968
Uso mútuo de postes	8.200	-
Multas parceladas	8.443	8.443
Outros	1.361	2.026
Total	30.125	22.987
Circulante	17.158	9.942
Não circulante	12.967	13.045

25. PATRIMÔNIO LÍQUIDO**a) Capital social**

O capital social está composto de ações sem valor nominal e assim distribuídas:

	31/03/2011 (Em unidades)	31/12/2010 (Em unidades)
Ações Ordinárias	48.067.937	48.067.937
Ações Preferenciais A	28.215.101	28.169.464
Ações Preferenciais B	1.572.261	1.617.898
Total	77.855.299	77.855.299

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)	
	TOTAL (I)		Classe A		Classe B		TOTAL (II)	
Investluz S.A	44.061.433	91,67%	-	-	-	-	44.061.433	56,60%
Eletrobrás	-	-	3.967.756	14,06%	1.531.141	97,39%	5.498.897	7,06%
Endesa Brasil S.A	-	-	1.770.000	6,27%	-	-	1.770.000	2,27%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.552.677	3,23%	7.994.389	28,33%	36.360	2,31%	8.030.749	12,31%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	3.797.200	13,46%	-	-	3.797.200	6,06%
Outros	1.534.424	3,19%	10.685.756	37,88%	4.760	0,30%	10.690.516	15,70%
Total de ações	48.067.937	100%	28.215.101	100%	1.572.261	100%	29.787.362	100%

A cada ação ordinária corresponde um voto nas deliberações da Assembleia Geral.

As ações preferenciais não têm direito a voto, nem são conversíveis em ações ordinárias. Entretanto, gozam de prioridade no reembolso do capital, tendo o direito a dividendos mínimos não cumulativos de 6% ao ano para as ações de classe “A” e 10% para as ações de classe “B”, calculados sobre o valor proporcional do capital social atribuído à respectiva classe, corrigido ao término de cada exercício social.

Notas Explicativas

As ações preferenciais de classe “B” poderão ser convertidas em ações preferenciais de classe “A”, a requerimento do interessado.

b) Reserva legal

O estatuto social da Companhia prevê que do lucro líquido anual serão deduzidos 5% para constituição de reserva legal, a qual não poderá exceder 20% do capital social.

A partir de 2007, a Companhia deixou de constituir reserva legal por atender ao disposto no art. 193 § 1º da Lei nº 6.404/76 uma vez que a soma da sua reserva de capital mais a reserva legal excedeu a 30% do capital social.

c) Reforço de capital de giro

É composto pela parcela de lucros não distribuídos aos acionistas. A reserva de lucro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não podem exceder o montante do capital integralizado. A reserva de lucro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

d) Reserva de incentivo fiscal

A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada, conforme determina o artigo 551, § 3º, do Decreto nº 3.000, de 26 de março de 1999.

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de R\$ 106.323 foi mantido como reserva de capital e somente poderá ser utilizado conforme previsto na lei.

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC nº 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do exercício, e posteriormente será transferido para a reserva de lucro devendo somente ser utilizado para aumento de capital social ou para eventual absorção de prejuízos contábeis conforme previsto no artigo 545 do Regulamento de Imposto de Renda.

A Companhia apurou até 31 de março de 2011 o valor de R\$ 21.006 (R\$ 90.695 em 31 de dezembro de 2010) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no Lucro da Exploração, aplicado a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo Lucro Real.

e) Reserva de ágio

Notas Explicativas

Essa reserva no montante de R\$ 221.188 foi gerada em função da reestruturação societária da Companhia, que resultou no reconhecimento do benefício fiscal diretamente no patrimônio, quando o ágio foi transferido para a Companhia através de incorporação. (Vide nota explicativa nº 11).

f) Dividendos

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei nº 6.404/76.

g) Outros resultados abrangentes

A demonstração dos outros resultados abrangentes, em atendimento ao CPC 26, inclui os ganhos e perdas decorrentes do registro atuarial do fundo de pensão, líquido dos efeitos tributários.

26. COMPROMISSOS

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são como segue:

	Vigência	2011	2012	2013	2014	2015	após 2015
Endesa Fortaleza-CGTF	até 2023	471.547	505.669	522.015	551.773	564.154	4.993.602
Energy Works	até 2013	89	93	97	-	-	-
Eólica - Wobben	até 2018	6.428	6.736	7.016	7.331	7.660	25.127
1ºLEE - Produto 2005	até 2012	188.264	196.331	-	-	-	-
1ºLEE - Produto 2006	até 2013	171.381	178.725	185.366	-	-	-
1ºLEE - Produto 2007	até 2014	38.315	39.957	41.442	43.099	-	-
2ºLEE - Produto 2008	até 2015	38.071	39.702	41.178	42.825	44.538	-
4ºLEE - Produto 2009	até 2016	6.268	6.537	6.780	7.051	7.333	7.647
1ºLEE - Produto 2008	até 2037	65.320	68.119	70.651	73.477	76.416	863.591
1ºLEE - Produto 2009	até 2038	29.876	31.156	32.314	33.607	34.951	407.588
1ºLEE - Produto 2010	até 2039	92.851	96.830	100.428	104.445	108.623	2.832.102
2ºLEE - Produto 2009	até 2038	37.960	39.587	41.058	42.700	44.408	1.262.554
3ºLEE - Produto 2011	até 2040	56.012	58.412	60.583	63.006	65.526	1.860.693
5ºLEN - Produto 2007	até 2014	1.283	1.338	1.388	1.443	-	-
4ºLEN - Produto 2010	até 2024	13.010	13.568	14.072	14.635	15.220	167.670
5ºLEN - Produto 2012	até 2041	-	81.740	84.778	88.169	91.696	2.196.770
Leilão Santo Antônio - Produto 2012	até 2041	-	94	8.816	23.345	36.412	1.739.884
Leilão Jirau - Produto 2013	até 2042	-	-	4.609	8.948	13.026	758.380
6ºLEN - Produto 2011	até 2025	24.186	25.225	26.163	27.209	28.298	353.618
7ºLEN - Produto 2013	até 2042	-	-	60.916	63.349	65.883	1.089.626
Leilão Belo Monte	até 2044	-	-	-	-	3.226	7.023.636
10º Leilão de Energia Nova	até 2045	-	-	-	-	14.691	809.861
11º Len - Produto 2015	até 2044	-	-	-	-	42.730	2.355.597
Total		1.240.861	1.389.819	1.309.670	1.196.412	1.264.791	28.747.946

LEE – Leilão de Energia Existente

LEN – Leilão de Energia Nova

Os valores relativos aos contratos de compra de energia representam o volume total contratado pelo preço corrente no final do exercício de 2010 que foram homologados pela ANEEL.

27. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Notas Explicativas

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela Fundação COELCE de Seguridade Social - FAELCE, entidade fechada de previdência privada complementar, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos. A Fundação administra dois planos de benefícios, sendo um na modalidade de benefício definido (Plano BD), que tem por finalidade principal complementar os benefícios a que têm direito auferir, como segurados de previdência social, os empregados da Coelce, e um na modalidade de contribuição definida (Plano CD), que tem por objetivo conceder um benefício em função da reserva acumulada em nome do participante.

Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

a) Plano de Contribuição Definida (CD)

Para o Plano CD a Companhia contribui mensalmente com o mesmo valor que o participante efetua. O valor da contribuição varia em função da remuneração, tendo seu cálculo definido com base nas alíquotas 2,5%, 4,0% e 9,0%, aplicadas “em cascata”.

b) Plano de Benefício Definido (BD)

O plano BD tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios.

O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da patrocinadora. Para o Plano BD a Companhia contribui mensalmente com a taxa de 4,45% da folha de remuneração de todos os seus empregados e dirigentes participantes, para cobertura do custo normal e com taxa de 2,84% sobre o quociente (não inferior à unidade) entre o número de empregados e dirigentes participantes da FAELCE, existentes em 31 de julho de 1997, e o número de empregados participantes existentes no mês de competência da contribuição suplementar amortizante, estando prevista a vigência dessa contribuição suplementar durante 22 anos e 6 meses, a contar de julho de 1997. Além desse percentual, a patrocinadora é responsável pelo pagamento das despesas administrativas do programa previdencial da referida entidade.

Os benefícios do plano compreendem:

- Complementação de aposentadoria por invalidez;
- Complementação de aposentadoria por tempo de contribuição;
- Complementação de aposentadoria por idade;
- Complementação de aposentadoria especial;
- Complementação de auxílio reclusão;
- Complementação de pensão por morte;
- Complementação de abono anual.

O cálculo matemático relativo aos benefícios de complementação de aposentadorias e pensões do Plano BD adota o método da unidade de crédito projetada.

Notas Explicativas

Em 30 de junho de 1999 foi firmado contrato de dívida consolidando todos os débitos provenientes de retenções e atrasos nos repasses de obrigações e encargos financeiros pela Companhia. Em 30 de junho de 2007 foi assinado um terceiro aditivo, conforme resolução CGPC nº 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social, sob as seguintes condições:

- Prazo para pagamento total: 14 parcelas semestrais e sucessivas, iniciando em 31 de dezembro de 2007 e terminando em 30 de junho de 2014. Até 31 de março de 2011, a companhia realizou 05 parcelas de amortizações, ficando um saldo de R\$ 38.652 (R\$ 37.640 em 31 de dezembro de 2010), sendo R\$ 11.204 (R\$ 10.752 em 31 de dezembro de 2010) registrado no passivo circulante e R\$ 27.448 (R\$ 26.885 em 31 de dezembro de 2010) no passivo não circulante.
- Pagamento dos juros: mensais e sucessivos, corrigidos pelo INPC.
- Amortização do principal: semestral calculado sobre o saldo devedor de cada mês, depois da aplicação da correção monetária pelo INPC.

Despesas reconhecidas no resultado:

Custo do serviço corrente	384
Custo dos juros	16.814
Retorno dos investimentos	(20.105)
Total	(2.907)

As principais premissas atuariais e hipóteses econômicas adotadas pelo atuário independente para a realização da avaliação são:

Principais premissas atuariais	2010	2009
Taxa de desconto para avaliação do custo de serviço corrente e da obrigação atuarial total	10,50%	10,80%
Taxa de rendimento esperada sobre ativos do plano	12,09%	11,28%
Taxa do crescimento salarial	6,35% (empregados participantes)	5,84% (empregados participantes)
Taxa de inflação esperada	4,5%	4%
Reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	4,5%	4%
Taxa de rotatividade	Nula	Nula
Tábua geral de mortalidade (q_x)	AT-2000 básica	AT-83
Tábua de mortalidade de inválidos (q_x^i)	q_x da AT-49 (+6)	q_x da AT-49

Notas Explicativas**28. IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL**

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pela alíquota fiscal, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada como segue:

	<u>31/3/2011</u>	<u>31/3/2010</u>
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido	127.135	141.401
Alíquota nominal	34%	34%
	43.226	48.076
Amortização do ágio e reversão da provisão	(2.868)	(3.135)
Outros	398	152
Despesas com IR e CSLL antes do benefício fiscal	40.756	45.093
(-)Incentivo fiscal -ADENE	(21.006)	(22.471)
Despesas com IR e CSLL após o benefício fiscal	19.750	22.622

De acordo com o Ato Declaratório Executivo nº 01 de 5 de janeiro de 2009, a Companhia faz jus à redução do Imposto de Renda e adicionais não restituíveis, calculados com base no lucro da exploração, relativamente ao empreendimento de que trata o Laudo Constitutivo nº 0170/2007, expedido pelo Ministério da Integração Nacional – MI (ADENE) apresentado nas páginas 5 a 7, estabelecendo as condições e exigências para o gozo do benefício.

O Laudo Constitutivo 0170/2007, foi expedido com base no art. 1º da Medida Provisória nº 2.199-14, de 24 de agosto de 2001, reconhecendo para o benefício a condição onerosa atendida: Modernização total de empreendimento de infra-estrutura na área de atuação da extinta Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste – SUDENE, conforme art. 2º, inciso I do Decreto nº 4.213, de 26 de abril de 2002.

O incentivo consiste na redução do imposto de renda devido em 75% do imposto de renda apurado no exercício, com início de fruição do benefício no ano-calendário 2007 e término do prazo no ano-calendário de 2016.

O valor do imposto de renda que deixou de ser pago em virtude dos benefícios de redução foi contabilizado de acordo com a Lei nº 11.638/07 e Deliberação CVM nº 555 que aprovou o CPC nº 07 em que determina a contabilização no resultado do exercício e posteriormente a transferência para reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros).

Notas Explicativas

29. RECEITA LÍQUIDA

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é como segue:

	Nº de consumidores		MWh		R\$	
	Não auditado		Não auditado			
	31/3/2011	31/3/2010	31/3/2011	31/3/2010	31/3/2011	31/3/2010
Fornecimento faturado						
Residencial normal	715.474	578.413	371.068	364.505	218.144	203.434
Residencial baixa renda	1.650.776	1.664.220	386.908	382.764	99.783	94.598
Industrial	5.829	5.859	317.131	347.451	104.324	109.393
Comércio, serviços e outros	160.535	155.552	404.903	405.759	187.506	179.245
Rural	313.078	327.508	180.729	206.123	40.880	42.552
Poder público	30.241	29.513	111.261	109.041	49.304	46.213
Iluminação pública	7.991	6.763	100.886	96.894	30.385	27.556
Serviços públicos	1.836	1.739	65.690	59.570	20.405	18.348
	2.885.760	2.769.567	1.938.576	1.972.107	750.731	721.339
(+) Estorno provisão refaturamento prefeituras	-	-	-	-	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	(7.841)	6.187
Consumidores, concessionários e permissionários					742.890	727.526
Subvenção baixa renda	-	-	-	-	54.770	58.259
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	3.046	3.459
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	22	17	-	-	29.343	17.085
Receita de construção	-	-	-	-	56.921	61.131
Outras receitas	-	-	-	-	9.092	11.329
Receita operacional bruta					896.062	878.789
(-) Deduções da receita						
ICMS	-	-	-	-	(170.542)	(161.505)
COFINS	-	-	-	-	(36.569)	(35.895)
PIS	-	-	-	-	(7.939)	(7.573)
RGR - Quota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(9.452)	(8.600)
CCC - Conta de consumo de combustível	-	-	-	-	(24.358)	(17.140)
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	-	-	-	-	(5.693)	(5.116)
Outros impostos e contribuições sobre a Receita	-	-	-	-	(7.066)	(4.497)
Total de deduções de receita					(261.619)	(240.326)
Total receita líquida	2.885.782	2.769.584	1.938.576	1.972.107	634.443	638.463

29. COMPRA E VENDA DE ENERGIA NA CCEE

No primeiro trimestre de 2011, a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Compensação de Energia Elétrica – CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	31/3/2011		31/3/2010	
	MWh	R\$	MWh	R\$
Compra	(Não auditado)		(Não auditado)	
Compra de energia	102.820	(12.381)	75.245	(1.624)
Ajustes financeiros	-	-	-	(847)
	102.820	(12.381)	75.245	(2.471)
	31/3/2011		31/3/2010	
	MWh	R\$	MWh	R\$
Venda	(Não auditado)		(Não auditado)	
Venda de energia	82.223	3.247	21.299	3.477
Ajustes financeiros	-	(201)	-	(18)
	82.223	3.046	21.299	3.459

Notas Explicativas**30. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS**

As despesas operacionais têm a seguinte composição por natureza de gasto:

Descrição	31/3/2011					31/3/2010	
	Custo do Serviço	Serviços prestados a terceiros	Despesa de Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(24.658)	-	-	(1.416)	-	(26.074)	(27.521)
Material	(2.461)	-	(68)	(70)	-	(2.599)	(1.457)
Serviços de terceiros	(39.699)	-	(1.189)	(4.368)	-	(45.256)	(44.876)
Energia elétrica comprada para revenda	(288.840)	-	-	-	-	(288.840)	(273.957)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(30.370)	-	-	-	-	(30.370)	(28.768)
Depreciação e amortização	(32.367)	-	-	(648)	-	(33.015)	(29.091)
PCLD clientes - líquidas	-	-	11	-	-	11	(159)
Taxa de fiscalização da ANEEL	-	-	-	-	(1.101)	(1.101)	(1.003)
Custo de construção	(56.921)	-	-	-	-	(56.921)	(61.131)
Provisão para contingências	-	-	-	-	(505)	(505)	(3.470)
Outras despesas operacionais	(3.645)	-	(1)	(2.394)	(3.943)	(9.983)	(8.678)
Total	(478.961)	-	(1.247)	(8.896)	(5.549)	(494.653)	(480.111)

Despesa de pessoal	31/3/2011	31/3/2010
Remuneração	(16.583)	(17.097)
Encargos sociais	(8.600)	(7.214)
Provisão de férias e décimo	(2.893)	(2.313)
Plano de saúde	(1.819)	(1.800)
Previdencia Privada	(1.480)	(2.390)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(3.096)	(2.446)
Participação nos resultados	(1.755)	(2.133)
Outros	(73)	(51)
(-) Transferências para intangível em curso	10.225	7.923
Total	(26.074)	(27.521)

Custo com energia elétrica comprada para revenda	Quantidade MWH		R\$	
	31/3/2011	31/3/2010	31/3/2011	31/3/2010
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza – CGTF	663.288	663.288	(112.774)	(131.014)
Centrais Elétricas S.A - FURNAS	365.133	404.388	(30.998)	(33.721)
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	270.298	269.957	(22.089)	(21.232)
Companhia Energética de São Paulo- CESP	158.319	158.076	(14.563)	(13.122)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	114.171	114.075	(9.964)	(9.331)
Copel Geração S.A- COPEL	100.608	100.513	(9.414)	(7.729)
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	85.782	85.611	(8.693)	(8.600)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	102.820	75.245	(12.381)	(2.471)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas-PROINFA	45.087	44.329	(8.652)	(9.633)
Contratos por disponibilidade(*)	293.435	200.358	(33.479)	(14.083)
Outros	212.364	212.142	(25.833)	(23.021)
Total	2.411.305	2.327.982	(288.840)	(273.957)

(*) Contratação de disponibilidade da usina para geração de energia elétrica quando necessário.

Notas Explicativas**31. RESULTADO FINANCEIRO**

Resultado financeiro	31/3/2011	31/3/2010
Receita financeira		
Acréscimo moratório em conta de energia	9.327	8.546
Renda de aplicações financeiras	3.592	2.491
Ajuste a valor justo - Ativo indenizável	1.573	-
Correção depósitos judiciais	1.554	849
Outras receitas financeiras	876	1.601
Total da receita financeira	16.922	13.487
Despesa financeira		
Variações monetárias	(5.954)	(5.801)
Encargos de dívidas	(17.803)	(19.095)
Ajuste a valor justo - Ativo financeiro	-	(1.279)
Atualizações de impostos e multas	(342)	(382)
Atualização Financeira de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(1.817)	(478)
Custo de transação	(582)	(832)
Correção Prog. Efec. Energética e P & D	(793)	(554)
IOF e IOC	(911)	(601)
Comissão - Banco	(813)	(40)
Outras despesas financeiras	(562)	(1.376)
Total da despesa financeira	(29.577)	(30.438)
Total	(12.655)	(16.951)

32. PARTICIPAÇÃO NOS RESULTADOS

A Companhia implantou o programa de participação dos empregados nos resultados, nos moldes da Lei no 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei no 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos; metas estas que vem desde o plano estratégico da Empresa até sua respectiva área, além de uma avaliação comportamental para cada colaborador. O montante dessa participação até março de 2011 foi de R\$ 2.198 (R\$ 2.133 até março de 2010).

33. COBERTURA DE SEGUROS

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice internacional do Grupo Endesa, com o valor em risco no montante global de R\$ 637.863, cobertura de lucros

Notas Explicativas

cessantes no total de R\$ 867.357 e com uma cobertura por eventos de danos materiais combinado a perda de benefícios no montante de R\$ 54.018. A Companhia também mantém um seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do grupo Endesa no valor de R\$ 270.090 por sinistro ou agregado anual. Ambos os programas tem validade no período compreendido de 30 de junho de 2010 a 30 de junho de 2011.

O prêmio total de R\$ 1.128 corresponde a R\$ 551 de riscos operacionais e R\$ 577 de responsabilidade civil.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia por sinistro
	De	Até		
Risco operacional	30/6/2010	30/6/2011	637.863	54.018
Responsabilidade civil geral	30/6/2010	30/6/2011	270.090	270.090

34. QUESTÕES AMBIENTAIS

Sustentabilidade para a Companhia é crescimento responsável, ou seja, a geração de resultados econômico-financeiros satisfatórios, com a incorporação de critérios socioambientais em sua estratégia e modelo de gestão. Isso possibilita o alcance dos objetivos do negócio e maximiza a criação de valor em uma perspectiva de longo prazo para todos com os quais ela se relaciona. Além de todos os projetos sociais que desenvolve, a Companhia cumpre rigorosamente a legislação e as normas ambientais, investe em pesquisa, em novas tecnologias, em educação ambiental, bem como desenvolve projetos ambientais que beneficiam a sociedade em geral. Para a Coelce, somente com a participação consciente de todos será possível garantir um futuro adequado às próximas gerações. Em 2010, dentre as ações ambientais que merecem destaque, tem-se:

- a) Uso de rede compacta e cabos isolados - com o objetivo de minimizar a necessidade de podas em redes de média-tensão, a Coelce investe em cabos aéreos protegidos (*spacer*), que requerem menor supressão vegetal. Nas redes de baixa-tensão, desde 2002, a Coelce adota um padrão de construção de redes com cabos pré-reunidos (trançados) e cabos concêntricos que, por serem cobertos, oferecem segurança e menor poluição visual, além de reduzirem a supressão vegetal. Em 2010 foram investidos R\$ 18.666.
- b) Programa de Eficiência Energética – a redução do desperdício no consumo de energia elétrica é o principal objetivo deste programa. Em 2010 foram investidos R\$ 18.131 que, entre outras iniciativas, proporcionou:
 - Concessão de descontos na compra de eletrodomésticos eficientes, para consumidores residenciais que queiram trocar seus equipamentos ineficientes por eficientes, por meio do programa Luz Solidária. Para isso, devem participar de uma rede de desenvolvimento social. Em 2010, foram trocados de 12 mil equipamentos e beneficiados 55 projetos sociais de geração de renda;
 - Troca de conjuntos de iluminação, onde as lâmpadas fluorescentes são retiradas, armazenadas temporariamente e descontaminadas, com a retirada do mercúrio e a destinação

Notas Explicativas

adequada dos resíduos gerados na operação, e de ar condicionado, ineficientes, por outros modernos e mais eficientes do ponto de vista energético, com selo de qualidade Procel, em prédios públicos;

- Substituição de 10.342 geladeiras antigas, que consomem muita energia, por geladeiras novas, eficientes, para clientes de baixa-renda. Após a troca, a Companhia realiza o desmonte das geladeiras velhas, dando destinação ambientalmente correta de todos os resíduos gerados, tais como plástico, metais, vidro, o óleo dos compressores, e ainda cumpre o Protocolo de Montreal, capturando o gás refrigerante (clorofluorcarbono - CFC) e destinando posteriormente para a regeneração;
- Substituição de 25.932 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas (eficientes), e palestras para o uso eficiente da energia elétrica, beneficiando comunidades de baixa-renda; e
- Arrecadação e destinação ambientalmente correta de 2.747 toneladas de resíduos por meio do projeto Ecoelce. O projeto visa à troca de resíduos, entregues pelos clientes nos postos de troca, por bônus na conta de energia elétrica. Atualmente existem 311.245 clientes cadastrados e 55 pontos de coletas (fixos e móveis), beneficiando 127 comunidades em todo o Ceará.

c) Manutenção do sistema de gestão ambiental

No ano 2010, a Companhia foi auditada e manteve sua certificação, de acordo com a norma ISO 14001:2004, emitida pelo *Bureau Veritas Certification*. O seu escopo compreende construção, operação, manutenção do sistema de transmissão e distribuição de energia elétrica e suas atividades de apoio, focado nas seguintes unidades de negócio: Administração Central, Gerência de Distribuição Fortaleza e Metropolitana, Gerência de Distribuição Norte e Relacionamento Comercial da Loja de Atendimento de Sobral, sede da Área de Distribuição Centro Norte - Canindé, sede da Área de Distribuição Centro Sul - Iguatu, sede da Área de Distribuição Sul e Relacionamento Comercial da Agência de Juazeiro do Norte, incluindo 53 subestações e 131 linhas de transmissão. A certificação do sistema de gestão ambiental vem firmar o compromisso da Companhia com a comunidade e o meio ambiente, o qual foi iniciado em 2006.

d) Educação ambiental

Em 2010 a Coelce desenvolveu diversas ações de educação ambiental, destacando-se: formação de 29 auditores internos que atuam na manutenção do Sistema de Gestão Ambiental; treinamentos de formação ambiental para colaboradores próprios e parceiros, com conceitos básicos sobre preservação do meio ambiente, sobre o Sistema de Gestão Ambiental - SGA da Coelce e outros procedimentos necessários à condução do SGA, totalizando 6.072 participações; treinamentos ambientais para público externo, solicitados por empresas, universidades etc, beneficiando mais de 500 pessoas; e abordagens ao público externo, tais como as realizadas junto aos motoristas de taxi e próximas aos semáforos, totalizando 3.957 pessoas. Foram gastos R\$ 47 em 2010.

Notas Explicativas

e) Tratamento e destinação de resíduos perigosos

Todos os resíduos perigosos gerados pela Coelce são destinados à empresa devidamente licenciada, com manuseio e acondicionamento adequado desde a separação no local de origem até o destino final. As lâmpadas oriundas da iluminação pública, das instalações próprias e dos projetos de Eficiência Energética são descontaminadas. Os resíduos contaminados com óleo são incinerados ou reaproveitados no co-processamento e o óleo utilizado no sistema elétrico é reconicionado e regenerado. Em 2010, foram gastos R\$ 44 nestas ações.

f) Licenciamento ambiental

Em 2010, foram gastos R\$ 18 em licenciamentos ambientais e manutenção de placas de licenças de subestações e linhas de transmissão, a fim de cumprir toda a normativa legal.

35. EVENTOS SUBSEQUENTES

35.1 – Distribuição de dividendos

Em 29 de abril de 2011 a Assembléia Geral Ordinária aprovou a destinação do lucro líquido do exercício de 2010 e a proposta de distribuição de dividendos relativo ao exercício anterior. Nesta data a Companhia registrou a obrigação do pagamento em seu balanço patrimonial.

35.2 – Revisão tarifária

Em abril/2011 a Companhia passaria por um processo de Revisão Tarifária, ocorrido a cada quatro anos, evento no qual seriam redefinidas as tarifas de fornecimento de energia elétrica que, aplicadas ao mercado, gerariam a nova receita requerida da companhia.

Contudo, desde agosto de 2010, a ANEEL abriu Audiência Pública 040/2010 com o objetivo de obter subsídios e informações para o estabelecimento das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Em função de tais propostas ainda estarem em discussão, a Agência Reguladora propôs, mediante Audiência Pública 005/2011, e aprovou, mediante RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 433, DE 12 DE ABRIL DE 2011, prorrogação provisória das tarifas para as concessionárias que tiverem revisão tarifária prevista nos contratos de concessão para o ano de 2011, até a publicação dos resultados definitivos dos processos de revisão tarifária.

Após aprovação da prorrogação das tarifas, a ANEEL publicou RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 1.141, DE 19 DE ABRIL DE 2011, prorrogando a vigência das tarifas de fornecimento de energia elétrica e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD da Companhia Energética do Ceará - COELCE, constantes do Anexo I e II-A da Resolução Homologatória nº 968, de 18 de abril de 2010.

Notas Explicativas

Portanto, as tarifas da Companhia permanecerão prorrogadas provisoriamente, até a publicação dos resultados definitivos das metodologias e critérios gerais para o terceiro ciclo de revisões tarifárias periódicas das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

Relatório sobre a revisão de informações trimestrais

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Companhia Energética do Ceará - Coelce
Fortaleza - CE

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Energética do Ceará - Coelce, contidas no Formulário de Informações Trimestrais – ITR referente ao trimestre findo em 31 de março de 2011, que compreendem o balanço patrimonial e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o trimestre findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 - Demonstração Intermediária, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

Conduzimos nossa revisão de acordo com as normas brasileiras e internacionais de revisão de informações intermediárias (NBC TR 2410 - Revisão de Informações Intermediárias Executada pelo Auditor da Entidade e ISRE 2410 - Review of Interim Financial Information Performed by the Independent Auditor of the Entity, respectivamente). Uma revisão de informações intermediárias consiste na realização de indagações, principalmente às pessoas responsáveis pelos assuntos financeiros e contábeis e na aplicação de procedimentos analíticos e de outros procedimentos de revisão. O alcance de uma revisão é significativamente menor do que o de uma auditoria conduzida de acordo com as normas de auditoria e, conseqüentemente, não nos permitiu obter segurança de que tomamos conhecimento de todos os assuntos significativos que poderiam ser identificados em uma auditoria. Portanto, não expressamos uma opinião de auditoria.

Conclusão

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21 aplicável à elaboração de Informações Trimestrais – ITR, e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Informações intermediárias do valor adicionado

Revisamos, também, as informações intermediárias do valor adicionado (DVA) referentes ao trimestre findo em 31 de março de 2011, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM – Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais – ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que não tenham sido elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Auditoria e revisão dos valores correspondentes ao exercício anterior

Os valores correspondentes ao exercício e trimestre findos em 31 de dezembro de 2010 e 31 de março de 2010, respectivamente, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados e revisados por outros auditores independentes que emitiram relatórios datados em 25 de março de 2011 e 16 de maio de 2011, respectivamente, que não contiveram quaisquer modificações.

Rio de Janeiro, 16 de maio de 2011

ERNS & YOUNG TERCO
Auditores Independentes S.S.
CRC - 2SP 015.199/O-6 - F - CE

Márcio F. Ostwald
Contador CRC - 1RJ 086.202/O-4 - S - CE

