

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	5
Demonstração do Resultado	8
Demonstração do Resultado Abrangente	9
Demonstração do Fluxo de Caixa (Método Indireto)	10

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2010 à 31/12/2010	12
DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009	13
DMPL - 01/01/2008 à 31/12/2008	14
Demonstração de Valor Adicionado	15
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho	17
Notas Explicativas	35

Pareceres e Declarações

Relatório do Auditor Independente - Sem Ressalva	121
Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente	122
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	123
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	124

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Último Exercício Social 31/12/2010
Do Capital Integralizado	
Ordinárias	48.067.937
Preferenciais	29.787.362
Total	77.855.299
Em Tesouraria	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
Total	0

Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro

Evento	Aprovação	Provento	Início Pagamento	Espécie de Ação	Classe de Ação	Provento por Ação (Reais / Ação)
Assembléia Geral Ordinária	28/04/2010	Dividendo	10/12/2010	Preferencial	Preferencial Classe B	2,73584
Assembléia Geral Ordinária	28/04/2010	Dividendo	10/12/2010	Preferencial	Preferencial Classe A	2,73584
Assembléia Geral Ordinária	28/04/2010	Dividendo	10/12/2010	Ordinária		2,73584

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 31/12/2008
1	Ativo Total	3.075.933	2.753.112	2.612.942
1.01	Ativo Circulante	671.802	652.378	662.548
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	52.771	42.801	15.838
1.01.02	Aplicações Financeiras	51.499	6.273	0
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	51.499	6.273	0
1.01.02.01.03	Títulos e Valores mobiliários	51.499	6.273	0
1.01.03	Contas a Receber	516.583	548.298	594.506
1.01.03.01	Clientes	384.059	350.583	322.673
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	471.806	438.172	416.442
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-87.747	-87.589	-93.769
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	132.524	197.715	271.833
1.01.03.02.01	Consumidores Baixa Renda	40.008	38.190	30.410
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	18.841	9.472	7.335
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	17.568	12.167	18.777
1.01.03.02.04	Créditos Luz para Todos	13.837	88.345	181.547
1.01.03.02.05	Outros Créditos	42.270	49.541	33.764
1.01.04	Estoques	4.597	2.986	1.471
1.01.06	Tributos a Recuperar	43.167	48.835	48.821
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	43.167	48.835	48.821
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	43.167	48.835	48.821
1.01.07	Despesas Antecipadas	3.185	3.185	1.912
1.02	Ativo Não Circulante	2.404.131	2.100.734	1.950.394
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	458.851	414.723	388.563
1.02.01.03	Contas a Receber	27.915	29.688	30.823
1.02.01.03.01	Clientes	27.915	29.688	30.823
1.02.01.06	Tributos Diferidos	73.585	67.648	86.574
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	73.585	65.274	82.898
1.02.01.06.02	Pis/Cofins	0	2.374	3.676

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 31/12/2008
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.423	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	355.928	315.963	269.742
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	37.571	29.712	22.853
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	28.462	24.585	14.421
1.02.01.09.05	Benefício fiscal - ágio incorporado	105.032	117.569	131.267
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	110.875	84.262	48.087
1.02.01.09.07	Ativos relacionados ao plano de beneficios definidos	11.889	0	0
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	61.819	59.555	52.834
1.02.01.09.09	Outros Créditos	280	280	280
1.02.03	Imobilizado	35.686	34.148	33.715
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	35.686	34.148	33.715
1.02.04	Intangível	1.909.594	1.651.863	1.528.116
1.02.04.01	Intangíveis	1.909.594	1.651.863	1.528.116
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.909.594	1.651.863	1.528.116

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 31/12/2008
2	Passivo Total	3.075.933	2.753.112	2.612.942
2.01	Passivo Circulante	1.003.241	694.667	828.480
2.01.02	Fornecedores	246.720	150.733	157.170
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	246.720	150.733	157.170
2.01.03	Obrigações Fiscais	126.969	70.597	48.356
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	40.406	21.983	17.654
2.01.03.01.01	Imposto de Renda e Contribuição Social a Pagar	4.098	3.547	4.213
2.01.03.01.02	Pis/Cofins	15.213	14.496	11.509
2.01.03.01.03	Refis Federal	17.011	0	0
2.01.03.01.04	CSLL	237	3.044	566
2.01.03.01.05	Outras contribuições	3.847	896	1.366
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	82.305	45.381	28.752
2.01.03.02.01	ICMS	82.305	45.381	28.752
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	4.258	3.233	1.950
2.01.03.03.01	ISS	4.258	3.233	1.950
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	261.468	155.635	352.204
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	162.137	146.324	352.204
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	135.447	120.102	325.944
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	26.690	26.222	26.260
2.01.04.02	Debêntures	99.331	9.311	0
2.01.04.02.01	Debentures	88.903	0	0
2.01.04.02.02	Encargos de dividas	10.428	9.311	0
2.01.05	Outras Obrigações	333.580	270.919	261.014
2.01.05.01	Passivos com Partes Relacionadas	104.793	127.084	104.204
2.01.05.01.01	Débitos com Coligadas	104.793	127.084	104.204
2.01.05.02	Outros	228.787	143.835	156.810
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	92.842	66.121	68.770
2.01.05.02.04	Folha de Pagamento	14.829	6.960	7.233

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 31/12/2008
2.01.05.02.05	Taxas Regulamentares	34.954	18.577	17.086
2.01.05.02.06	Participações dos Empregados nos Lucros	8.190	9.308	7.508
2.01.05.02.07	Contribuição de Iluminação Pública Arrecadada	8.372	9.065	20.041
2.01.05.02.08	Programas de Pesq, Desenv e Eficiência Energ	48.906	20.617	22.329
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	10.752	10.142	11.023
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	9.942	3.045	2.820
2.01.06	Provisões	34.504	46.783	9.736
2.01.06.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	12.232	20.875	773
2.01.06.01.05	Provisões para Riscos Tributários, Cíveis e Trab	12.232	20.875	773
2.01.06.02	Outras Provisões	22.272	25.908	8.963
2.01.06.02.04	Obrigações Estimadas	9.820	9.502	8.963
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	12.452	16.406	0
2.02	Passivo Não Circulante	715.878	927.212	785.017
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	581.441	729.801	489.945
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	417.370	489.009	489.945
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	387.968	436.806	412.794
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	29.402	52.203	77.151
2.02.01.02	Debêntures	164.071	240.792	0
2.02.01.02.01	Debentures	164.071	240.792	0
2.02.02	Outras Obrigações	58.502	130.278	182.810
2.02.02.01	Passivos com Partes Relacionadas	2.710	36.827	104.227
2.02.02.01.01	Débitos com Coligadas	2.710	36.827	104.227
2.02.02.02	Outros	55.792	93.451	78.583
2.02.02.02.03	Fornecedores	4.114	2.350	0
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	6.182	26.720	8.421
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	26.885	39.511	48.019
2.02.02.02.06	Programas de Pesq, Desenv e de Eficiência Energ	5.566	18.364	14.762
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	13.045	6.506	7.381

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 31/12/2010	Penúltimo Exercício 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 31/12/2008
2.02.03	Tributos Diferidos	26.908	4.655	18.618
2.02.03.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	26.908	4.655	18.618
2.02.03.01.01	Imposto de Renda e contribuição Social Diferidos	26.908	4.655	5.487
2.02.03.01.02	Pis/Cofins Diferidos	0	0	13.131
2.02.04	Provisões	49.027	62.478	93.644
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	49.027	26.979	66.368
2.02.04.01.05	Provisões para Riscos Tributários, Cíveis e Trab	49.027	26.979	66.368
2.02.04.02	Outras Provisões	0	35.499	27.276
2.02.04.02.04	Provisão para Devolução Baixa Renda	0	25.669	22.019
2.02.04.02.05	Provisões Luz para Todos	0	0	5.257
2.02.04.02.06	Provisão Coelce Plus	0	9.830	0
2.03	Patrimônio Líquido	1.356.814	1.131.233	999.445
2.03.01	Capital Social Realizado	442.946	442.946	442.946
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	358.677	358.677
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	221.188	221.188	221.188
2.03.02.07	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital	31.160	31.160	31.160
2.03.02.08	Incentivo fiscal - Adene	106.323	106.323	106.323
2.03.02.09	Recurso destinados a aumento de capital	0	6	6
2.03.04	Reservas de Lucros	555.197	384.801	310.635
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	230.833	140.138	66.633
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	240.804	147.727	195.157
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	34.715	48.091	0
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	0	-55.191	-112.813

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 31/12/2008
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	2.849.706	2.419.287	0
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-2.081.156	-1.778.967	0
3.03	Resultado Bruto	768.550	640.320	0
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-105.804	-108.315	0
3.04.01	Despesas com Vendas	-13.025	-17.941	0
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-73.682	-65.555	0
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-19.097	-24.819	0
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	662.746	532.005	0
3.06	Resultado Financeiro	-83.361	-43.058	0
3.06.01	Receitas Financeiras	76.180	66.205	0
3.06.02	Despesas Financeiras	-159.541	-109.263	0
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	579.385	488.947	0
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-107.482	-94.208	0
3.08.01	Corrente	-90.058	-76.041	0
3.08.02	Diferido	-17.424	-18.167	0
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	471.903	394.739	0
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	471.903	394.739	0
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)			
3.99.01	Lucro Básico por Ação			
3.99.01.01	ON	6,06129	5,07017	0
3.99.01.02	PNA	6,06129	5,07017	0
3.99.01.03	PNB	6,06129	5,07017	0
3.99.02	Lucro Diluído por Ação			
3.99.02.01	ON	6,06129	5,07017	0
3.99.02.02	PNA	6,06129	5,07017	0
3.99.02.03	PNB	6,06129	5,07017	0

DFs Individuais / Demonstração do Resultado Abrangente

(Reais Mil)

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 31/12/2008
4.01	Lucro Líquido do Período	471.902	394.739	0
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-6.755	-2.669	0
4.02.01	Perda em fundo de pensão	-10.236	-4.044	0
4.02.02	Tributos diferidos	3.481	1.375	0
4.03	Resultado Abrangente do Período	465.147	392.070	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 31/12/2008
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	656.591	499.005	0
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	741.841	682.881	0
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	471.903	394.739	0
6.01.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - clientes	5.301	3.707	0
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	-115	809	0
6.01.01.04	Amortização e depreciação	144.297	116.740	0
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	92.908	103.809	0
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço e de ativo financeiro	7.182	6.004	0
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	19.797	6.338	0
6.01.01.08	Provisões (reversão) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	8.858	5.150	0
6.01.01.09	Provisão (reversão) devolução baixa renda	-25.669	3.650	0
6.01.01.10	Provisão para perdas créditos fiscais	19.577	0	0
6.01.01.11	Benefício fiscal ágio incorporado	12.537	13.698	0
6.01.01.12	Provisão (reversão) luz para todos	-5.685	9.418	0
6.01.01.13	Resultado atuarial	-8.706	18.819	0
6.01.01.14	Provisão para perdas em estoques	-344	0	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	46.370	-35.862	0
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-37.003	-30.482	0
6.01.02.02	Consumidores de baixa renda	-1.818	-7.780	0
6.01.02.03	Serviços em curso	-9.369	-2.137	0
6.01.02.04	Tributos a compensar	3.404	-6.735	0
6.01.02.05	Estoques	-1.267	-1.515	0
6.01.02.06	Despesas pagas antecipadamente	1	-1.273	0
6.01.02.07	Créditos luz para todos	74.508	93.202	0
6.01.02.08	Cauções e depósitos	-9.278	-3.554	0
6.01.02.09	Depósitos vinculados a litígios	-3.903	-3.113	0
6.01.02.10	Outros ativos	7.384	-16.585	0
6.01.02.11	Fornecedores	-13.589	-45.639	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 31/12/2008
6.01.02.12	Folha de pagamento	6.751	1.527	0
6.01.02.13	Tributos a pagar	76.495	81.264	0
6.01.02.14	Taxas regulamentares	16.377	1.491	0
6.01.02.15	Partes relacionadas	-54.643	-64.608	0
6.01.02.16	Obrigações com benefícios pós-emprego	-17.463	-18.819	0
6.01.02.17	Programas de pesquisa, desenvolvimento e de eficiência energética	15.491	1.890	0
6.01.02.18	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-4.910	-7.709	0
6.01.02.19	Outros passivos	-798	-5.287	0
6.01.03	Outros	-131.620	-148.014	0
6.01.03.01	Pagamento imposto de renda e contribuição social	-60.238	-57.632	0
6.01.03.02	Pagamentos de juros de empréstimos	-47.456	-86.381	0
6.01.03.03	Pagamentos de juros de debêntures	-20.812	0	0
6.01.03.04	Pagamentos de juros dívida com plano de pensão	-3.114	-4.001	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-365.969	-248.718	0
6.02.01	Aplicações no intangível	-316.758	-240.901	0
6.02.02	Aplicações no imobilizado	-3.985	-1.544	0
6.02.03	Aplicações financeiras	-45.226	-6.273	0
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-280.652	-223.324	0
6.03.01	Emissão de debêntures	0	245.603	0
6.03.02	Captação de empréstimos e financiamentos	65.828	426.559	0
6.03.03	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-122.998	-617.626	0
6.03.04	Pagamento contrato de dívida faelce	-10.636	-14.928	0
6.03.05	Pagamento de dividendos	-212.846	-262.932	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	9.970	26.963	0
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	42.801	15.838	0
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	52.771	42.801	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	442.946	358.677	384.801	-55.191	0	1.131.233
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.677	384.801	-55.191	0	1.131.233
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-147.727	0	0	-147.727
5.04.06	Dividendos	0	0	-147.727	0	0	-147.727
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	465.148	0	465.148
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	471.903	0	471.903
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	-6.755	0	-6.755
5.05.02.06	Perda atuarial	0	0	0	0	-10.236	-10.236
5.05.02.07	Tributos diferidos s/Perda Atuarial	0	0	0	0	3.481	3.481
5.05.02.08	Transf p/Lucros Acumulados	0	0	0	-6.755	6.755	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	-6	318.123	-409.957	0	-91.840
5.06.04	Absorção de prejuízos	0	0	-48.091	48.091	0	0
5.06.05	Incorporação de rec destinados aumento de capital	0	-6	0	6	0	0
5.06.06	Incentivo fiscal-ADENE	0	0	90.695	-90.695	0	0
5.06.07	Dividendo mínimo obrigatório	0	0	0	-91.840	0	-91.840
5.06.08	Dividendos adicionais	0	0	240.804	-240.804	0	0
5.06.09	Reserva de reforço de capital de giro	0	0	34.715	-34.715	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	555.197	0	0	1.356.814

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2009 à 31/12/2009**(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	115.478	0	0	917.101
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	195.157	-112.813	0	82.344
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.677	310.635	-112.813	0	999.445
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-195.157	0	0	-195.157
5.04.06	Dividendos	0	0	-195.157	0	0	-195.157
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	392.070	0	392.070
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	394.739	0	394.739
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	-2.669	0	-2.669
5.05.02.06	Perda atuarial	0	0	0	0	-4.044	-4.044
5.05.02.07	Tributos diferidos s/perda atuarial	0	0	0	0	1.375	1.375
5.05.02.08	Transferência p/Lucros Acumulados	0	0	0	-2.669	2.669	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	269.323	-334.448	0	-65.125
5.06.04	Reversão de dividendos prescritos	0	0	0	148	0	148
5.06.06	Incentivo fiscal-ADENE	0	0	73.505	-73.505	0	0
5.06.07	Dividendo mínimo obrigatório	0	0	0	-65.273	0	-65.273
5.06.08	Dividendos adicionais	0	0	147.727	-147.727	0	0
5.06.09	Reserva de reforço de capital de giro	0	0	48.091	-48.091	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.677	384.801	-55.191	0	1.131.233

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2008 à 31/12/2008

(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	0	0	0	0	0	0
5.02	Ajustes de Exercícios Anteriores	0	0	0	0	0	0
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	0	0	0	0	0	0
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	0	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	0	0	0
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	0	0	0	0
5.07	Saldos Finais	0	0	0	0	0	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 31/12/2008
7.01	Receitas	3.901.578	3.238.473	0
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.474.532	2.969.938	0
7.01.02	Outras Receitas	4.134	-9.402	0
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	428.098	282.453	0
7.01.04	Provisão/Reversão de Crédts. Liquidação Duvidosa	-5.186	-4.516	0
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.851.302	-1.565.913	0
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.384.715	-1.252.659	0
7.02.04	Outros	-466.587	-313.254	0
7.02.04.01	Custo de construção	-428.098	-282.453	0
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-38.489	-30.801	0
7.03	Valor Adicionado Bruto	2.050.276	1.672.560	0
7.04	Retenções	-144.297	-116.740	0
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-144.297	-116.740	0
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.905.979	1.555.820	0
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	76.180	66.206	0
7.06.02	Receitas Financeiras	76.180	66.206	0
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.982.159	1.622.026	0
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.982.159	1.622.026	0
7.08.01	Pessoal	125.878	121.043	0
7.08.01.01	Remuneração Direta	82.309	81.434	0
7.08.01.02	Benefícios	19.338	18.908	0
7.08.01.03	F.G.T.S.	6.569	5.561	0
7.08.01.04	Outros	17.662	15.140	0
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	173	191	0
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	8.958	5.405	0
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	8.531	9.544	0
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.214.206	990.016	0
7.08.02.01	Federais	521.567	412.827	0

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Último Exercício 01/01/2010 à 31/12/2010	Penúltimo Exercício 01/01/2009 à 31/12/2009	Antepenúltimo Exercício 01/01/2008 à 31/12/2008
7.08.02.02	Estaduais	688.887	573.959	0
7.08.02.03	Municipais	3.752	3.230	0
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	170.172	116.228	0
7.08.03.01	Juros	142.504	87.708	0
7.08.03.02	Aluguéis	10.631	6.965	0
7.08.03.03	Outras	17.037	21.555	0
7.08.03.03.01	Outras despesas financeiras	17.037	21.555	0
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	332.644	213.000	0
7.08.04.02	Dividendos	332.644	213.000	0
7.08.05	Outros	139.259	181.739	0
7.08.05.01	Reserva de incentivo fiscal - ADENE	90.695	73.505	0
7.08.05.02	Reserva de reforço de capital de giro	34.709	48.091	0
7.08.05.03	Absorção de prejuízos	13.855	60.291	0
7.08.05.04	Reversão de dividendos prescritos	0	-148	0

COELCE REGISTRA LUCRO LÍQUIDO DE R\$ 472 MILHÕES EM 2010

Lucro Líquido evolui 19,5% em relação a 2009 e Margem EBITDA atinge 28,3%*.

DESTAQUES

O volume de energia vendida e transportada pela Coelce atingiu o montante de 8.815 GWh* em 2010, 12,8% superior ao volume registrado no ano anterior.

O EBITDA, em 2010, alcançou o montante de R\$ 807 milhões*, um incremento de 24,4% em relação ao ano de 2009. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o ano de 2010 em 28,3%*, percentual superior em 1,50 p.p. comparado ao ano anterior.

Em 2010, o Lucro Líquido totalizou R\$ 472 milhões, 19,5% superior ao ano de 2009. Como consequência, a Margem Líquida da Companhia atingiu o patamar de 16,6%.

Os indicadores de qualidade do fornecimento DEC e FEC encerraram o ano de 2010 em 7,54 horas* e 5,61 vezes*, representando melhorias de 1,7% e 5,1%, respectivamente, em relação ao ano de 2009 e mantendo a Coelce com os melhores indicadores de qualidade da região Nordeste e entre os melhores do país.

Os indicadores de produtividade MWh/colaborador e MWh/cliente atingiram, em 2010, os valores de 6.850* e 2,89*, representando evolução de 12,2% e 7,8%, respectivamente, em relação ao ano de 2009.

Em 2010, a Coelce foi eleita, pelo 3º ano consecutivo, como uma das 100 Melhores Empresas para se Trabalhar pela pesquisa Great Place to Work/Revista ÉPOCA, bem como, pelo 5º ano consecutivo, uma das 150 Melhores Empresas para se Trabalhar pela Revista EXAME.

Em 2010, pelo 2º ano consecutivo, a Coelce obteve melhor índice nacional de satisfação dos clientes, que atingiu o percentual de 92,2%*, patamar 14,9 p.p.* acima do índice médio nacional. Esse índice foi medido pela Pesquisa ABRADÉE 2010, que mensurou o ISQP (Índice de Satisfação com a Qualidade Percebida). Também, pelo 2º ano consecutivo, a Companhia recebeu o Premio CIER (Comisión de Integración Eléctrica Regional) de Calidad, por ter obtido o melhor índice de satisfação dos clientes entre mais de 50 distribuidoras de toda a América Latina.

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.

Em 2010, a Companhia foi premiada, pelo 2º ano consecutivo, como a melhor distribuidora do Brasil pela ABRADÉE (Prêmio ABRADÉE) e pelo 5º ano consecutivo como a melhor distribuidora da região nordeste.

Em 10 de dezembro de 2010 a Coelce efetuou o pagamento de R\$ 213 milhões em dividendos, o que representa um *payout ratio* de 82% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de R\$ 2,73584461 por ação. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 30 de dezembro de 2010, de R\$ 28,25, este pagamento representa um *dividend yield* de 9,68%.

DESTAQUES DO PERÍODO

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.288	2.117	8,1%	2.222	3,0%	8.815	7.816	12,8%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.109.580	934.384	18,7%	980.644	13,1%	3.910.631	3.251.614	20,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	832.354	707.990	17,6%	699.934	18,9%	2.849.706	2.419.287	17,8%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	203.995	192.321	6,1%	231.163	-11,8%	807.040	648.745	24,4%
Margem EBITDA (%)*	24,51%	27,16%	-2,65 p.p	33,03%	-8,52 p.p	28,32%	26,82%	1,50 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	141.508	172.093	-17,8%	197.791	-28,5%	662.746	532.005	24,6%
Margem EBIT (%)*	17,00%	24,31%	-7,31 p.p	28,26%	-11,26 p.p	23,26%	21,99%	1,27 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	83.679	113.377	-26,2%	149.924	-44,2%	471.903	394.739	19,5%
Margem Líquida (%)	10,05%	16,01%	-5,96 p.p	21,42%	-11,37 p.p	16,56%	16,32%	0,24 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	176.401	118.531	48,8%	111.514	58,2%	445.747	332.514	34,1%
DEC (12 meses)*	7,54	7,67	-1,7%	6,96	8,3%	7,54	7,67	-1,7%
FEC (12 meses)*	5,61	5,91	-5,1%	5,42	3,5%	5,61	5,91	-5,1%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	100,00%	100,17%	-0,17 p.p	100,18%	-0,18 p.p	100,00%	100,17%	-0,17 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,12%	11,57%	0,55 p.p	12,00%	0,12 p.p	12,12%	11,57%	0,55 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.094.600	2.965.469	4,4%	3.059.904	1,1%	3.094.600	2.965.469	4,4%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.308	1.298	0,8%	1.302	0,5%	1.308	1.298	0,8%
MWh/Colaborador*	1.749	1.631	7,2%	1.706	2,5%	6.850	6.107	12,2%
MWh/Consumidor*	0,74	0,71	4,2%	0,73	1,4%	2,89	2,68	7,8%
Consumidor/Colaborador*	2.366	2.285	3,5%	2.350	0,7%	2.366	2.285	3,5%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

(3) EBITDA: Resultado do Serviço + Depreciações e Amortizações e (4) EBIT: Resultado do Serviço

* Valores não auditados pelos auditores independentes

PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica no Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreendem um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de 8,5 milhões de habitantes. Em 2009 e 2010, foi eleita pela ABRADEE como a melhor distribuidora de energia elétrica do Brasil.

DADOS DA ÁREA DE CONCESSÃO*

	2010	2009	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.448.055	8.295.990	1,8%
Consumidores (Unid.)	3.094.600	2.965.469	4,4%
Linhas de Distribuição (Km)	120.938	119.126	1,5%
Linhas de Transmissão (Km)	4.351	4.312	0,9%
Subestações (Unid.)	98	97	1,0%
Volume de Energia (GWh)	8.815	7.816	12,8%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare - N° de Clientes (2)	4,35%	4,42%	-0,07 p.p
Marketshare - Volume de Energia	2,10%	2,01%	0,09 p.p

(1) Fonte: 2010 - Censo IBGE 2010, 2009 - Estimativa Coelce

(2) O Número de Consumidores do Brasil em 2010 foi estimado pela Companhia



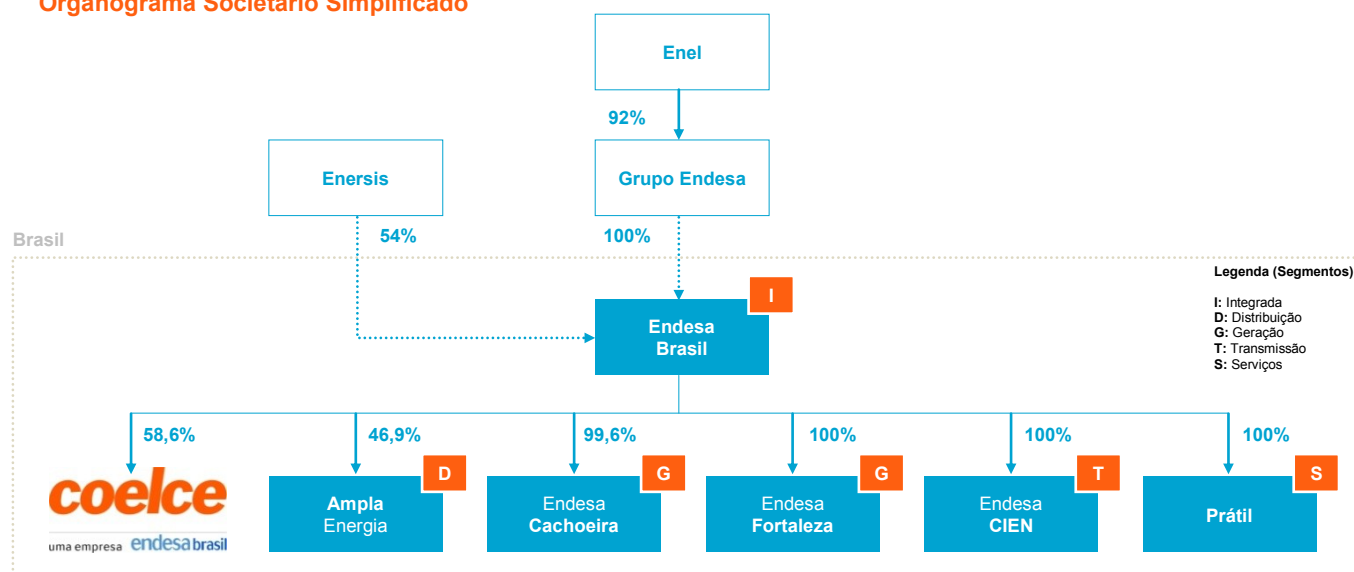
Estrutura de Controle

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa Brasil, por meio da *holding* Investluz, que detém 56,6% do capital total e 91,7% do capital votante. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros (fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos), bem como outras pessoas jurídicas, e é negociada na Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros (BM&FBovespa).

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/12/2010)

	ON	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Investluz	44.061.433	91,7%	-	-	-	-	44.061.433	56,6%
Endesa Brasil	-	-	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	1.770.000	2,3%
Não Controladores	4.006.504	8,3%	26.399.464	1.617.898	28.017.362	94,1%	32.023.866	41,1%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.668.602	-	3.668.602	12,3%	4.588.005	5,9%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.683.977	3,5%	7.712.998	81.997	7.794.995	26,2%	9.478.972	12,2%
Pessoas Físicas	1.274.499	2,7%	9.258.066	1.880	9.259.946	31,1%	10.534.445	13,5%
Outros	128.625	0,3%	1.792.042	2.880	1.794.922	6,0%	1.923.547	2,5%
Totais	48.067.937	100,0%	28.169.464	1.617.898	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

Organograma Societário Simplificado



* Valores não auditados pelos auditores independentes

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

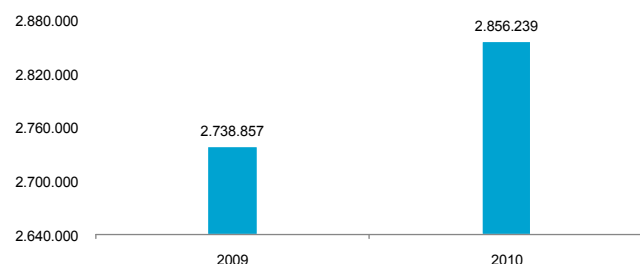
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.856.218	2.738.841	4,3%	2.828.789	1,0%	2.856.218	2.738.841	4,3%
Residencial - Convencional	621.432	562.265	10,5%	576.130	7,9%	621.432	562.265	10,5%
Residencial - Baixa Renda	1.704.680	1.657.584	2,8%	1.743.476	-2,2%	1.704.680	1.657.584	2,8%
Industrial	5.814	5.862	-0,8%	5.815	-0,0%	5.814	5.862	-0,8%
Comercial	159.487	154.744	3,1%	158.523	0,6%	159.487	154.744	3,1%
Rural	325.140	320.736	1,4%	305.948	6,3%	325.140	320.736	1,4%
Setor Público	39.665	37.650	5,4%	38.897	2,0%	39.665	37.650	5,4%
Clientes Livres	19	14	35,7%	18	5,6%	19	14	35,7%
Industrial	14	12	16,7%	13	7,7%	14	12	16,7%
Comercial	5	2	150,0%	5	-	5	2	150,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	2.856.239	2.738.857	4,3%	2.828.809	1,0%	2.856.239	2.738.857	4,3%
Consumo Próprio	221	231	-4,3%	223	-0,9%	221	231	-4,3%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	238.140	226.381	5,2%	230.872	3,1%	238.140	226.381	5,2%
Total - Número de Consumidores	3.094.600	2.965.469	4,4%	3.059.904	1,1%	3.094.600	2.965.469	4,4%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

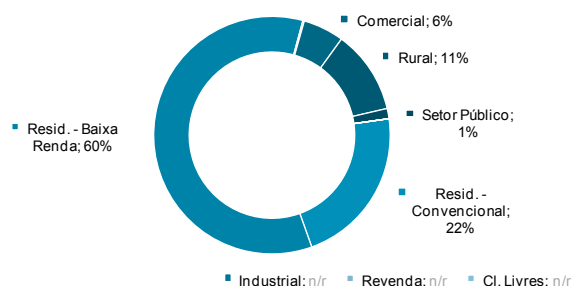
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 2009 - 2010



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final 2010



A Coelce encerrou o ano de 2010 com 3.094.600 unidades consumidoras* ("consumidores"), 4,4% superior ao número de consumidores registrado ao final do ano de 2009. Esse crescimento representa um acréscimo de 129.131 novos consumidores* à base comercial da Companhia. O acréscimo observado entre os anos está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda, conjuntamente), com mais 106.263 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 os investimentos realizados no Programa Luz para Todos (PLPT). Juntos, esses investimentos totalizaram o montante de R\$ 283 milhões* em 2010.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o ano de 2010 com 2.856.239 consumidores*, um incremento de 4,3% em relação ao ano anterior. 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 ano de 2010 com 19 clientes livres*, um acréscimo de 5 novos clientes*, que representa um incremento de 35,7% em relação ao número registrado no fechamento de 2009.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.113	1.958	7,9%	2.033	3,9%	8.084	7.179	12,6%
Clientes Livres	175	159	10,1%	189	-7,4%	731	637	14,8%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.288	2.117	8,1%	2.222	3,0%	8.815	7.816	12,8%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

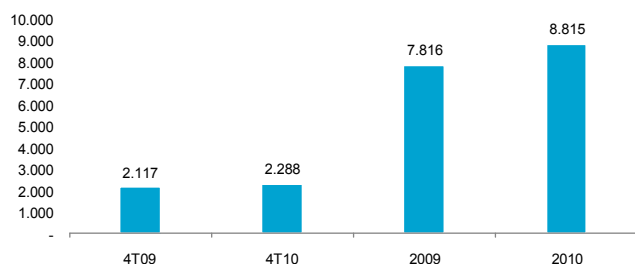
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Relatório de Administração

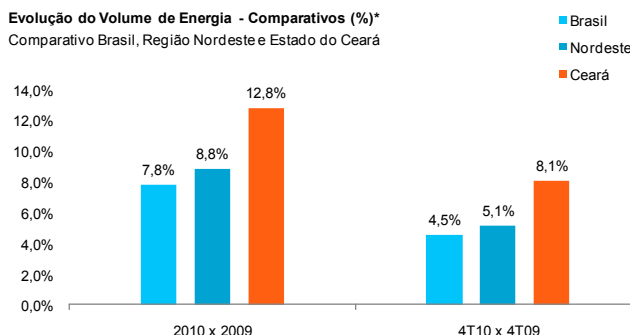
Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

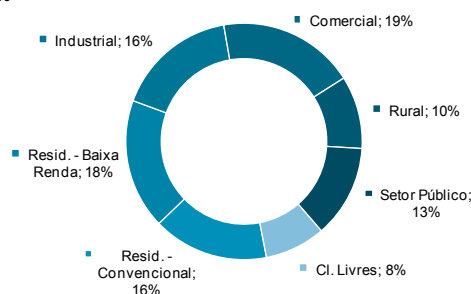
Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



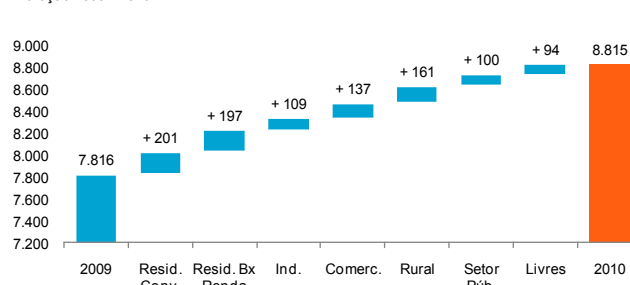
Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)
Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Venda e Transporte de Energia (GWh)*
Volume em 2010



Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (%)
Evolução 2009 - 2010



O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no ano de 2010 foi de 8.815 GWh*, uma evolução de 12,8% (+999 GWh) em relação ao ano anterior, cujo volume foi de 7.816 GWh*. Esse incremento na energia está concentrado no mercado cativo da Companhia, que apresentou uma evolução de 12,6% (+905 GWh) em 2010 (8.084 GWh* versus 7.179 GWh*).

Esta evolução também foi impulsionada, em menor escala, por um maior volume de energia transportado para os clientes livres. O volume em 2010, de 731 GWh*, foi 14,8% superior ao registrado em 2009 (+94 GWh). Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Residencial - Convencional	341	299	14,0%	343	-0,6%	1.397	1.196	16,8%
Residencial - Baixa Renda	410	367	11,7%	389	5,4%	1.570	1.373	14,3%
Industrial	383	379	1,1%	374	2,4%	1.468	1.359	8,0%
Comercial	428	410	4,4%	405	5,7%	1.652	1.515	9,0%
Rural	256	235	8,9%	239	7,1%	878	717	22,5%
Setor Público	295	268	10,1%	283	4,2%	1.119	1.019	9,8%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.113	1.958	7,9%	2.033	3,9%	8.084	7.179	12,6%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

O mercado cativo da Companhia apresentou um incremento de 12,6% em 2010 comparado ao ano de 2009. Todas as classes apresentaram evolução no consumo. Os principais fatores que impulsionaram o aumento do consumo foram: o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 4,4%, que adicionou mais 106.263 novos consumidores efetivos* à base comercial da Companhia, associado ao aumento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 8,0%.

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

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Residencial - Normal	549	532	3,2%	595	-7,7%	2.248	2.127	5,7%
Residencial - Baixa Renda	241	221	9,0%	223	8,1%	921	828	11,2%
Industrial	65.875	64.654	1,9%	64.316	2,4%	252.494	231.832	8,9%
Comercial	2.684	2.650	1,3%	2.555	5,0%	10.358	9.790	5,8%
Rural	787	733	7,4%	781	0,8%	2.700	2.235	20,8%
Setor público	7.437	7.118	4,5%	7.276	2,2%	28.211	27.065	4,2%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	740	715	3,5%	719	2,9%	2.830	2.621	8,0%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

A venda de energia per capita no mercado cativo foi de 2.830* KWh/consumidor, representando um acréscimo de 8,0% em relação ao ano anterior. Isso reflete, basicamente, uma atividade comercial mais aquecida** na área de concessão da Companhia (+11,5%), associada ao aumento das temperaturas médias no período. Em Fortaleza, a temperatura média de 2010 foi de 26,78°C*, percentual 3,8% superior ao registrado em 2009, de 25,80°C*.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte: Índice de volume de vendas no comércio varejista (Número Índice) - IBGE

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Industrial	166	157	5,7%	181	-8,3%	698	630	10,8%
Comercial	9	2	-	8	12,5%	33	7	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	175	159	10,1%	189	-7,4%	731	637	14,8%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia em 2010 foi de 731 GWh*, o que representa um incremento de 14,8% em relação ao ano de 2009, tendo em vista basicamente o crescimento do número de clientes livres de 14*, em 2009, para 19*, no 2010 (mais 5 novos clientes, um incremento de 35,7%), compensado parcialmente pela redução do transporte de energia per capita dos clientes livres, de 15,4%.

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

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Industrial	11.857	13.083	-9,4%	13.923	-14,8%	11.857	13.083	-9,4%
Comercial	1.800	1.000	80,0%	1.600	12,5%	1.800	1.000	80,0%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	9.211	11.357	-18,9%	10.500	-12,3%	38.474	45.500	-15,4%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres, de 18,9%* em 2010 em relação ao ano de 2009 foi fruto, principalmente, da redução da atividade industrial** registrada na área de concessão (-10,0%*).

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.560	1.407	10,9%	1.479	5,5%	5.972	5.310	12,5%
Energia requerida (GWh)	2.634	2.445	7,7%	2.558	3,0%	10.071	8.888	13,3%
Energia distribuída (GWh)	2.305	2.152	7,1%	2.242	2,8%	8.850	7.860	12,6%
Residencial - Convencional	359	341	5,3%	347	3,5%	1.445	1.303	10,9%
Residencial - Baixa Renda	402	355	13,2%	378	6,3%	1.518	1.317	15,3%
Industrial	384	381	0,8%	377	1,9%	1.472	1.361	8,2%
Comercial	431	411	4,9%	405	6,4%	1.654	1.510	9,5%
Rural	256	236	8,5%	254	0,8%	882	695	26,9%
Setor Público	293	265	10,6%	284	3,2%	1.121	1.015	10,4%
Clientes Livres	173	156	10,9%	190	-8,9%	731	635	15,1%
Revenda	4	4	-	4	-	14	12	16,7%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	13	12	8,3%
Perdas na Transmissão - Rede Básica (GWh)	53	61	-13,1%	48	10,4%	209	212	-1,4%
Perdas na Transmissão - Rede Básica (%)	2,17%	2,68%	-0,51 p.p	2,04%	0,13 p.p	2,25%	2,58%	-0,33 p.p
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	329	293	12,3%	316	4,1%	1.221	1.028	18,8%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	12,49%	11,98%	0,51 p.p	12,35%	0,14 p.p	12,12%	11,57%	0,55 p.p

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

A energia total requerida pelo sistema da Coelce em 2010 foi de 10.071 GWh*, um percentual 13,3% superior ao registrado no ano anterior (8.888 GWh*). Esse aumento está acima do aumento da energia efetivamente distribuída pelo sistema, de 12,6% (8.850 GWh* versus 7.860 GWh*), tendo em vista o incremento de 0,55 p.p. nas perdas de energia, alcançando 12,12%*, em 2010, contra 11,57%* em 2009.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte: Índice de volume de vendas no comércio varejista (Número Índice) - IBGE

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

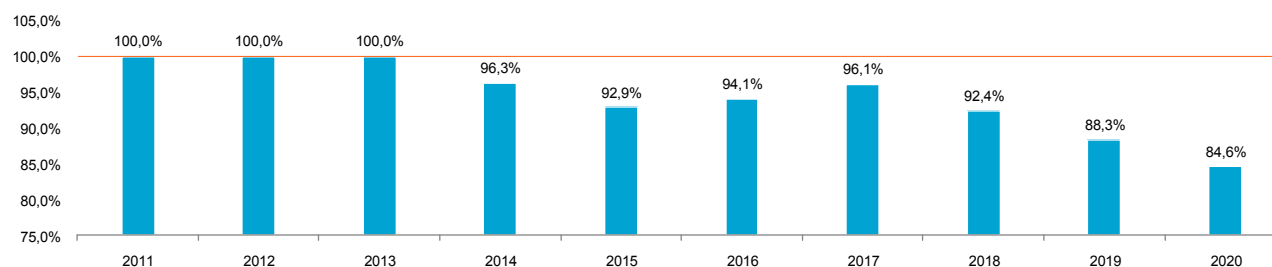
	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	678	-	2.690	2.690	-
Centrais Elétricas - FURNAS	425	440	-3,4%	403	5,5%	1.559	1.618	-3,6%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	315	313	0,6%	298	5,7%	1.154	1.151	0,3%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	185	169	9,5%	175	5,7%	676	622	8,7%
Eletronorte	133	132	0,8%	126	5,6%	487	486	0,2%
COPEL	117	117	-	111	5,4%	429	428	0,2%
CEMIG	100	97	3,1%	95	5,3%	366	356	2,8%
PROINFA	64	59	8,5%	54	18,5%	210	180	16,7%
Outros	444	307	44,6%	432	2,8%	1.691	1.162	45,5%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.461	2.312	6,4%	2.372	3,8%	9.262	8.693	6,5%
Liquidação na CCEE	39	25	56,0%	29	34,5%	239	(263)	-190,9%
Total - Compra de Energia	2.500	2.337	7,0%	2.401	4,1%	9.501	8.430	12,7%
Energia Distribuída								
Wobben	10	9	11,1%	11	-9,1%	34	22	54,5%
Energyworks	-	-	-	-	-	-	1	-100,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.510	2.346	7,0%	2.412	4,1%	9.535	8.453	12,8%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

Os contratos de compra de energia para 2010, incluindo a liquidação na CCEE e os contratos de energia distribuída, totalizaram 9.535 GWh* para atender a energia demandada pelo sistema. Esse montante representa um incremento de 12,8% (+1.082 GWh) em relação ao ano passado, que foi de 8.453 GWh*, ocasionado pelo crescimento do mercado e, como consequência, maior volume de venda e transporte de energia.

Nível de Contratação (%)

Posição Final do 2010



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)

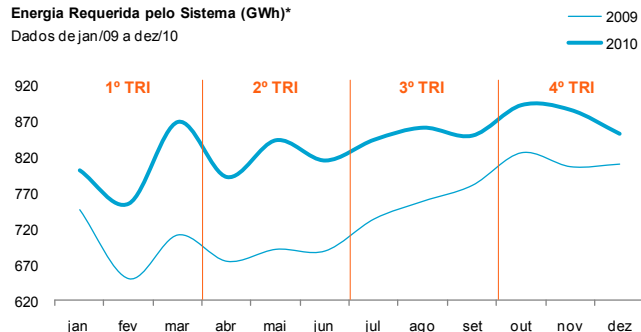
	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.510	2.346	7,0%	2.412	4,1%	9.535	8.453	12,8%
Compra de Energia	2.510	2.346	7,0%	2.412	4,1%	9.535	8.453	12,8%
Contratos	2.471	2.321	6,5%	2.383	3,7%	9.296	8.716	6,7%
CGTF	678	678	-	678	-	2.690	2.690	-
FURNAS	425	440	-3,4%	403	5,5%	1.559	1.618	-3,6%
CHESF	315	313	0,6%	298	5,7%	1.154	1.151	0,3%
CESP	185	169	9,5%	175	5,7%	676	622	8,7%
Eletronorte	133	132	0,8%	126	5,6%	487	486	0,2%
COPEL	117	117	-	111	5,4%	429	428	0,2%
CEMIG	100	97	3,1%	95	5,3%	366	356	2,8%
PROINFA	64	59	8,5%	54	18,5%	210	180	16,7%
Wobben	10	9	11,1%	11	-9,1%	34	22	54,5%
Energyworks	-	-	-	-	-	-	1	-100,0%
Outros	444	307	44,6%	432	2,8%	1.691	1.162	45,5%
Liquidação CCEE	39	25	56,0%	29	34,5%	239	(263)	-190,9%
Totais - Outputs	2.510	2.346	7,0%	2.412	4,1%	9.535	8.453	12,8%
Perdas na Transmissão - Rede Básica	53	61	-13,1%	48	10,4%	209	212	-1,4%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.457	2.285	7,5%	2.364	3,9%	9.326	8.241	13,2%
Residencial - Convencional	359	341	5,3%	347	3,5%	1.445	1.303	10,9%
Residencial - Baixa Renda	402	355	13,2%	378	6,3%	1.518	1.317	15,3%
Industrial	384	381	0,8%	377	1,9%	1.472	1.361	8,2%
Comercial	431	411	4,9%	405	6,4%	1.654	1.510	9,5%
Rural	256	236	8,5%	254	0,8%	882	695	26,9%
Setor Público	293	265	10,6%	284	3,2%	1.121	1.015	10,4%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	13	12	8,3%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	329	293	12,3%	316	4,1%	1.221	1.028	18,8%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

Sazonalidade

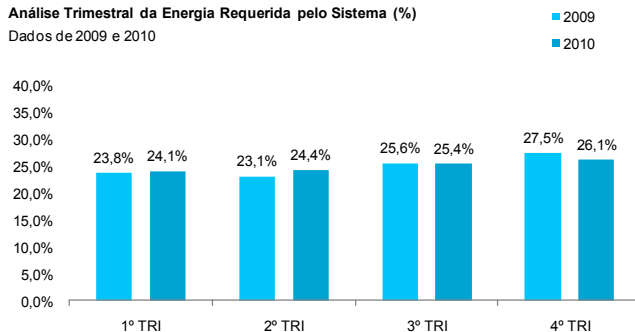
Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/09 a dez/10



Análise Trimestral da Energia Requerida pelo Sistema (%)

Dados de 2009 e 2010



Indicadores Operacionais

Qualidade do Fornecimento

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	7,54	7,67	-1,7%	6,96	8,3%	7,54	7,67	-1,7%
FEC 12 meses (vezes)	5,61	5,91	-5,1%	5,42	3,5%	5,61	5,91	-5,1%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,12%	11,57%	0,55 p.p	12,00%	0,12 p.p	12,12%	11,57%	0,55 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	100,00%	100,17%	-0,17 p.p	100,18%	-0,18 p.p	100,00%	100,17%	-0,17 p.p
MWh/Colaborador	1.749	1.631	7,2%	1.706	2,5%	6.850	6.107	12,2%
MWh/Consumidor	0,74	0,71	4,2%	0,73	1,4%	2,89	2,68	7,8%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

* Valores não auditados pelos auditores independentes

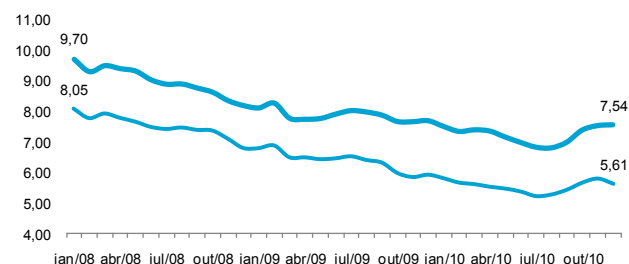
Relatório de Administração

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

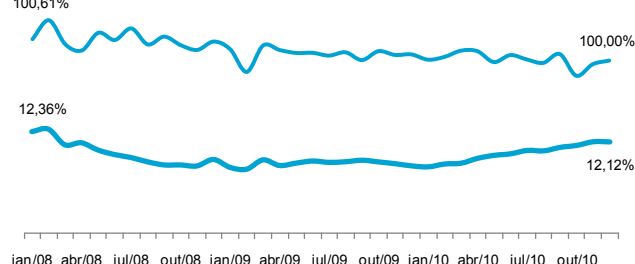
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de jan/08 a dez/10



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

Dados de jan/08 a dez/10



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 ano de 2010 com DEC de 7,54 horas*, índice 1,7% melhor que o de 2009, de 7,67 horas*. O FEC alcançou o patamar de 5,61 vezes*, o que representa uma melhoria de 5,1% em relação ao ano de 2009, que fechou em 5,91 vezes*.

Com os resultados acima, a Coelce, que investiu R\$ 61 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, se mantém como a distribuidora com os melhores indicadores de qualidade da região Nordeste e entre os melhores do Brasil.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram 12,12%* em 2010, um incremento de 0,55 p.p. em relação às perdas registradas em 2009, de 11,57%*. Nos últimos 12 meses, foi investido no combate às perdas o montante de R\$ 22 milhões*.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o ano de 2010 em 100,00%*, percentual ligeiramente inferior (0,17 p.p.) em relação ao encerramento de 2009, de 100,17%* e que evidencia o êxito da Companhia na arrecadação de todo o montante faturado.

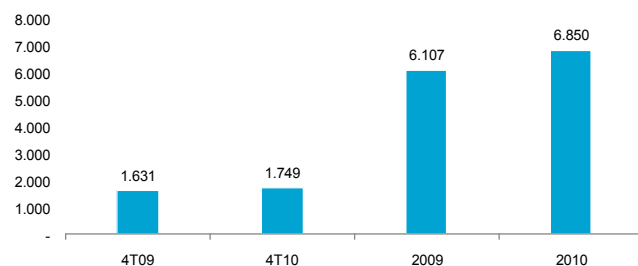
Produtividade

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 ano de 2010 com o indicador de MWh/colaborador de 6.850*, índice 12,2% melhor que o de 2009, de 6.107*. O indicador de MWh/cliente alcançou o patamar de 2,89*, o que representa uma melhoria de 7,8% em relação ao ano de 2009, que fechou em 2,68*.

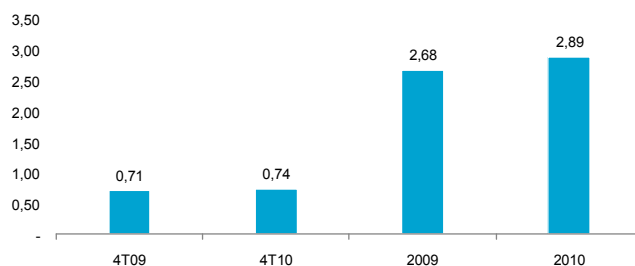
Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*

Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*

Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



* Valores não auditados pelos auditores independentes

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

Overview

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

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.109.580	934.384	18,7%	980.644	13,1%	3.910.631	3.251.614	20,3%
Deduções à Receita Operacional	(277.226)	(226.394)	22,5%	(280.710)	-1,2%	(1.060.925)	(832.327)	27,5%
Receita Operacional Líquida	832.354	707.990	17,6%	699.934	18,9%	2.849.706	2.419.287	17,8%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(690.846)	(535.897)	28,9%	(502.143)	37,6%	(2.186.960)	(1.887.282)	15,9%
EBITDA(3)*	203.995	192.321	6,1%	231.163	-11,8%	807.040	648.745	24,4%
Margem EBITDA*	24,51%	27,16%	-2,65 p.p	33,03%	-8,52 p.p	28,32%	26,82%	1,50 p.p
EBIT(4)*	141.508	172.093	-17,8%	197.791	-28,5%	662.746	532.005	24,6%
Margem EBIT*	17,00%	24,31%	-7,31 p.p	28,26%	-11,26 p.p	23,26%	21,99%	1,27 p.p
Resultado Financeiro	(33.259)	(22.948)	44,9%	(12.540)	165,2%	(83.361)	(43.058)	93,6%
Imposto de Renda e Contribuição Social	(24.570)	(35.768)	-31,3%	(35.327)	-30,4%	(107.482)	(94.208)	14,1%
Lucro Líquido	83.679	113.377	-26,2%	149.924	-44,2%	471.903	394.739	19,5%
Margem Líquida	10,05%	16,01%	-5,96 p.p	21,42%	-11,37 p.p	16,56%	16,32%	0,24 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,07	1,46	-26,7%	1,93	-44,6%	6,06	5,07	19,5%

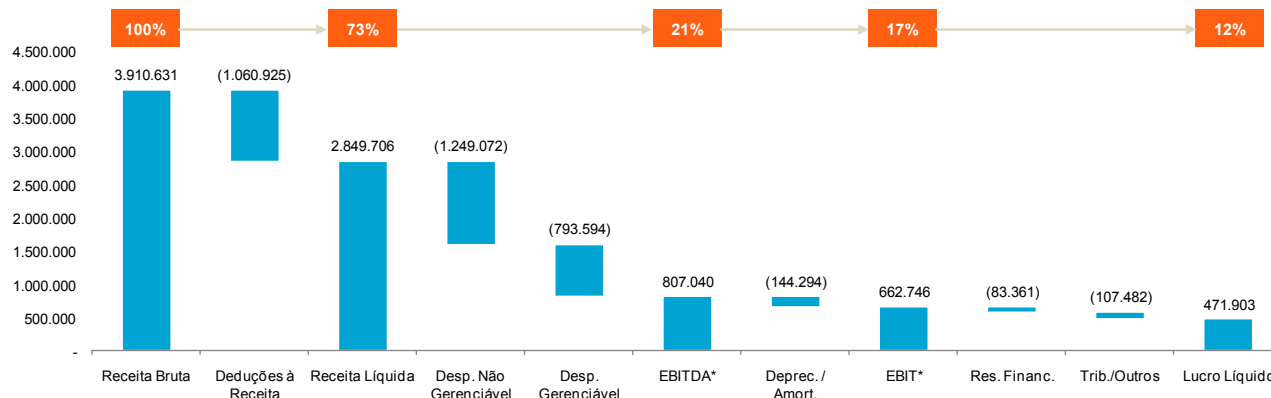
(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

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

(4) EBIT: Resultado do Serviço

Principais Contas do Resultado(R\$ Mil)

Overview 2010



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	844.347	721.386	17,0%	762.236	10,8%	3.097.903	2.577.961	20,2%
Subsídio Baixa Renda	59.596	63.184	-5,7%	77.814	-23,4%	253.158	224.425	12,8%
Suprimento de Energia Elétrica	830	3.608	-77,0%	(4.572)	-118,2%	1.088	18.421	-94,1%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	20.827	14.387	44,8%	22.044	-5,5%	80.518	56.651	42,1%
Receita Operacional IFRIC-12	173.674	116.520	49,1%	105.336	64,9%	428.098	282.453	51,6%
Outras Receitas	10.306	15.299	-32,6%	17.786	-42,1%	49.866	91.703	-45,6%
Total - Receita Operacional Bruta	1.109.580	934.384	18,7%	980.644	13,1%	3.910.631	3.251.614	20,3%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no ano de 2010, R\$ 3.911 milhões, um incremento de 20,3% em relação ao ano de 2009, de R\$ 3.252 milhões (+R\$ 659 milhões). Esse crescimento é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- Evolução de 20,2% (R\$ 3.098 milhões versus R\$ 2.578 milhões) no fornecimento de energia (+R\$ 520 milhões):
A evolução observada é o reflexo do aumento no volume de energia vendida no âmbito do mercado cativo em 12,6%, associado, também, ao reajuste tarifário positivo de 2010, no percentual de 8,95%, vigente a partir de 22 de abril de 2010.
- Evolução de 12,8% (R\$ 253 milhões versus R\$ 224 milhões) no subsídio do programa Baixa Renda (+R\$ 29 milhões):
Refere-se à parcela da conta de energia subsidiada pelo Governo Federal, referente ao programa de Tarifa Social Baixa Renda. A evolução observada é o reflexo do aumento no volume de energia vendida no âmbito do mercado cativo para esta classe de consumo, em 14,3%, associado, também, ao reajuste

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

tarifário positivo de 2010, vigente a partir de 22 de abril de 2010, compensado parcialmente por descasamento do fluxo de recebimento no comparativo dos anos.

- Evolução de 42,1% (R\$ 81 milhões versus R\$ 57 milhões) na receita pela disponibilidade da rede elétrica (+R\$ 24 milhões):
O incremento se deve à evolução do volume de energia transportada para os clientes livres dentro da área de concessão da Companhia, associado ao reajuste tarifário positivo de 2010, vigente a partir de 22 de abril de 2010.
- Evolução de 51,6% (R\$ 428 milhões versus 282 milhões) na receita operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (+146 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 em 2010 foi de R\$ 428 milhões, (cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 146 milhões quando comparado com o ano anterior (R\$ 282 milhões).
- Redução de 45,6% (R\$ 50 milhões versus R\$ 92 milhões) em outras receitas (-R\$ 42 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)

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
ICMS	(179.400)	(159.621)	12,4%	(174.103)	3,0%	(688.864)	(573.936)	20,0%
COFINS	(40.446)	(18.951)	113,4%	(41.028)	-1,4%	(155.218)	(102.252)	51,8%
PIS	(8.637)	(6.813)	26,8%	(8.675)	-0,4%	(32.881)	(20.730)	58,6%
ISS	(986)	(340)	190,0%	(319)	209,1%	(3.204)	(2.738)	17,0%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	(9.249)	(9.655)	-4,2%	(9.143)	1,2%	(36.312)	(37.070)	-2,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	(24.359)	(21.979)	10,8%	(24.138)	0,9%	(86.955)	(61.530)	41,3%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(4.275)	(3.946)	8,3%	(4.274)	0,0%	(17.099)	(15.782)	8,3%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(6.293)	(5.088)	23,7%	(15.570)	-59,6%	(33.351)	(18.289)	82,4%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial	(3.581)	(1)	-	(3.460)	3,5%	(7.041)	-	-
Total - Deduções da Receita	(277.226)	(226.394)	22,5%	(280.710)	-1,2%	(1.060.925)	(832.327)	27,5%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

As deduções da receita aumentaram 27,5% em relação ao ano anterior, alcançando -R\$ 1.061 milhões em 2010, contra -R\$ 832 milhões no ano de 2009 (-R\$ 229 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

- Acréscimo de 25,8% (-R\$ 880 milhões versus -R\$ 700 milhões) nos tributos – ICMS/COFINS/PIS/ISS (-R\$ 180 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 41,3% (-R\$ 87 milhões versus -R\$ 62 milhões) na conta de consumo de combustíveis fósseis – CCC (-R\$ 25 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.

Custos e Despesas Operacionais

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

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(313.737)	(263.301)	19,2%	(248.496)	26,3%	(1.085.401)	(981.711)	10,6%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.101)	(1.003)	9,8%	(1.101)	-	(4.307)	(3.976)	8,3%
PROINFA	(8.877)	(8.788)	1,0%	(8.800)	0,9%	(35.460)	(28.727)	23,4%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(36.603)	(11.074)	230,5%	(26.511)	38,1%	(104.382)	(67.829)	53,9%
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(4.468)	(17.453)	-74,4%	1.153	-	(19.522)	(39.330)	-50,4%
Baixa - Energia Livre	-	-	-	-	-	-	-	-
Total - Não gerenciáveis	(364.786)	(301.619)	20,9%	(283.755)	28,6%	(1.249.072)	(1.121.573)	11,4%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(28.452)	(21.213)	34,1%	(18.136)	56,9%	(100.668)	(98.054)	2,7%
Material e Serviços de Terceiros	(61.885)	(55.925)	10,7%	(46.354)	33,5%	(206.083)	(217.041)	-5,0%
Depreciação e Amortização	(62.487)	(20.228)	208,9%	(33.372)	87,2%	(144.294)	(116.740)	23,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(1.357)	1.257	-208,0%	(1.950)	-30,4%	(5.186)	(4.516)	14,8%
Baixa - Ativo Regulatório	-	(4)	-100,0%	(19)	-100,0%	(33)	(16)	106,3%
Provisões para Contingências	824	2.591	-68,2%	(2.728)	-130,2%	(8.858)	(5.644)	56,9%
Despesa IFRIC-12 (Custo de Construção)	(173.674)	(116.520)	49,1%	(105.336)	64,9%	(428.098)	(282.453)	51,6%
Outras Despesas Operacionais	971	(24.236)	-104,0%	(10.493)	-109,3%	(44.668)	(41.245)	8,3%
Total - Gerenciáveis	(326.060)	(234.278)	39,2%	(218.388)	49,3%	(937.888)	(765.709)	22,5%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(690.846)	(535.897)	28,9%	(502.143)	37,6%	(2.186.960)	(1.887.282)	15,9%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

Os custos e despesas operacionais em 2010 alcançaram -R\$ 2.187 milhões, um incremento de 15,9% (+R\$ 300 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. Este incremento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 11,4% (-R\$ 1.249 milhões versus -R\$ 1.122 milhões) nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 127 milhões), principalmente, por:

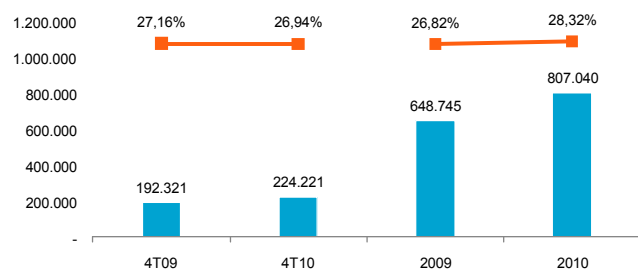
- Incremento de 10,6% (-R\$ 1.085 milhões versus -R\$ 982 milhões) na energia elétrica comprada para revenda (+R\$ 103 milhões):
O incremento observado reflete o aumento do volume de energia comprada para revenda, no percentual de 12,8%, parcialmente compensado por uma redução no preço médio de compra de energia de 1,2%.

Incremento de 22,5% (-R\$ 938 milhões versus -R\$ 766 milhões) nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 172 milhões), principalmente, por:

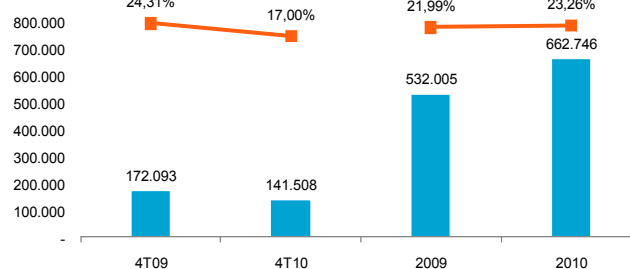
- Redução de 5,0% (-R\$ 206 milhões versus -R\$ 217 milhões) em despesa com material e serviços de terceiros (+R\$ 11 milhões):
A redução apresentada nas despesas com material e serviços de terceiros reflete, principalmente, uma melhor gestão de estoque de materiais e melhor estratégia de compras em 2010 em comparação ao ano de 2009, associadas a realização de atividades operacionais de forma mais eficientes, oriundas de projetos corporativos de redução de custo e melhoria de processos.
- Evolução de 51,6% (-R\$ 428 milhões versus -R\$ 282 milhões) na despesa operacional oriunda da aplicação do ICPC 01 (-146 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 em 2010 foi de -R\$ 428 milhões, (cuja contrapartida se encontra na receita operacional bruta, no mesmo valor, não gerando nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia), um incremento de R\$ 146 milhões quando comparado com o ano anterior (-R\$ 282 milhões).

EBITDA*

EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



* Valores não auditados pelos auditores independentes

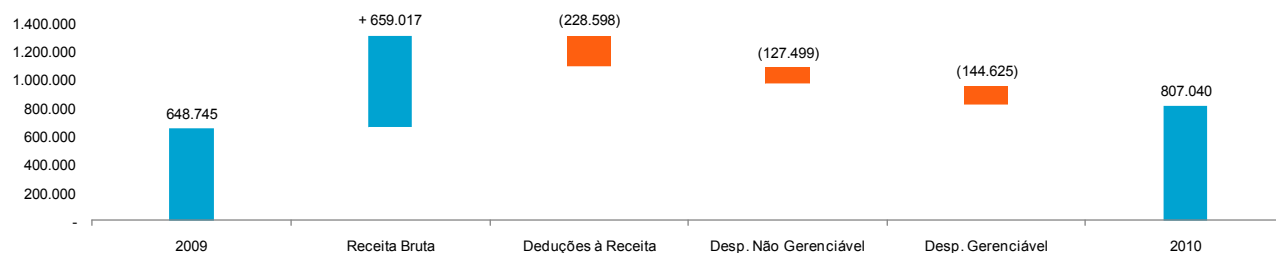
Relatório de Administração

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

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

Evolução 2009 - 2010



Com base nas variações acima expostas, o EBITDA da Coelce em 2010, atingiu o montante de R\$ 807 milhões*, o que representa um acréscimo de 24,4% em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 649 milhões* (+R\$ 159 milhões). A margem EBITDA da Companhia em 2010 foi de 28,3%*, o que representa um incremento de 1,50 p.p. em relação ao ano de 2009, de 26,8%*.

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)

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	6.929	661	-	6.703	3,4%	19.974	5.985	233,7%
Acréscimo Moratário sobre Conta de Energia	9.384	7.874	19,2%	9.328	0,6%	36.424	30.090	21,1%
Outras	2.540	173	-	5.414	-53,1%	18.017	10.042	79,4%
Total - Receitas Financeiras	18.853	8.708	116,5%	21.445	-12,1%	74.415	46.117	61,4%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(15.686)	(22.850)	-31,4%	(19.032)	-17,6%	(75.745)	(81.295)	-6,8%
Variações Monetárias	(7.355)	(2.669)	175,6%	(1.304)	-	(20.187)	(5.231)	285,9%
Outras	(29.071)	(6.137)	-	(13.649)	113,0%	(61.844)	(2.649)	-
Total - Despesas Financeiras	(52.112)	(31.656)	64,6%	(33.985)	53,3%	(157.776)	(89.175)	76,9%
Efeito Líquido: Correção CGTF								
(+) Receitas	(194)	993	-119,5%	1.449	-113,4%	1.765	20.088	-91,2%
(-) Despesas	194	(993)	-119,5%	(1.449)	-113,4%	(1.765)	(20.088)	-91,2%
Total - Efeito Líquido: Correção CGTF	-	-	-	-	-	-	-	-
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(33.259)	(22.948)	44,9%	(12.540)	165,2%	(83.361)	(43.058)	93,6%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

O resultado financeiro da Coelce, em 2010, ficou em -R\$ 83 milhões, um incremento de 93,6% em relação ao ano anterior, de -R\$ 43 milhões, Este incremento é o efeito líquido, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 61,4% (R\$ 74 milhões versus R\$ 46 milhões) nas receitas financeiras (+R\$ 28 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 233,7% (R\$ 20 milhões versus 6 milhões) na renda de aplicações financeiras (+R\$ 14 milhões): Esta evolução está associada ao aumento de 126% do saldo médio de caixa em 2010 em relação ao ano de 2009 (R\$ 164 milhões versus 72 milhões).

Incremento de 76,9% (-R\$ 158 milhões versus -R\$ 89 milhões) nas despesas financeiras (-R\$ 68 milhões), principalmente, por:

- Redução de 6,8% (-R\$ 76 milhões versus -R\$ 81 milhões) em encargos de dívidas (+R\$ 5 milhões): A redução acima está associada basicamente à redução do saldo médio de dívida, bem como do custo médio de dívida de 2010 em relação a 2009.
- Incremento de R\$ 59 milhões (-R\$ 62 milhões versus -R\$ 3 milhões) em outras despesas financeiras: Basicamente pelo reconhecimento dos ganhos e perdas relacionados ao plano de benefícios pós-emprego. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício, em conformidade com as regras do CPC 33, baseando-se em cálculo atuarial elaborado por atuário independente. Como receita financeira foi reconhecido o valor de R\$ 66 milhões em 2010, e como despesa financeira foi reconhecido o valor de R\$ 47 milhões em 2010. O valor líquido, de +R\$ 19 milhões, foi lançado na linha de outras despesas financeiras. Adicionalmente, a variação foi impactada por: (i) maiores multas no período, relativas a tributos e impostos (-R\$ 18 milhões); (ii) ajustes e correções em CVAs pela adoção do IFRS nos anos de 2010 e 2009, que gerou uma diferença de -R\$ 36 milhões quando comparamos ano contra ano e (iii) atualizações financeiras de contingências, no montante R\$ 11 milhões.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Relatório de Administração

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
CSLL	(4.381)	(2.957)	48,2%	(16.666)	-73,7%	(45.575)	(38.032)	19,8%
IR	(26.570)	(38.541)	-31,1%	(44.509)	-40,3%	(140.065)	(115.983)	20,8%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(12.537)	(13.698)	-8,5%	-	-	(12.537)	(13.698)	-8,5%
Incentivo Fiscal - SUDENE	18.918	19.428	-2,6%	25.848	-26,8%	90.695	73.505	23,4%
Total - IR/CSLL	(24.570)	(35.768)	-31,3%	(35.327)	-30,4%	(107.482)	(94.208)	14,1%

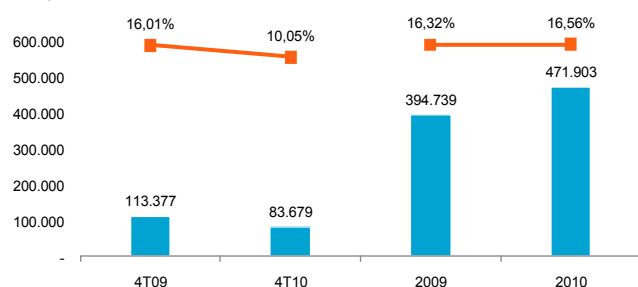
(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

As despesas com Imposto de Renda (IR) e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) em 2010 registraram -R\$ 107 milhões, um aumento de 14,1% em relação ao ano anterior, de -R\$ 94 milhões (-R\$ 13 milhões). Esse incremento é o efeito líquido do aumento do imposto devido e do benefício fiscal concedido pela SUDENE, tendo em vista o aumento da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido

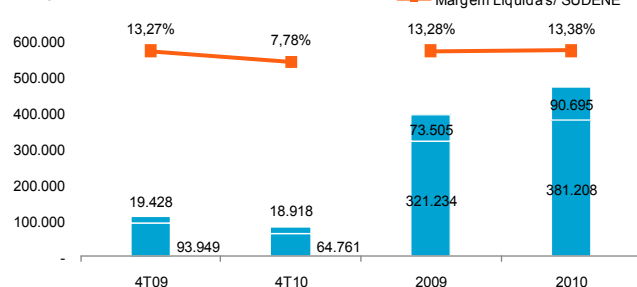
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



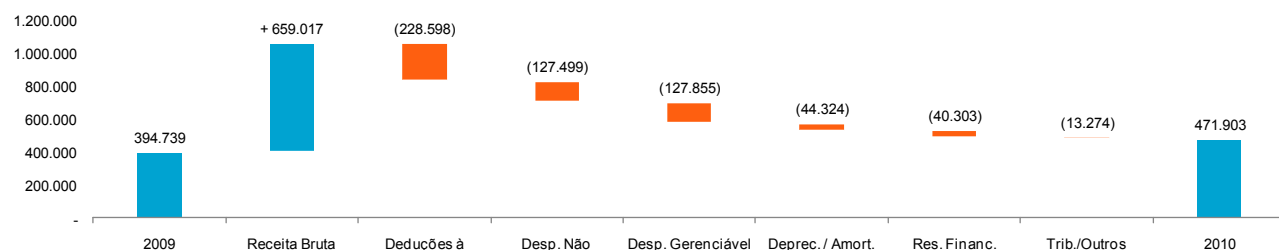
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 2009 - 2010



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou em 2010 um lucro líquido recorde de R\$ 472 milhões, valor 19,5% superior ao registrado no ano de 2009, que foi de R\$ 395 milhões (+R\$ 77 milhões). Desta forma, a Margem Líquida em 2010 alcançou 16,6%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	885.366	938.872	-5,7%	901.890	-1,8%	885.366	938.872	-5,7%
(-) Custos de Transação (R\$ mil)	4.820	3.783	27,4%	5.446	-11,5%	4.820	3.783	27,4%
(-) Dívida Previdenciária - Balancete (R\$ mil)	37.640	45.609	-17,5%	41.964	-10,3%	37.640	45.609	-17,5%
(-) Disponibilidades - Caixa e Equivalentes (R\$ mil)	104.270	49.074	112,5%	201.904	-48,4%	104.270	49.074	112,5%
Dívida líquida (R\$ mil)	738.636	840.406	-12,1%	652.576	13,2%	738.636	840.406	-12,1%
Dívida bruta / EBITDA(3)*	1,10	1,45	-24,1%	1,11	-0,9%	1,10	1,45	-24,1%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	10,65	7,98	33,5%	9,83	8,3%	10,65	7,98	33,5%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,39	0,45	-13,3%	0,39	-	0,39	0,45	-13,3%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,35	0,43	-18,6%	0,32	9,4%	0,35	0,43	-18,6%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

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

A dívida financeira bruta da Coelce encerrou o ano de 2010 em R\$ 885 milhões, uma redução de 5,7% em relação ao ano de 2009, que foi de R\$ 939 milhões (-R\$ 54 milhões). Essa redução está basicamente associada às amortizações ocorridas no período.

A Coelce encerrou o ano de 2010 com o custo da dívida médio em 10,16% a.a., ou CDI + 0,56% a.a., custo este que reflete a composição do portfólio de empréstimos da Companhia, onde 54% são empréstimos firmados com bancos de fomento (BNB e BNDES) ou com a Eletrobras.

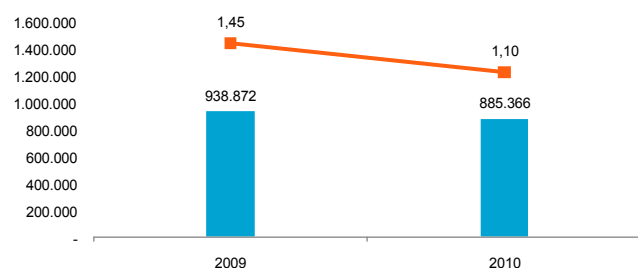
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Relatório de Administração

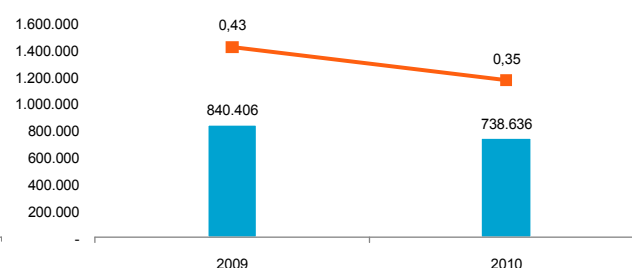
Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

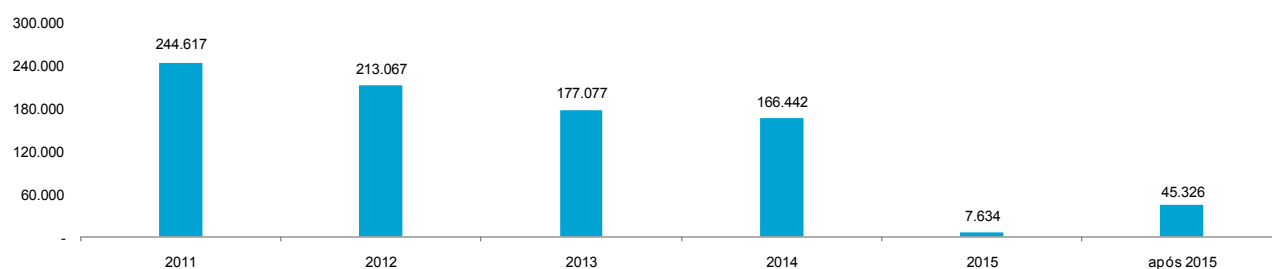
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Vezes)
Evolução 2009 - 2010



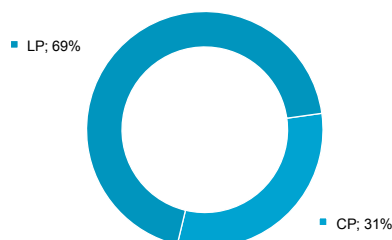
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)
Evolução 2009 - 2010



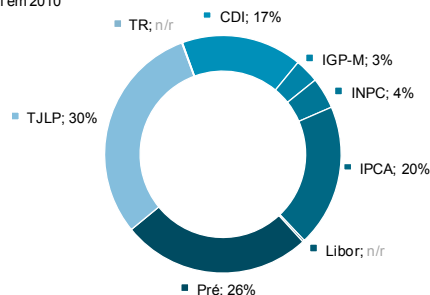
Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final do 2010



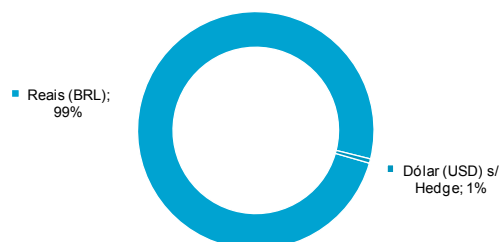
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em 2010



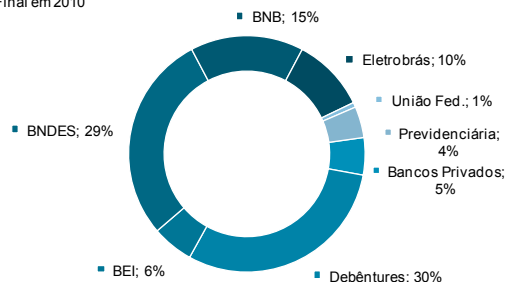
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em 2010



Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em 2010



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em 2010



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Investimentos por Demanda	25.440	42.025	-39,5%	45.083	-43,6%	151.347	128.550	17,7%
Novas Conexões	9.555	28.034	-65,9%	33.191	-71,2%	117.643	96.160	22,3%
Atendimento à Demanda	15.885	13.991	13,5%	11.892	33,6%	33.704	32.390	4,1%
Qualidade do Sistema Elétrico	21.844	25.125	-13,1%	15.413	41,7%	61.322	60.132	2,0%
Programa Luz para Todos (PLPT)	89.010	20.635	-	37.609	136,7%	165.535	82.040	101,8%
Combate às Perdas	10.025	10.710	-6,4%	7.174	39,7%	21.920	9.694	126,1%
Outros	30.082	20.036	50,1%	6.235	-	45.623	52.098	-12,4%
Total Investido	176.401	118.531	48,8%	111.514	58,2%	445.747	332.514	34,1%
Aportes / Subsídios	1.860	(5.996)	-131,0%	4.273	-56,5%	(13.665)	(47.517)	-71,2%
Investimento Líquido	178.261	112.535	58,4%	115.787	54,0%	432.082	284.997	51,6%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

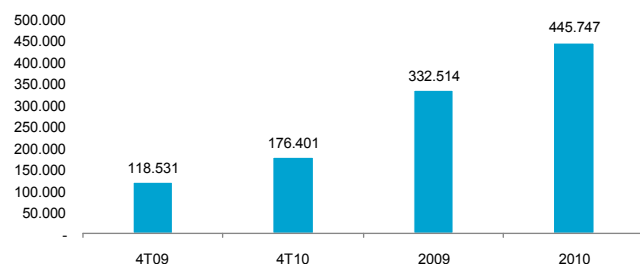
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Relatório de Administração

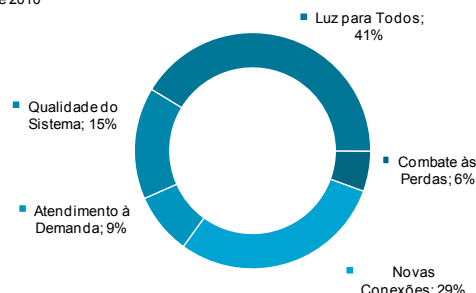
Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

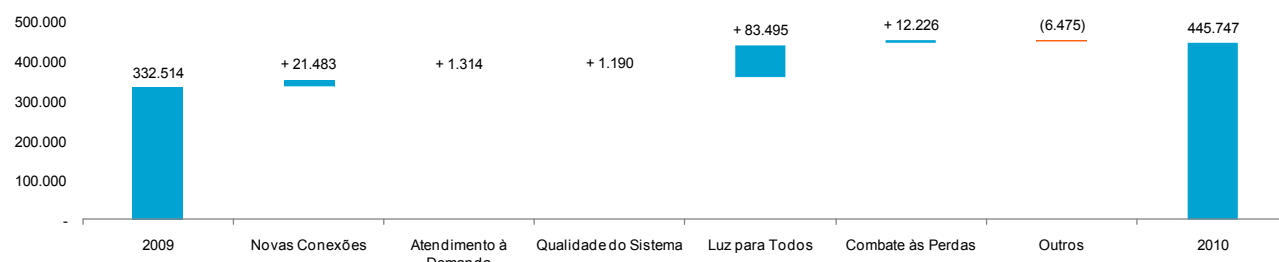
Investimentos Totais (R\$ Mil)*
Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)
Dados de 2010



Análise da Evolução dos Investimentos (R\$ Mil)
Evolução 2009 - 2010



Os investimentos realizados pela Coelce no ano de 2010 alcançaram R\$ 446 milhões*, um incremento de 34,1% (+R\$ 113 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 333 milhões*. O maior volume, em 2010, foi direcionado ao programa Luz para Todos (PLPT), que representou 37,1% (R\$ 166 milhões) de todo o valor investido no período mencionado.

Esta evolução está concentrada, basicamente, nos investimentos no programa Luz para Todos (PLPT), que apresentou um incremento de R\$ 83 milhões entre 2010 e 2009.

Excluindo os aportes e subsídios realizados, os investimentos líquidos realizados pela Coelce atingiram R\$ 432 milhões*, montante 51,6% superior ao realizado no ano de 2009 (R\$ 285 milhões).

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	28,30	32,50	-12,9%	27,20	4,0%	28,30	32,50	-12,9%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	28,25	30,85	-8,4%	28,30	-0,2%	28,25	30,85	-8,4%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	27,00	27,00	-	27,00	-	27,00	27,00	-

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

INDICADORES DE MERCADO*

	4T10	4T09	Var. %	3T10	Var. % (1)	2010	2009	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	28,25	30,85	-8,4%	28,30	-0,2%	28,25	30,85	-8,4%
Média Diária de Negócios	161	132	22,0%	43	274,4%	103	100	3,0%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.575.376	2.204.076	-28,5%	462.632	240,5%	1.286.365	1.730.530	-25,7%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.200	2.475	-11,1%	2.148	2,4%	2.200	2.475	-11,1%
Enterprise Value (EV) (3) (R\$ milhões)	2.938	3.315	-11,4%	2.801	4,9%	2.938	3.315	-11,4%
EV/EBITDA (4)	3,64	5,11	-28,8%	3,44	5,8%	3,64	5,11	-28,8%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (4) (P/L)	4,66	6,08	-23,4%	4,39	6,2%	4,66	6,08	-23,4%
Dividend Yield da Ação PNA (5)	9,68%	10,96%	-1,28 p.p	8,96%	0,72 p.p	9,68%	10,96%	-1,28 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,62	2,19	-26,0%	1,55	4,5%	1,62	2,19	-26,0%

(1) Variação entre 4T10 e 3T10 e (2) Variação entre 2010 e 2009

(3) EV = Valor de mercado + Dívida líquida

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

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

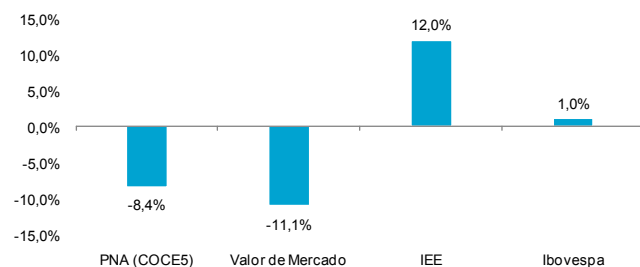
Relatório de Administração

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010

Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

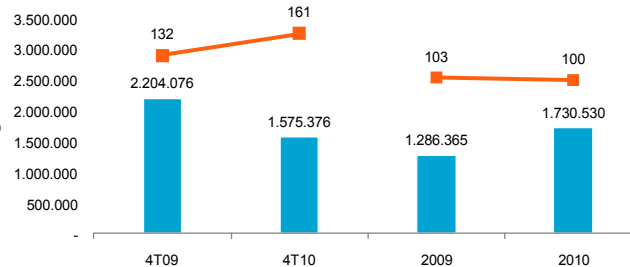
Indicadores de Mercado - Variação (%)*

Dados de 2010



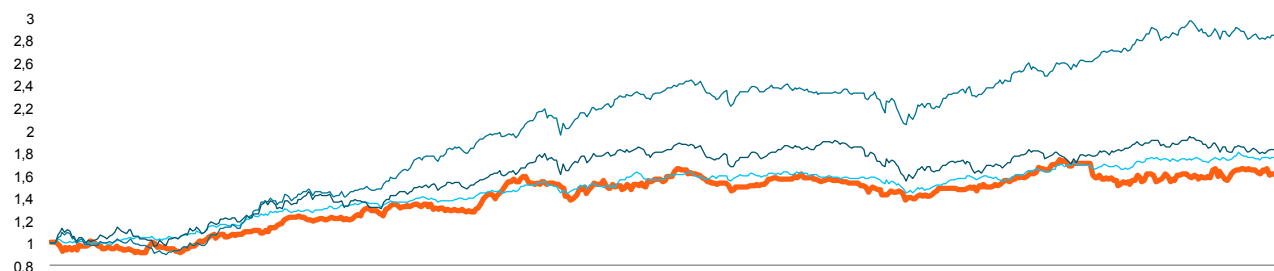
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 4T09 - 4T10 e 2009 - 2010



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de jan/2009 a dez/2010



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 em 2010 teve uma média de 100 negócios diários e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,7 milhões. 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 desvalorização de 8,4% no ano de 2010, enquanto o Ibovespa e o IEE apresentaram valorizações de 12,0% e 1,0% respectivamente.

Em Assembleia Geral Ordinária – AGO, realizada em 28 de abril de 2010, foi deliberada a distribuição de R\$ 213 milhões em dividendos, o que representa um *payout ratio* de 82% sobre o lucro líquido passível de distribuição (excluindo-se o benefício fiscal da SUDENE) e um dividendo de R\$ 2,73584461 por ação. Com base na cotação de fechamento do papel COCE5 em 30 de dezembro de 2010, de R\$ 28,25, este pagamento representa um *dividend yield* de 9,68%, cujo pagamento foi realizado em 10 de dezembro de 2010.

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.

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%.

Demonstrações Contábeis Regulatórias

Em atendimento ao Despacho nº 4.097 de 30 de dezembro de 2010, emitido pela ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica, segue abaixo o Balanço Patrimonial e a Demonstração de Resultado do exercício elaborados em conformidade com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE assim como o quadro com a conciliação entre as referidas demonstrações contábeis regulatórias e societárias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	Nota Explicativa	2010	2009 Repapresentado
CIRCULANTE			
Caixa e equivalente de caixa	4	52.771	42.801
Títulos e valores mobiliários	5	51.499	6.273
Consumidores, concessionários e permissionários	6	471.806	438.172
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6	(87.747)	(87.589)
Consumidores de baixa renda	7	40.008	38.190

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

Serviços em curso		18.841	9.472
Estoques		4.597	2.986
Tributos a compensar	8	43.167	48.835
Cauções e depósitos	9	17.568	12.167
Créditos Luz para Todos	15	13.837	88.345
Despesas pagas antecipadamente		75.389	83.710
Outros créditos	13	42.270	49.541
Total do ativo circulante		744.006	732.903
NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, concessionários e permissionários	6	29.966	32.884
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6	(2.051)	(3.196)
Tributos a compensar	8	61.819	59.555
Depósitos vinculados a litígios	10	37.571	29.712
Cauções e depósitos	9	28.462	24.585
Tributos diferidos	11	73.585	66.865
Benefício fiscal - ágio incorporado	12	105.032	117.569
Despesas pagas antecipadamente		17.429	60.174
Ativo relacionado ao plano de benefícios definidos	28	11.889	-
Outros créditos	13	280	280
Imobilizado		2.028.706	1.753.613
Intangível	15	18.778	13.267
Total do ativo não circulante		2.411.466	2.155.308
TOTAL DOS ATIVOS		3.155.472	2.888.211
PASSIVO			
CIRCULANTE			
Fornecedores	16	246.720	150.733
Encargos de dívidas	17 e 18	18.138	13.851
Empréstimos e financiamentos	17	154.427	141.784
Debêntures	18	88.903	-
Folha de pagamento		14.829	6.960
Tributos a pagar	20	126.969	70.597
Taxas regulamentares	21	34.954	18.577
Participações dos colaboradores nos lucros		8.190	9.308
Dividendos a pagar	26	92.842	66.121
Contribuição de iluminação pública arrecadada		8.372	9.065
Obrigações estimadas		9.820	9.502
Obrigações com benefícios pós-emprego	22 e 28	10.752	10.142
Partes relacionadas	22	104.793	127.084
Programas de pesquisa, des. e de eficiência energética	23	48.906	20.617
Provisão Luz para Todos	15	12.452	16.406
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	24	12.232	20.875
Outras obrigações	25	70.258	23.238
Total do passivo circulante		1.063.557	714.860
NÃO CIRCULANTE			
Fornecedores	16	4.114	2.350
Tributos a pagar	20	6.182	26.720
Empréstimos e financiamentos	17	417.370	489.009
Debêntures	18	164.071	240.792
Tributos diferidos	11	37.162	44.077
Obrigações com benefícios pós-emprego	22 e 28	26.885	39.511
Partes relacionadas	22	2.710	36.827
Programas de pesquisa, des. e de eficiência energética	23	5.566	18.364
Provisão para devolução baixa renda	7	-	25.669
Provisão Coelce Plus		-	9.830
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	24	49.027	26.979
Outras obrigações	25	18.056	29.468
Total do passivo não circulante		731.143	989.596
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	26	442.946	442.946
Reserva de capital		358.671	358.671
Reserva de lucros		318.351	237.074
Prejuízos acumulados		-	(2.669)
Proposta de distribuição de dividendos adicionais		240.804	147.727
Total do patrimônio líquido		1.360.772	1.183.749
Recursos destinados a aumento de capital		-	6
Total do patrimônio líquido e recursos destinados a aumento de capital		1.360.772	1.183.755
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS		3.155.472	2.888.211

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

Comentário de Desempenho 4T10 e 2010
Relatório da Administração/Comentário do Desempenho

	Nota Explicativa	2010	2009 Representado
RECEITA LÍQUIDA	30	2.391.698	2.140.702
CUSTO DO SERVIÇO	32	(1.713.254)	(1.572.952)
LUCRO BRUTO		678.444	567.750
DESPESAS OPERACIONAIS			
Despesas com vendas	32	(13.025)	(17.941)
Despesas gerais e administrativas	32	(73.682)	(65.555)
Outras despesas operacionais	32	(19.097)	(24.819)
Total despesas operacionais		(105.804)	(108.315)
Lucro operacional antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		572.640	459.435
RESULTADO FINANCEIRO			
Receitas financeiras	33	72.970	68.953
Despesas financeiras	33	(141.484)	(126.321)
Lucro antes dos impostos sobre o lucro		504.126	402.067
Imposto de renda e contribuição social - correntes	29	(168.216)	(135.848)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	11 e 29	9.272	8.422
Incentivo fiscal	29	90.695	73.505
Benefício fiscal - Ágio incorporado		(12.537)	(13.698)
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS		423.340	334.448
LUCRO POR AÇÃO - BÁSICO E DILUÍDO		5,44	4,30

CONCILIAÇÃO DO RESULTADO: CONTABILIDADE REGULATÓRIA X SOCIETÁRIA

	2010	2009
Lucro líquido do exercício - ANEEL	423.340	334.448
- IFRIC 12	5.278	(899)
- CVA	69.981	87.779
- Tributos	(26.696)	(26.589)
Lucro líquido do exercício - Societário	471.903	394.739
Patrimônio líquido - ANEEL	1.360.772	1.183.755
- IFRIC 12	8.671	3.393
- CVA	(22.883)	(96.120)
- Tributos	10.254	40.205
Patrimônio líquido - Societário	1.356.814	1.131.233

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2010 E DE 2009
(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, atendendo a aproximadamente 2.856 mil* consumidores e um quadro de 1.309 empregados* em 31 de dezembro de 2010. 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.

(*) Não auditado pelos auditores independentes.

2. PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS2.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras 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 e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, e normas internacionais de contabilidade emitidas pelo *International Financial Reporting Standards* (IFRSs), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* – IASB.

2.2 Base de elaboração

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

Essas demonstrações financeiras são as primeiras elaboradas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (“IFRSs”). Na elaboração das demonstrações financeiras, a Companhia adotou as mudanças nas práticas contábeis adotadas no Brasil introduzidas pelos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 40. Os efeitos da adoção dos IFRSs e dos novos pronunciamentos emitidos pelo CPC estão apresentados na nota explicativa nº 3.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE2.3 Conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

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

Na elaboração das demonstrações financeiras 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.

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 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 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 parte das disposições contratuais do instrumento.

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

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, títulos e valores mobiliários, contas a receber de clientes (consumidores concessionários 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 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 demonstrações financeiras.

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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE2.5.2 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.

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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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.

2.5.2.4. Instrumentos financeiros derivativo

O Companhia possui vários instrumentos financeiros derivativos para administrar a sua carteira de investimentos de fundos exclusivos utilizando contratos futuros de taxa de juros. A nota explicativa nº 19 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos. O montante contratado em 31 de dezembro de 2010 é de R\$ 1.582.

Os derivativos são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data de contratação e são posteriormente remensurados pelo valor justo no encerramento do exercício. Eventuais ganhos ou perdas são reconhecidos no resultado imediatamente.

2.6 Ativo indenizável (concessão)

Referem-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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 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

Registrado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada.

A depreciação acumulada é calculada a taxas que levam em consideração a vida útil estimada dos bens.

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) – Ativos Intangíveis, 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.

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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 dezembro de 2010 e de 2009 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.

O valor reconhecido como provisão é a melhor estimativa das considerações requeridas para liquidar a obrigação no final de cada período de relatório, considerando-se os riscos e as incertezas relativos à obrigação. Quando a provisão é mensurada com base nos fluxos de caixa estimados para liquidar a obrigação, seu valor contábil corresponde ao valor presente desses fluxos de caixa (em que o efeito do valor temporal do dinheiro é relevante).

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

2.10.1 Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

São constituídas mediante avaliação e quantificação dos riscos cuja probabilidade de é maior que a de não ocorrer, conforme critério estabelecido pelo CPC 25 (IAS 37) provisões, passivos contingentes e ativos contingentes. As referidas provisões são atualizadas pelos índices e taxas estabelecidas pelas autoridades fiscais e os honorários de advogados relacionados com tais provisões são registrados.

2.11 Tributação2.11.1 Impostos correntes

A despesa de imposto de renda e contribuição social é calculada de acordo com as bases legais tributárias vigentes na data de apresentação das demonstrações financeiras. A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 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”

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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, prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social 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 no final de cada período de relatório e, quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado.

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

A Companhia por atuar em um setor regulado 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 são:

2.12.1 Reserva Global de Reversão (RGR)

Refere-se à provisão dos valores a serem pagos a 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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.

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 CPC 25 e ICPC 08, os quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 a Deliberação CVM nº 600, de 7 de outubro de 2009.

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.

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 28.

2.17. Principais julgamentos na aplicação das políticas contábeis

A preparação de demonstrações contábeis requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis.

As estimativas e premissas contábeis são continuamente avaliadas e baseiam-se na experiência histórica e em outros fatores, incluindo expectativas de eventos futuros consideradas razoáveis para as circunstâncias. Tais estimativas e premissas podem diferir dos resultados efetivos. Os efeitos decorrentes das revisões das estimativas contábeis são reconhecidos no período da revisão.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

As premissas e estimativas significativas para demonstrações contábeis estão relacionadas a seguir:

a) Imposto de renda, contribuição social e outros impostos

A Companhia reconhece ativos e passivos diferidos com base nas diferenças entre o valor contábil apresentado nas demonstrações contábeis e a base tributária dos ativos e passivos utilizando as alíquotas em vigor. A Companhia revisa regularmente os impostos diferidos ativos em termos de possibilidade de recuperação, considerando-se o lucro histórico gerado e o lucro tributável futuro projetado, de acordo com um estudo de viabilidade técnica.

b) Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos, como descrito na nota explicativa nº 24. Provisões são constituídas para todos os riscos referentes a processos judiciais que representam perdas prováveis mais do que não e estimadas com um certo grau de segurança. 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. A Administração acredita que essas provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas estão corretamente apresentadas nas demonstrações contábeis.

c) Obrigações com benefício pós-emprego

O valor atual do plano de benefício pós-emprego depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais, que atualizam uma série de premissas, como, por exemplo, taxa de desconto, e outras, as quais estão divulgadas na nota explicativa nº 28. A mudança em uma dessas estimativas poderia afetar os resultados apresentados.

d) Ativo indenizável (concessão)

O critério de apuração e atualização do ativo financeiro de concessão está descrito na nota nº 15 e item 3 da nota de reconciliação.

e) Provisão para crédito de liquidação duvidosa

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.

2.18 Informações por segmento

O CPC 22 (IFRS 8) 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

Energia - não sendo aplicável a divulgação específica de uma nota explicativa de “informações por segmento”.

2.19. Demonstração do Valor Adicionado (“DVA”)

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

A DVA foi preparada com base em informações obtidas dos registros contábeis que servem de base de preparação das demonstrações financeiras e seguindo as disposições contidas no CPC 09 – Demonstração do Valor Adicionado. Em sua primeira parte apresenta a riqueza criada pela Companhia, representada pelas receitas (receita bruta das vendas, incluindo os tributos incidentes sobre a mesma, as outras receitas e os efeitos da provisão para créditos de liquidação duvidosa), pelos insumos adquiridos de terceiros (custo das vendas e aquisições de materiais, energia e serviços de terceiros, incluindo os tributos incluídos no momento da aquisição, os efeitos das perdas e recuperação de valores ativos, e a depreciação e amortização) e o valor adicionado recebido de terceiros (receitas financeiras e outras receitas). A segunda parte da DVA apresenta a distribuição da riqueza entre pessoal, impostos, taxas e contribuições, remuneração de capitais de terceiros e remuneração de capitais próprios.

2.20. Normas, alterações e interpretações de normas existentes que ainda não estão em vigor e não foram adotadas antecipadamente pela Companhia

As seguintes normas e interpretações, novas e revisadas, não foram adotadas nestas demonstrações financeiras. A Administração prevê que elas serão adotadas no período que se iniciará em 1º de janeiro de 2011. A Administração ainda não teve a oportunidade de avaliar o possível impacto da adoção dessas alterações.

Pronunciamento ou interpretaçãoDescrição

Alterações no IAS 24 - Divulgação de Partes Relacionadas (em vigor para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2011)

Alteram a definição de parte relacionada e modificam certas exigências de divulgação de partes relacionadas para entidades governamentais.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCEPronunciamento ou interpretaçãoDescrição

Alterações no IFRS 9 - Instrumentos Financeiros (em vigor para exercícios iniciados em ou a partir de 1º de janeiro de 2013)

O IFRS 9 é a primeira norma emitida como parte de um processo mais amplo para substituir o IAS 39. O IFRS 9 mantém, mas simplifica, o modelo de mensuração combinada e estabelece duas principais categorias de mensuração para ativos financeiros: custo amortizado e valor justo. A base de classificação depende do modelo de negócio da entidade e das características do fluxo de caixa contratual do ativo financeiro. A orientação do IAS 39 sobre redução do valor recuperável de ativos financeiros e contabilidade de *hedge* continua aplicável.

Não há necessidade de reapresentar os períodos anteriores caso a entidade adote a norma para exercícios iniciados antes de 1º de janeiro de 2012.

Alterações do IFRS 7 *Instrumentos Financeiros: Divulgações* (no contexto das *Melhorias do IFRS* emitidas em 2010)

As alterações do IFRS 7 esclarecem o nível exigido de divulgações sobre risco de crédito e garantias mantidas, reduzindo as divulgações anteriormente exigidas sobre empréstimos renegociados.

Alterações do IFRS 7 - Divulgações: Transferência de Ativos Financeiros (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2011)

Dá ênfase à interação entre divulgações quantitativas e qualitativas sobre a natureza e a extensão dos riscos associados a instrumentos financeiros.

Alteração do IFRIC 14, IAS 19 - O Limite de um ativo de benefício definido, requisitos de fundamento mínimo e sua interação (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2011)

Retira as consequências não intencionais do tratamento de antecipações em que existe uma exigência de financiamento mínimo. Resulta em antecipações de contribuições sendo reconhecidas, em certas circunstâncias, como ativo e não como despesa.

Alteração do IAS 32, “Instrumentos financeiros: Apresentação - Classificação de emissões de direitos” (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de fevereiro de 2010)

O IASB alterou o IAS 32 para permitir que direitos, opções ou bônus de subscrição para adquirir um número fixo de instrumentos de capital da própria entidade por um valor fixo de qualquer moeda sejam classificados como instrumentos de capital desde que a entidade ofereça direitos, opções ou bônus de subscrição proporcionais a todos os detentores da mesma classe de instrumentos de capital não derivativos.

IFRIC 19, “Extinção de passivos financeiros com instrumentos de capital” (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de julho de 2010)

Esclarece os requisitos do IFRS quando uma entidade renegocia as condições de um passivo financeiro com o seu credor e o credor aceita as ações da entidade ou outros instrumentos de capital para liquidar total ou parcialmente o passivo financeiro.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCEPronunciamento ou interpretaçãoDescrição

IAS 34, “Demonstrações financeiras intermediárias” (em vigor para exercícios iniciados em ou a partir de 1º de janeiro de 2011)

Fornece orientações que ilustram como aplicar os princípios de divulgação da IAS 34 e acrescentar exigências de divulgação sobre: (a) as circunstâncias que podem afetar o valor justo de instrumentos financeiros e sua classificação; (b) transferências de instrumentos financeiros entre diferentes níveis de hierarquias de valor justo; (c) mudanças na classificação de ativos financeiros; e (d) mudanças em passivos e ativos contingentes.

IAS 12, Imposto de Renda, “Recuperação de tributos diferidos dos ativos subjacentes” (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2012)

Prevê uma abordagem prática de mensuração de passivos e ativos fiscais diferidos quando o imóvel de investimento é avaliado pelo modelo de valor justo previsto no IAS 40 - Propriedade para Investimento. A Sociedade não espera que a sua adoção afete as suas demonstrações financeiras.

IAS 1, “Apresentação das demonstrações financeiras” (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2011)

Esclarece que uma entidade deverá apresentar uma análise do outro resultado abrangente para cada componente do patrimônio líquido, seja na demonstração das mutações do patrimônio líquido ou em notas explicativas.

IAS 27, “Demonstrações financeiras consolidadas e separadas” (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de julho de 2010)

Esclarece que o reflexo das alterações do IAS 27 no IAS 21, “O efeito das mudanças nas taxas de câmbio”, no IAS 28, “Investimentos em coligadas” e no IAS 31, “Participações em *joint ventures*”, aplica-se prospectivamente aos exercícios iniciados em ou após 1º de julho de 2009, ou anteriormente caso o IAS 27 seja aplicado antecipadamente.

IFRIC 13, “Programas de fidelização de clientes” (em vigor para exercícios iniciados em ou após 1º de julho de 2010)

O significado de “valor justo” é esclarecido no contexto da mensuração dos créditos em pontos atribuídos a programas de fidelização de clientes.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC ainda não editou os respectivos pronunciamentos e modificações correlacionados às IFRSs novas e revisadas apresentadas acima. Em decorrência do compromisso do CPC e da Comissão de Valores Mobiliários - CVM de manter atualizado o conjunto de normas emitido com base nas atualizações feitas pelo International Accounting Standards Board - IASB, é esperado que esses pronunciamentos e modificações sejam editados pelo CPC e aprovados pela CVM até a data de sua aplicação obrigatória.

3. EFEITOS DA ADOÇÃO DAS IFRS E DOS NOVOS PRONUNCIAMENTOS EMITIDOS PELO CPC

3.1 Efeitos da adoção das IFRS nas demonstrações financeiras

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCEAplicação da IFRS

Na preparação das suas demonstrações financeiras a Companhia adotou todos os pronunciamentos e respectivas interpretações técnicas e orientações técnicas emitidos pelo CPC e aprovados pela CVM, que juntamente com as práticas contábeis incluídas na legislação societária brasileira são denominados como práticas contábeis adotadas no Brasil (BR GAAP).

A Companhia aplicou as políticas contábeis definidas na nota explicativa no 2 em todos os períodos apresentados, o que inclui o balanço patrimonial de abertura em 1º de janeiro de 2009. Na mensuração dos ajustes e preparação desse balanço patrimonial de abertura, a Companhia aplicou os requerimentos constantes no CPC 43(R1) - Adoção Inicial dos Pronunciamentos Técnicos CPC 15 a 40, ajustando as suas demonstrações financeiras de tal forma que elas produzissem os mesmos valores de patrimônio líquido e resultado em relação conforme as IFRSs através da aplicação da IFRS 1 e no CPC 37(R1) - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

3.2 Conciliações para as práticas contábeis anteriores (BR GAAP anterior)

Efeitos da adoção das novas práticas contábeis adotadas no Brasil no balanço patrimonial

ATIVO	Referência para ajustes	Publicado 01/01/2009	Reclassificação	Ajustes	Reapresentação 01/01/2009
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa		15.838	-	-	15.838
Consumidores, concessionários e permissionários	1	416.909	-	(467)	416.442
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(93.769)	-	-	(93.769)
Consumidores de baixa renda		30.410	-	-	30.410
Serviços em curso		7.335	-	-	7.335
Tributos a compensar		48.821	-	-	48.821
Estoques		1.471	-	-	1.471
Cauções e depósitos		18.777	-	-	18.777
Tributos diferidos	7	51.975	(51.975)	-	-
Crédito luz para todos		181.547	-	-	181.547
Despesas pagas antecipadamente	1	87.839	-	(85.927)	1.912
Outros créditos		33.764	-	-	33.764
Total do ativo circulante		800.917	(51.975)	(86.394)	662.548
NÃO CIRCULANTE					
Consumidores, concessionários e permissionários		33.997	-	-	33.997
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(3.174)	-	-	(3.174)
Depósitos vinculados a litígios	7	13.699	9.154	-	22.853
Tributos a compensar		52.834	-	-	52.834
Cauções e depósitos		14.421	-	-	14.421
Tributos diferidos	6 e 7	23.100	51.975	11.499	86.574
Benefício fiscal - ágio incorporado		131.267	-	-	131.267
Despesas pagas antecipadamente	1	108.620	-	(107.196)	1.424
Ativo indenizável (concessão)	3	-	-	48.087	48.087
Outros créditos		280	-	-	280
Imobilizado	3	1.591.632	-	(1.557.917)	33.715
Intangível	3	13.994	-	1.514.122	1.528.116
Total do ativo não circulante		1.980.670	61.129	(91.405)	1.950.394
TOTAL DO ATIVO		2.781.587	9.154	(177.799)	2.612.942

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Referência para ajustes	Publicado 01/01/2009	Reclassificação	Ajustes	Reapresentação 01/01/2009
CIRCULANTE					
Fornecedores		157.170	-	-	157.170
Encargos de dívidas		19.974	-	-	19.974
Empréstimos e financiamentos		332.230	-	-	332.230
Folha de pagamento		7.233	-	-	7.233
Tributos a pagar		48.356	-	-	48.356
Taxas regulamentares		17.086	-	-	17.086
Participações dos colaboradores nos lucros		7.508	-	-	7.508
Dividendos a pagar	2	263.927	(195.157)	-	68.770
Contribuição de iluminação pública arrecadada		20.041	-	-	20.041
Obrigações estimadas		8.963	-	-	8.963
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		773	-	-	773
Obrigações com benefícios pós-emprego		11.023	-	-	11.023
Partes relacionadas		104.204	-	-	104.204
Tributos diferidos	7	26.632	(26.632)	-	-
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		22.329	-	-	22.329
Outras obrigações	1	21.189	-	(18.369)	2.820
Total do passivo circulante		1.068.638	(221.789)	(18.369)	828.480
NÃO CIRCULANTE					
Tributos a pagar		8.421	-	-	8.421
Empréstimos e financiamentos		489.945	-	-	489.945
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	7	57.214	9.154	-	66.368
Obrigações com benefícios pós-emprego		48.019	-	-	48.019
Partes relacionadas		104.227	-	-	104.227
Tributos diferidos	6 e 7	38.603	26.632	(46.617)	18.618
Provisão para devolução baixa renda		22.019	-	-	22.019
Provisão Luz para Todos		5.257	-	-	5.257
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		14.762	-	-	14.762
Outras obrigações		7.381	-	-	7.381
Total do passivo não circulante		795.848	35.786	(46.617)	785.017
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social		442.946	-	-	442.946
Reservas de capital		358.671	-	-	358.671
Reserva de lucros		115.478	-	-	115.478
Prejuízos acumulados	1,3 e 6	-	-	(112.813)	(112.813)
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	2	-	195.157	-	195.157
		917.095	195.157	(112.813)	999.439
Recursos destinados a aumento de capital		6	-	-	6
Total do patrimônio líquido		917.101	195.157	(112.813)	999.445
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVO		2.781.587	9.154	(177.799)	2.612.942

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

ATIVO	Referência para ajustes	Publicado 31/12/2009	Reclassificação	Ajustes	Reapresentação 31/12/2009
CIRCULANTE					
Caixa e equivalente de caixa		42.801	-	-	42.801
Títulos e valores mobiliários		6.273	-	-	6.273
Consumidores, concessionários e permissionários		438.172	-	-	438.172
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(87.589)	-	-	(87.589)
Consumidores de baixa renda		38.190	-	-	38.190
Serviços em curso		9.472	-	-	9.472
Tributos a compensar		48.835	-	-	48.835
Estoques		2.986	-	-	2.986
Cauções e depósitos		12.167	-	-	12.167
Tributos diferidos	7	44.233	(44.233)	-	-
Crédito luz para todos		88.345	-	-	88.345
Despesas pagas antecipadamente	1	83.710	-	(80.525)	3.185
Outros créditos		49.541	-	-	49.541
Total do ativo circulante		777.136	(44.233)	(80.525)	652.378
NÃO CIRCULANTE					
Consumidores, concessionários e permissionários		32.884	-	-	32.884
Provisão para créditos de liquidação duvidosa		(3.196)	-	-	(3.196)
Depósitos vinculados a litígios	7	22.378	7.334	-	29.712
Tributos a compensar		59.555	-	-	59.555
Cauções e depósitos		24.585	-	-	24.585
Tributos diferidos	6 e 7	21.257	44.233	2.158	67.648
Benefício fiscal - ágio incorporado		117.569	-	-	117.569
Despesas pagas antecipadamente	1	60.174	-	(58.750)	1.424
Ativo indenizável (concessão)	3	-	-	84.262	84.262
Outros créditos		280	-	-	280
Imobilizado	3	1.753.613	-	(1.719.465)	34.148
Intangível	3	13.267	-	1.638.596	1.651.863
Total do ativo não circulante		2.102.366	51.567	(53.199)	2.100.734
TOTAL DO ATIVO		2.879.502	7.334	(133.724)	2.753.112

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	Referência para ajustes	Publicado 31/12/2009	Reclassificação	Ajustes	Reapresentação 31/12/2009
CIRCULANTE					
Fornecedores		150.733	-	-	150.733
Encargos de dívidas		13.851	-	-	13.851
Empréstimos e financiamentos		141.784	-	-	141.784
Folha de pagamento		6.960	-	-	6.960
Tributos a pagar		70.597	-	-	70.597
Taxas regulamentares		18.577	-	-	18.577
Participações dos colaboradores nos lucros		9.308	-	-	9.308
Dividendos a pagar	2	213.848	(147.727)	-	66.121
Contribuição de iluminação pública arrecadada		9.065	-	-	9.065
Obrigações estimadas		9.502	-	-	9.502
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		20.875	-	-	20.875
Obrigações com benefícios pós-emprego		10.142	-	-	10.142
Partes relacionadas		127.084	-	-	127.084
Tributos diferidos	7	26.887	(26.887)	-	-
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		20.617	-	-	20.617
Provisão luz para todos		16.406	-	-	16.406
Outras obrigações	1	23.238	-	(20.193)	3.045
Total do passivo circulante		889.474	(174.614)	(20.193)	694.667
NÃO CIRCULANTE					
Fornecedores		2.350	-	-	2.350
Tributos a pagar		26.720	-	-	26.720
Empréstimos e financiamentos		489.009	-	-	489.009
Debêntures		240.792	-	-	240.792
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	7	19.645	7.334	-	26.979
Obrigações com benefícios pós-emprego	5	35.467	-	4.044	39.511
Partes relacionadas		36.827	-	-	36.827
Tributos diferidos	6 e 7	17.190	26.887	(39.422)	4.655
Provisão para devolução baixa renda		25.669	-	-	25.669
Provisão Coelce Plus		9.830	-	-	9.830
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética		18.364	-	-	18.364
Outras obrigações	1	29.468	-	(22.962)	6.506
Total do passivo não circulante		951.331	34.221	(58.340)	927.212
PATRIMÔNIO LÍQUIDO					
Capital social		442.946	-	-	442.946
Reservas de capital		358.671	-	-	358.671
Reserva de lucros		237.074	-	-	237.074
Prejuízos acumulados	1, 3, 5 e 6	-	-	(55.191)	(55.191)
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	2	-	147.727	-	147.727
		1.038.691	147.727	(55.191)	1.131.227
Recursos destinados a aumento de capital		6	-	-	6
Total do patrimônio líquido		1.038.697	147.727	(55.191)	1.131.233
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVO		2.879.502	7.334	(133.724)	2.753.112

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCEEfeitos da adoção das novas práticas contábeis adotadas no Brasil na demonstração do resultado

	Referência para ajustes	Publicado 31/12/2009	Ajustes	Reapresentação 31/12/2009
RECEITA BRUTA	1 e 4	2.984.126	267.488	3.251.614
(-) Deduções da receita bruta	1	(843.424)	11.097	(832.327)
RECEITA LÍQUIDA		2.140.702	278.585	2.419.287
 CUSTO DO SERVIÇO	1, 4 e 5	(1.572.952)	(206.015)	(1.778.967)
 LUCRO BRUTO		567.750	72.570	640.320
 DESPESAS OPERACIONAIS				
Despesas com vendas		(17.941)	-	(17.941)
Despesas gerais e administrativas		(65.555)	-	(65.555)
Outras despesas operacionais		(24.819)	-	(24.819)
Total despesas operacionais		(108.315)	-	(108.315)
 Lucro operacional antes do resultado financeiro e impostos sobre o lucro		459.435	72.570	532.005
 RESULTADO FINANCEIRO				
Receita financeira	1 e 3	68.953	(2.748)	66.205
Despesa financeira	1 e 3	(126.321)	17.058	(109.263)
 Lucro operacional antes dos impostos sobre o lucro		402.067	86.880	488.947
 Imposto de renda e contribuição social - correntes		(135.848)	-	(135.848)
Imposto de renda e contribuição social - diferidos	6	8.422	(26.589)	(18.167)
Incentivo fiscal		73.505	-	73.505
Benefício fiscal - ágio incorporado		(13.698)	-	(13.698)
 LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO DAS OPERAÇÕES CONTINUADAS		334.448	60.291	394.739

Conciliação do patrimônio líquido

	01/01/2009	31/12/2009
Total do patrimônio líquido de acordo com as práticas contábeis anteriores	917.101	1.038.697
Avaliação valor justo - ativo indenizável	4.292	3.321
Atualização monetária - ativo indenizável	-	72
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(175.221)	(96.120)
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	195.157	147.727
Perda passivo atuarial	-	(4.044)
Tributos diferidos	58.116	41.580
Total dos ajustes no patrimônio líquido	82.344	92.536
 Total do patrimônio líquido ajustado	999.445	1.131.233

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCEConciliação do resultado

	31/12/2009	
	Resultado antes dos impostos	Resultado do exercício
De acordo com as práticas contábeis anteriores	402.067	334.448
Avaliação valor justo - ativo indenizável	(971)	(971)
Atualização monetária - ativo indenizável	72	72
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	87.779	87.779
Tributos diferidos	-	(26.589)
Total dos ajustes no resultado	86.880	60.291
	<u>488.947</u>	<u>394.739</u>
De acordo com as IFRSs	<u>488.947</u>	<u>394.739</u>

Notas às reconciliações

A adoção dos CPC 15 ao 43 (Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade) resultou nas seguintes mudanças de práticas contábeis:

(1) Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual). As demonstrações financeiras devem ser elaboradas de acordo com esse pronunciamento, que dentre outros conceitos, estabelece as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas. As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação dos novos CPCs como ativos e passivos regulatórios não são, de acordo com esse pronunciamento, reconhecidos no balanço patrimonial, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos pronunciamentos foram reconhecidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

(2) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (ICPC 08 / *Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements*) – Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excedente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem as demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 (IAS 37) – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excedentes ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

(3) Contratos de Concessão (ICPC 01/IFRIC 12 e OCPC 05) - Estas normas orientam os

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços.

Em decorrência da adoção dessa interpretação e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infraestrutura da concessão, a Companhia reconheceu: (i) um ativo intangível que correspondente à cessão de uso dos bens que compõem a infraestrutura necessária para a realização dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente, pelo concedente.

O ativo intangível reconhecido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias está mensurado pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, o ativo intangível está mensurado pelo custo.

O ativo financeiro está classificado como instrumento financeiro disponível para venda, considerando a premissa de que o valor da indenização ao final do contrato de concessão será calculado pelo órgão concedente em função da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerado a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado serão reconhecidas diretamente no resultado do exercício. Considerando que o ativo financeiro é remunerado pelo WACC regulatório e que esta remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor.

(4) Contratos de Construção (CPC 17/IAS 11) – Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado.

Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. Pelo fato de quase a totalidade de construções de ativos ser terceirizado, a administração da companhia conclui que não há margem própria a ser aplicada. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero.

(5) Benefícios a empregados (CPC 33/IAS 19) – Este pronunciamento técnico fornece orientações sobre o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação dos benefícios concedidos aos empregados.

A Companhia anteriormente efetuava o registro Plano de Benefícios Previdenciários – Benefício Definido em conformidade com a Deliberação CVM nº 371/00, utilizando a regra do “corredor”. Com a adoção das IFRS a Companhia deixou de utilizar a regra do “corredor”.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

Anteriormente os efeitos de ganhos e perdas atuariais eram registrados diretamente no resultado do exercício. Com a adoção dos novos Pronunciamentos Contábeis esses efeitos passaram a ser contabilizados em outros resultados abrangentes.

(6) Imposto de renda e contribuição social: os impostos diferidos foram registrados sobre diferenças temporárias relacionadas às diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC e IFRS, considerando os critérios expostos na nota explicativa nº 2.

(7) Reclassificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações financeiras da Companhia.

- a) Os depósitos judiciais relacionados a contingências prováveis e anteriormente registrados como redução das respectivas provisões foram reclassificados para o ativo não circulante.
- b) Os impostos diferidos anteriormente apresentados no circulante foram reclassificados para o não circulante.

Reapresentação das ITR's de 2010, comparativamente com as de 2009 também ajustadas às normas de 2010.

Em atendimento à Deliberação CVM nº 656, de 25 de janeiro de 2011 a Companhia apresenta abaixo os efeitos no resultado e no patrimônio líquido dos trimestres findos em 31/03/2009, 30/06/2009, 30/09/2009, 31/03/2010, 30/06/2010 e 30/09/2010, decorrentes da plena adoção das normas de 2010.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

Trimestre findo em:	2009			2010		
	31/03/2009	30/06/2009	30/09/2009	31/03/2010	30/06/2010	30/09/2010
Patrimônio líquido publicado	997.620	1.071.588	1.169.966	1.140.918	1.244.633	1.375.340
Valor justo e atualização monetária do ativo indenizável (concessão)	848	1.697	2.545	2.114	4.300	6.486
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	(166.699)	(137.202)	(119.736)	(73.071)	(46.893)	(18.342)
Perda passivo atuarial	-	-	-	(4.044)	(4.044)	(4.044)
Tributos diferidos	67.840	56.037	48.827	33.233	22.890	11.369
Proposta de dividendos adicionais	195.157	-	-	147.727	-	-
Patrimônio líquido reapresentado	1.094.767	992.119	1.101.602	1.246.877	1.220.886	1.370.809

Resultado período findo em:	2009			2010		
	31/03/2009	30/06/2009	30/09/2009	31/03/2010	30/06/2010	30/09/2010
Resultado publicado	80.519	155.795	252.716	102.221	205.936	336.643
Valor justo e atualização monetária do ativo indenizável (concessão)	848	1.697	2.545	2.114	4.300	6.486
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	7.238	36.735	54.201	19.988	46.166	74.717
Tributos diferidos	(3.186)	(14.989)	(22.199)	(7.756)	(18.100)	(29.621)
Resultado reapresentado	85.419	179.237	287.262	116.567	238.302	388.225

Resultado trimestre findo em:	2009			2010		
	31/03/2009	30/06/2009	30/09/2009	31/03/2010	30/06/2010	30/09/2010
Resultado publicado	80.519	75.276	96.921	102.221	103.715	130.707
Valor justo e atualização monetária do ativo indenizável (concessão)	848	848	848	2.114	2.186	2.186
Desreconhecimento de ativos e passivos regulatórios	7.238	29.497	17.466	19.988	26.178	28.551
Tributos diferidos	(3.186)	(11.803)	(7.210)	(7.756)	(10.343)	(11.521)
Resultado reapresentado	85.419	93.818	108.025	116.567	121.735	149.923

Estas Informações Trimestrais foram sujeitas aos procedimentos de revisão especial aplicados pelos auditores independentes da Companhia de acordo com os requerimentos da CVM para Informações Trimestrais (NPA 06 do IBRACON), incluindo os ajustes decorrentes da adoção das novas práticas contábeis, não tendo sido, portanto, sujeitas aos procedimentos de auditoria.

4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Caixa e contas correntes bancárias	19.997	21.824	15.806
Aplicações financeiras	32.774	20.977	32
Total	52.771	42.801	15.838

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

Segue abaixo a composição dos saldos aplicados em 31 de dezembro de 2010, 2009 e 1º de janeiro de 2009:

Banco	Tipo	Taxa média a.a	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Fundos exclusivos					
Banco Bradesco S.A.	Fundo de Investimento	9,91%	8.436	1.304	-
Banco Itaú S.A.	Fundo de Investimento	9,93%	211	2.600	-
Total de fundos exclusivos			8.647	3.905	-
Outras aplicações financeiras					
Banco do Brasil	CDB/DI	-	-	17.054	-
Banco Votorantim S.A.	Fundo de Investimento	-	-	-	2
Banco Votorantim S.A.	CDB/DI	-	-	8	9
Banco Votorantim S.A.	CDB/DI	-	-	10	21
Banco do Nordeste do Brasil S.A	CDB/DI	9,74%	20.018	-	-
Banco do Bradesco	Fundo de Investimento	9,94%	4.109	-	-
Total de outras aplicações financeiras			24.127	17.072	32
Total			32.774	20.977	32

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. As aplicações acima apresentadas já contemplam a carteira dos referidos fundos exclusivos.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE**5. TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS**

	Taxa média a.a	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Fundo Córdoba				
Títulos Públicos Pós Fixados	9,97%	3.618	441	-
Títulos Públicos Pré Fixados	10,49%	1.685	611	-
		5.303	1.052	-
Fundo Firenze				
Títulos Públicos Pós Fixados	9,92%	1.312	994	-
Títulos Públicos Pré Fixados	10,00%	751	2.898	-
Outros	9,92%	1.117	19	-
		3.180	3.911	-
Fundo Verona				
Títulos Públicos Pós Fixados	9,34%	1.245	621	-
Títulos Públicos Pré Fixados	11,44%	462	689	-
		1.707	1.310	-
Fundo Mallorca				
Títulos Públicos Pós Fixados	10,52%	3.910	-	-
Títulos Públicos Pré Fixados	12,07%	1.990	-	-
Outros	10,52%	138	-	-
		6.038	-	-
Bradesco Firenze				
Títulos Públicos Pós Fixados	9,92%	14.548	-	-
Títulos Públicos Pré Fixados	10,00%	8.324	-	-
Outros	9,92%	12.399	-	-
		35.271	-	-
Total		51.499	6.273	-

Os saldos de aplicações financeiras em fundos exclusivos compostos por títulos públicos pós-fixados de Letra Financeira do Tesouro (LFT) e Nota do Tesouro Nacional (NTN-B), Letra do Tesouro Nacional (LTF) os quais possuem um rendimento entre 9,34% e 10,52%. Adicionalmente, a Companhia possui contratos futuros de DI pós-fixados com aplicações em taxas pós-fixadas e operações compromissadas. O montante desses contratos futuros em 31 de dezembro de 2010 é de R\$1.582.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE**6. CONSUMIDORES, CONCESSIONÁRIOS E PERMISSIONÁRIOS**

Descrição	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Consumidores			
Faturados	369.913	361.082	353.646
Não faturados	109.913	89.759	76.804
Subtotal	479.826	450.841	430.450
Encargos de uso da rede elétrica-Consumidores livres	6.657	4.703	4.678
Comercialização no âmbito da CCEE (b)	15.289	15.512	15.311
Total	501.772	471.056	450.439
 Circulante	 471.806	 438.172	 416.442
Não circulante	29.966	32.884	33.997

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Circulante						
Residencial	61.489	39.288	17.363	118.140	104.481	92.237
Industrial	14.202	4.394	4.454	23.050	27.801	23.402
Comercial	18.704	12.239	9.993	40.936	35.969	34.399
Rural	15.474	6.378	3.246	25.098	24.617	21.879
Poder público	17.639	4.981	5.805	28.425	23.946	21.125
Iluminação pública	5.323	326	182	5.831	7.145	6.613
Serviço público	7.184	270	44	7.498	6.841	6.339
Subtotal	140.015	67.876	41.087	248.978	230.800	205.994
Comercialização na CCEE (b)	-	-	-	-	2.595	2.394
Encargo emergencial (c)	-	1.541	936	2.477	2.498	2.523
Créditos junto a clientes com ações judiciais (d)	30.429	2.240	33.869	66.537	62.140	61.450
Consumidores livres	6.657	-	-	6.657	4.703	4.678
Parcelamento de débitos (e)	26.229	-	-	26.229	33.384	44.946
Fornecimento não faturado (f)	109.913	-	-	109.913	89.759	76.804
Outros créditos	8.731	1.828	457	11.015	12.293	17.653
Subtotal	321.973	73.484	76.349	471.806	438.172	416.442
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (g)				(87.747)	(87.589)	(93.769)
Total circulante	321.973	73.484	76.349	384.059	350.583	322.673
Não circulante						
Comercialização na CCEE (b)	-	-	15.289	15.289	12.917	12.917
Parcelamento de débitos (e)	14.676	-	-	14.677	19.967	21.080
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (g)	-	-	-	(2.051)	(3.196)	(3.174)
Total não circulante	14.676	-	15.289	27.915	29.688	30.823

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

A movimentação da provisão para créditos de liquidação duvidosa é a seguinte.

Saldo em 1º de janeiro de 2009	(96.943)
Adições	(12.223)
Reversão	8.516
Baixas	9.865
Saldo em 31 de dezembro de 2009	(90.785)
Adições	(11.586)
Reversão	6.285
Baixas	6.288
Saldo em 31 de dezembro de 2010	(89.798)

b) Comercialização no âmbito da CCEE

<u>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica</u>	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>	<u>01/01/2009</u>
Valores a receber - setembro/2000 a dezembro/2002			
Valor em litígio - Liminares (*)	12.917	12.917	12.917
Valores com a exigibilidade suspensa (**)	2.372	2.372	2.372
Valores a receber - Energia curto prazo do período	-	223	22
Total	15.289	15.512	15.311
Circulante	-	2.595	2.394
Não circulante	15.289	12.917	12.917

(*) 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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

A Companhia repassa mensalmente os valores arrecadados de inadimplência.

d) Créditos junto a clientes com ações judiciais

O montante de R\$ 66.537 (R\$ 62.140 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 61.450 em 1º de janeiro de 2009) refere-se a créditos junto a clientes com ações judiciais. Este montante inclui R\$ 24.103 (R\$ 23.506 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 22.947 em 1º de janeiro de 2009) 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.

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\$ 47.930 em 31 de dezembro de 2010 (R\$ 46.783 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 46.168 em 1º de janeiro de 2009) 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 dezembro 2010 é de R\$ 109.913 (R\$ 89.759 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 76.804 em 1º de janeiro de 2009).

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.

7. 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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.

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 dezembro de 2010 é de R\$ 40.008, relativo às subvenções dos meses de novembro e dezembro de 2010.

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

Provisão devolução baixa renda

Até 10 de setembro de 2010, a Companhia mantinha provisionado um passivo de R\$ 27.128 (R\$ 25.669 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 22.019 em 01 de janeiro de 2009) em função de dois Termos de Notificação acerca das diferenças de valores homologados e recebidos em períodos anteriores em virtude de reclassificações de consumidores de baixa renda beneficiados com o subsídio. O Órgão Regulador emitiu o Ofício OF/CEE/0152/2010, decidindo pelo Arquivamento dos dois Termos de Notificação que suportavam o valor provisionado. O arquivamento foi orientado e determinado pela Superintendência de Fiscalização dos Serviços da Eletricidade - SFE/ANEEL, tendo em vista a necessidade de melhoria da metodologia da fiscalização em questão, motivada pelas alterações nos critérios e procedimentos da subvenção econômica da subclasse residencial baixa renda. Desta forma, a Companhia procedeu à reversão do valor provisionado.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****8. TRIBUTOS A COMPENSAR**

	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda	7.181	-	14.302	-	13.896	-
Contribuição social	1.621	-	2.801	-	2.415	-
ICMS	24.789	56.334	25.568	51.614	30.841	52.834
ICMS parcelamento	5.571	5.485	3.115	7.941	-	-
Pis/Cofins	3.031	-	2.082	-	703	-
Outros tributos	974	-	967	-	966	-
Total	43.167	61.819	48.835	59.555	48.821	52.834

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 20.

9. CAUÇÕES E DEPÓSITOS

Instituição	Tipo de Aplicação	Taxa média a.a.	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
			Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
BNB FI Curto Prazo	Fundo de Investimento	7,11%	-	51	-	-	-	-
Bradesco Premium	Fundo de Investimento	9,94%	-	16.838	-	18.815	-	11.218
Itaú-Unibanco Previdência	Fundo de Investimento	9,24%	-	36	-	34	-	756
Bradesco	CDB	9,64%	-	245	-	1.421	-	-
Itaú	CDB	9,73%	-	497	-	790	-	-
Banco do Brasil	CDB	9,74%	17.568	10.795	12.167	3.525	18.777	2.447
Total			17.568	28.462	12.167	24.585	18.777	14.421

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****10. DEPÓSITOS VINCULADOS A LITÍGIOS**

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Trabalhistas	26.773	22.525	12.341
Cíveis	7.503	5.279	8.521
Fiscais	3.295	1.908	1.991
Total	37.571	29.712	22.853

11. TRIBUTOS DIFERIDOS

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

Ativo	PIS/COFINS			Imposto de Renda			Contribuição Social			TOTAL		
	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-	-	-	15.314	11.963	16.785	5.513	4.307	6.013	20.827	16.270	22.798
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	-	22.449	22.696	24.236	8.082	8.172	8.725	30.531	30.868	32.961
Provisão para obsolescência de estoque	-	-	-	1.040	1.010	1.010	375	364	364	1.415	1.374	1.374
Despesa diferida PIS/COFINS	-	-	-	1.209	2.098	3.124	899	1.134	1.381	2.108	3.232	4.505
Provisão baixa renda	-	2.374	3.676	-	6.417	5.504	-	2.310	1.981	-	11.101	11.161
Perda plano de pensão	-	-	-	3.570	1.011	-	1.285	364	-	4.855	1.375	-
Desreconhecimento de ativo regulatório	-	-	-	-	576	8.455	-	207	3.044	-	783	11.499
Provisão ICMS	-	-	-	4.895	-	-	1.763	-	-	6.658	-	-
Provisão Multa ARCE	-	-	-	1.685	-	-	607	-	-	2.292	-	-
Outros	-	-	-	3.835	2.221	1.770	1.064	424	506	4.899	2.645	2.276
Total	-	2.374	3.676	53.997	47.992	60.884	19.588	17.282	22.014	73.585	67.648	86.574
Passivo												
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	-	-	-	1.019	1.280	1.507	1.894	2.221	2.521	2.913	3.501	4.028
Reposicionamento revisão tarifária	-	-	13.131	-	-	-	-	-	-	-	-	13.131
Desreconhecimento de passivo regulatório	-	-	-	8.933	-	-	3.216	-	-	12.149	-	-
Atuarial - Fundo de Pensão	-	-	-	6.542	-	-	2.355	-	-	8.897	-	-
Ativo indenizável (concessão)	-	-	-	2.168	848	1.073	781	306	386	2.949	1.154	1.459
Total	-	-	13.131	18.662	2.128	2.580	8.246	2.527	2.907	26.908	4.655	18.618

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

	Ativo	Passivo	Total
Saldo em 1º de janeiro de 2009	86.574	18.618	67.956
Adições resultado do exercício - IR/CSLL	1.611	-	1.611
Adições resultado do exercício - PIS/COFINS	(1.302)	(13.131)	11.829
Adições resultado abrangente	1.375	-	1.375
Realização	(20.610)	(832)	(19.778)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	67.648	4.655	62.993
Adições resultado do exercício - IR/CSLL	15.802	22.841	(7.039)
Adições resultado do exercício - PIS/COFINS	(2.373)	-	(2.373)
Adições resultado abrangente	3.480	-	3.480
Realização	(10.972)	(588)	(10.384)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	73.585	26.908	46.677

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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	17.428
2012	6.490
2013	6.490
2014	6.490
2015 a 2017	19.469
2018 a 2020	17.220
	<u>73.585</u>

Como a base tributável do imposto de renda e da contribuição social decorre não apenas do lucro que pode ser gerado, 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.

12. BENEFÍCIO FISCAL – ÁGIO INCORPORADOÁgio 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:

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

Ano	Fator de amortização	Ano	Fator de amortização	Ano	Fator de amortização
2010	0,04745	2016	0,02792	2022	0,01640
2011	0,04349	2017	0,02555	2023	0,01501
2012	0,03980	2018	0,02338	2024	0,01374
2013	0,03642	2019	0,02140	2025	0,01257
2014	0,03333	2020	0,01958	2026	0,01151
2015	0,03051	2021	0,01792	2027	0,01053

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.

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

Benefício fiscal - ágio incorporado	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Ágio da incorporação	775.960	775.960	775.960
Amortização acumulada	(466.308)	(429.434)	(389.146)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	224.745	200.408	173.818
Saldo	105.032	117.569	131.267

Reserva de capital	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Ágio da incorporação	775.960	775.960	775.960
(-) Desdobramento e desgate de ações	(125.407)	(125.407)	(125.407)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)	(429.365)
Saldo	221.188	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.

13. OUTROS CRÉDITOS

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Alienação de bens e direitos	1.482	1.553	1.888
Convênios de arrecadação	4.085	2.937	4.132
Desativações em curso	2	9.590	5.486
Serviços a terceiros	12.573	18.177	14.590
Cheques devolvidos	1.210	1.199	1.220
Créditos de fornecedores	7.215	5.081	-
Adiantamentos a empregados	3.036	2.683	1.794
Adiantamentos a fornecedores	9.144	3.917	1.954
Outros	3.803	4.684	2.980
Total	42.550	49.821	34.044
Circulante	42.270	49.541	33.764
Não circulante	280	280	280

14. ATIVO INDENIZÁVEL (CONCESSÃO)

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 15).

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.

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 e foi determinada conforme demonstrado a seguir:

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

	Imobilizado Líquido	Intangível Líquido	Ativo Indenizável (Concessão)
Saldo originalmente publicado em 01 de janeiro de 2009	1.591.632	13.994	-
Bifurcação do ativo imobilizado e intangível de acordo com o ICPC 10 e OCPC 05	(1.557.917)	1.514.122	43.795
Mensuração a valor justo do ativo financeiro - concessão	-	-	4.292
Saldos reapresentados de acordo com ICPC 10 e OCPC 05	33.715	1.528.116	48.087

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

Saldo em 1º de janeiro de 2009	48.087
Transferências do intangível	37.074
Receitas financeiras	72
Mudança na estimativa do fluxo de caixa	(971)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	84.262
Transferências do intangível	21.764
Baixas	(428)
Receitas financeiras	71
Mudança na estimativa do fluxo de caixa	5.206
Saldo em 31 de dezembro de 2010	110.875

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

15. INTANGÍVEL

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

	Vida útil média	31/12/2010				31/12/2009	01/01/2009
		Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço	15,63						
Direito de uso da concessão		2.885.947	(626.734)	(656.220)	1.602.993	1.374.580	1.506.047
Softwares		76.779	(70.115)	-	6.665	7.245	11.946
Em Curso							
Direito de uso da concessão		324.042	-	(36.219)	287.823	257.992	4.562
Softwares		12.113	-	-	12.113	12.046	5.561
Total		3.298.882	(696.849)	(692.439)	1.909.594	1.651.863	1.528.116

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**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

	Em Serviço				Em Curso			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Total
Saldo em 01 de janeiro de 2009	2.397.896	(422.119)	(457.784)	1.517.993	233.168	(223.045)	10.123	1.528.116
Adições	-	-	-	-	335.340	(52.887)	282.453	282.453
Baixas	(16.792)	10.788	-	(6.004)	-	-	-	(6.004)
Amortização	-	(140.851)	25.223	(115.628)	-	-	-	(115.628)
Transferências	256.615	-	(234.076)	22.539	(256.615)	234.076	(22.539)	-
Transferências Ativo Indenizável	(42.443)	-	5.369	(37.074)	-	-	-	(37.074)
Saldo em 31 de dezembro de 2009	2.595.276	(552.182)	(661.268)	1.381.826	311.893	(41.856)	270.038	1.651.863
Adições	-	-	-	-	465.074	(36.976)	428.098	428.098
Baixas	(28.287)	21.533	-	(6.754)	-	-	-	(6.754)
Amortização	-	(166.199)	24.349	(141.850)	-	-	-	(141.850)
Transferências	440.813	-	(42.613)	398.200	(440.813)	42.613	(398.200)	-
Transferências Ativo Indenizável	(45.075)	-	23.312	(21.763)	-	-	-	(21.763)
Saldo em 31 de dezembro de 2010	2.962.727	(696.849)	(656.220)	1.609.659	336.155	(36.219)	299.935	1.909.594

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 14).

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**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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 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	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Concessionária	82.433	28.167	123.261
Empréstimo Eletrobrás - RGR ⁽¹⁾	13.321	9.921	18.038
Subvenção do Governo Federal - CDE ⁽²⁾	53.286	39.684	80.835
Subvenção do Governo Estadual ⁽³⁾	27.404	12.480	5.920
	176.444	90.252	228.054

(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.

O valor de R\$ 13.837 (R\$ 88.345 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 181.547 em 1º de janeiro de 2009) registrado no ativo circulante como crédito luz para todos refere-se a investimentos realizados pela Companhia, a serem reembolsados pelo Governo Federal.

A Companhia registrou o valor R\$ 12.452 (R\$ 16.406 em 31 de dezembro de 2009 e R\$ 5.257 em 1º de janeiro de 2009), referente à devolução de recursos financeiros no Programa Luz Para Todos, no âmbito da quarta tranche de obras.

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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCEObrigações 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 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.

16. FORNECEDORES

	<u>31/12/2010</u>	<u>31/12/2009</u>	<u>01/01/2009</u>
Suprimento e transporte de energia			
Geradoras - Energia Livre	4.114	2.350	-
Cia Hidroelétrica do São Francisco - Chesf	13.982	13.804	13.879
Furnas Centrais Elétricas S/A	17.708	17.191	16.198
Companhia Energética de São Paulo- CESP	7.441	6.264	5.689
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	5.888	5.517	5.196
Copel Geração S.A- COPEL	4.269	4.221	3.797
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	5.053	4.761	3.186
Duke Energy Inter. Ger. Parapanema	1.541	1.471	1.411
CEEE - Companhia Estadual de Energia Elétrica	1.363	1.342	1.229
Tractebel Energia S. A.	3.579	2.570	479
Contratos por Disponibilidade/Quantidade	12.482	4.616	494
Outros fornecedores	20.719	8.854	14.035
Materiais e serviços	<u>152.695</u>	<u>80.122</u>	<u>91.577</u>
Total	<u>250.834</u>	<u>153.083</u>	<u>157.170</u>
Circulante	246.720	150.733	157.170
Não circulante	4.114	2.350	-

A Companhia possui transações de fornecimento de energia com partes relacionadas. (Vide nota explicativa nº 22).

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****17. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS**

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

	31/12/2010			31/12/2009			01/01/2009		
	Principal		Encargos	Principal		Encargos	Principal		Encargos
	Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante		Circulante	Não circulante	
Moeda estrangeira:									
União Federal – DMLP (agente financeiro Banco do Brasil) (a)	57	491	5.335	72	513	6.088	110	785	8.860
Banco Europeu de Investimentos (b)	828	13.885	13.885	1.294	14.510	29.020	2.326	19.475	58.425
Total moeda estrangeira	885	14.376	19.220	1.366	15.023	35.108	2.436	20.260	67.285
Moeda nacional:									
Eletrobrás (c,d,e,f,g,h,i,j)	16	16.487	72.961	13	13.847	74.285	12	12.045	57.166
União Federal – Lei 8.727 (Agente financeiro Banco do Brasil) (k,l)	244	8.180	21.714	286	7.962	25.877	319	7.667	32.584
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar) (m)	24	4.758	10.310	29	3.738	14.204	28	-	16.890
Banco do Nordeste – Proinfra (n,o)	149	27.539	109.423	97	40.474	127.208	161	18.618	167.539
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (p)	810	49.105	147.318	2.749	49.109	196.438	1.662	-	140.184
BNDES PEC (q)	5.582	22.917	27.083	-	-	-	-	-	-
Nota Promissória - SAFRA	-	-	-	-	-	-	7.670	122.500	-
Nota Promissória - SANTANDER	-	-	-	-	-	-	7.670	122.500	-
Conta Garantida Santander	-	-	-	-	-	-	16	26.500	-
Conta Garantida Bradesco	-	-	-	-	2.162	-	-	-	-
Total moeda nacional	6.825	128.986	388.809	3.174	117.292	438.012	17.538	309.830	414.363
Custos de transação	-	(364)	(841)	-	(364)	(1.206)	-	(1.424)	(1.569)
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	6.825	128.622	387.968	3.174	116.928	436.806	17.538	308.406	412.794
Total sem efeito do Swap	7.710	142.998	407.188	4.540	131.951	471.914	19.974	328.666	480.079
Resultado das operações de Swap	-	11.429	10.182	-	9.833	17.095	-	3.564	9.866
Total	7.710	154.427	417.370	4.540	141.784	489.009	19.974	332.230	489.945

- 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\$ 376) e conta-reserva (R\$ 2.778). O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 5.883.
- 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\$ 28.598) do Banco Bilbao Vizcaya Argentaria (BBVA) e Banco Santander Central Hispano. A operação possui swap para 98,80% do CDI. O

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 dezembro era de R\$ 28.598.

- 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\$ 536) e notas promissórias no valor total do empréstimo. O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 7.910.
- 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\$ 123) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 6.273.
- 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\$ 123) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 7.538.
- 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\$ 161) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 11.133.
- 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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\$ 83) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 16.573.

- 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 Dezembro de 2010, 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\$ 96) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 17.896.
- 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). Até 31 de dezembro de 2010, a Companhia recebeu apenas a 1ª parcela do contrato, que foi em 8 de julho de 2010, no valor de R\$ 41.045, sendo R\$ 32.836 provenientes da CDE (subvenção) e R\$ 8.209 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\$ 57) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 8.211.
- 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 (R\$ 519) e notas promissórias no valor total do empréstimo. Em 31 de dezembro de 2010, o saldo devedor era de R\$ 13.930.
- 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

operação tem como garantia recebíveis (R\$ 878). O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 29.287.

- 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 dezembro de 2010 era de R\$ 851.
- 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\$ 15.092). O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 15.092.
- 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\$ 28.090). O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 28.091.
- 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\$ 109.020). O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 109.020.
- 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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

para a operação incluem recebíveis (R\$ 9.831) e conta-reserva (R\$ 17.007). O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 197.233.

- 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. O saldo em 31 de dezembro de 2010 era de R\$ 55.582.

Do total de empréstimos e financiamentos, R\$ 316.835 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 dezembro de 2010:

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:

	<u>Curva de amortização</u>
2012	146.951
2013	110.961
2014	105.704
2015	7.634
2016	7.362
Após 2016	29.417
	<u>408.029</u>

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

Moeda (equivalente em R\$) / Indexador	31/12/2010	%	31/12/2009	%	01/01/2009	%
Moeda estrangeira						
Dólares norte-americano	34.481	100,00	51.497	100,00	89.981	100,00
Moeda nacional						
IGP-M	29.287	5,58	33.068	5,92	39.338	7,04
Finel	-	-	-	-	120	0,02
TJPL	267.907	51,07	266.268	47,68	158.764	28,43
CDI/SELIC	-	-	2.162	0,39	286.856	51,36
RGR	89.464	17,05	88.145	15,78	69.103	12,37
TR	851	0,16	1.057	0,19	1.232	0,22
R\$ Fixo	137.111	26,14	167.778	30,04	186.318	33,36
Total moeda nacional	524.620	100,00	558.478	100,00	741.731	132,81
Total	559.101		609.975		831.712	

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 1,08% da dívida total, na posição de 31 de dezembro de 2010.

Variação das moedas/indexadores da dívida acumulados no ano até a posição de 31 de dezembro de 2010 e 2009, respectivamente:

Moeda / Indexador	2010	2009
Dólar norte-americano	-4,31%	-25,49%
INPC	6,47%	4,11%
IPCA	5,91%	4,31%
IGP-M	11,32%	-1,71%
TJLP	6,00%	6,12%
CDI	9,75%	9,90%
TR	0,69%	0,71%

(*) Ao final de 2010 a Companhia não mantinha operações indexadas ao FINEL

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Em 1º de janeiro de 2009	327.368	414.363	26.260	77.151
Ingressos	297.176	129.383	-	-
Encargos provisionados	63.544	-	2.957	-
Encargos pagos	(77.015)	-	(9.366)	-
Variação monetária e cambial	1.328	-	(7.256)	-
Transferências	105.734	(105.734)	32.447	(32.447)
Swap	-	-	1.137	7.499
Amortizações	(597.669)	-	(19.957)	-
Em dezembro de 2009	120.466	438.012	26.222	52.203
Ingressos	-	65.828	-	-
Encargos provisionados	48.388	-	2.287	-
Encargos pagos	(44.674)	-	(2.782)	-
Variação monetária e cambial	4.020	-	(944)	-
Transferências	115.031	(115.031)	15.889	(15.889)
Resultado Swap	-	-	1.596	(6.912)
Amortizações	(107.420)	-	(15.578)	-
Em dezembro de 2010	135.811	388.809	26.690	29.402

18. DEBÊNTURES

	31/12/2010			31/12/2009		
	Principal		Encargos	Principal		Encargos
Encargos	Circulante	Não Circulante		Circulante	Não Circulante	
1ª Série 2ª Emissão	4.757	90.500	-	3.262	-	90.500
2ª Série 2ª Emissão	5.671	-	166.086	5.075	-	156.550
Juros e variação monetária	-	-	-	974	-	-
(-) Custo de transação	-	(1.597)	(2.015)	-	-	(6.258)
	10.428	88.903	164.071	9.311	-	240.792

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****Mutação de debêntures:**

	Circulante	Não Circulante
Ingressos	-	245.603
Encargos provisionados	8.337	-
Variação monetária	974	1.447
Custo de transação	-	(6.258)
Em 31 de dezembro de 2009	9.311	240.792
Encargos provisionados	21.929	-
Encargos pagos	(20.812)	-
Transferências	90.500	(90.500)
Variação monetária	-	9.536
Transferência custo de transação	(4.243)	4.243
Apropriação custo de transação	2.646	-
Em 31 de dezembro de 2010	99.331	164.071

Características das emissões:

Características	1ª Série	2ª Série
Convertibilidade	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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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.

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 dezembro de 2010, 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	Curva de amortização
2012	54.314
2013	54.669
2014	55.088
	164.071

19. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E RISCOS OPERACIONAISConsiderações 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira captados no mercado. Em 31 de dezembro de 2010, a Companhia mantinha apenas 4,2% da sua dívida indexada em moeda estrangeira. Desse total, apenas 0,7% está exposta à variação cambial. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo em moeda estrangeira não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui em 31 de dezembro de 2010, uma operação de swap cambial, com fim único de proteção de parte da dívida indexada em moeda estrangeira, o que corresponde a 85% do total da dívida em moeda estrangeira, ou 3,5% da dívida total da Companhia. Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados na demonstração do resultado. Em 31 de dezembro de 2010 a Companhia apresentava posição passiva 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	
	2010	2009
Dólares norte-americano	5.883	6.673

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:

2010	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Dólares norte-americano	8,77%	(516)	(516)

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 ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE**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 detalhados nas notas explicativas nº 17 e nº 18, 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 26).

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Dívida	842.909	885.436	842.149
Caixa e equivalente de caixa + Títulos e valores mobiliários	(104.270)	(49.074)	(15.838)
Dívida líquida (a)	738.639	836.362	826.311
Patrimônio líquido (b)	1.356.814	1.131.227	999.439
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	35%	43%	45%

- (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. Em 31 de dezembro de 2010, os saldos marcados a mercado em aberto das operações de contratos futuros de DI eram de R\$ 1.582, os quais estão compondo a carteira dos referidos fundos exclusivos.

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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

“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 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:

2010	Aumento / Redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	1,39%	(1.889)	(1.889)
TJLP	0,00%	0	0
IPCA	-1,55%	321	321
IGPM	-6,62%	370	370
TR	0,98%	(142)	(142)
Total		(1.340)	(1.340)

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:

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

	Taxa média de juros efetiva	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 dezembro de 2010							
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	7,09%	4.899	9.875	44.191	177.267	38.844	275.076
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	11,57%	7.169	19.148	99.744	251.134	8.161	385.356
Debêntures	12,76%	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>
31 de dezembro de 2009							
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	7,26%	6.004	11.990	53.173	210.895	43.855	325.917
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	9,92%	11.124	14.226	94.815	346.223	9.275	475.663
Debêntures	11,51%	4.311	-	16.273	296.594	-	317.178
		<u>21.439</u>	<u>26.216</u>	<u>164.261</u>	<u>853.712</u>	<u>53.130</u>	<u>1.118.758</u>

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 um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de dezembro de 2010						
"Swaps" de moeda	-	-	11.430	12.400	-	23.830
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>11.430</u>	<u>12.400</u>	<u>-</u>	<u>23.830</u>
31 de dezembro de 2009						
"Swaps" de moeda	-	-	9.834	17.096	-	26.930
	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>9.834</u>	<u>17.096</u>	<u>-</u>	<u>26.930</u>

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 final dos exercícios de 2010 e 2009 quanto à utilização da conta:

Conta Garantida	2010	2009
Contratada	50.000	150.000
Utilizada	-	2.162

Enquanto a análise de sensibilidade avalia o impacto de uma possível mudança nas taxas de juros ou de taxa de câmbio, o VaR ("Value at Risk") obtém a exposição diária da dívida da companhia. Considerando um período mais longo da análise de sensibilidade, o VaR auxilia a Companhia a avaliar sua exposição aos riscos de mercado. A metodologia utilizada para calcular a exposição diária dos valores em risco, inclui abordagens históricas do comportamento das taxas de juros e indexadores da dívida, e considera como premissa, que os eventos passados se comportavam conforme uma distribuição normal. A tabela abaixo apresenta, considerando uma probabilidade de 99% da curva normal, a perda diária máxima possível segundo o cálculo de VaR.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

VaR	Exercício Findo		Média		Máximo		Mínimo	
	2010	2009	2010	2009	2010	2009	2010	2009
CDI	146.184	167.663	54	63	65	86	43	40
TJLP	267.907	266.268	43	43	46	47	40	39
IPCA	171.757	161.896	27	19	66	35	(12)	3
IGPM	29.287	33.068	9	(2)	16	6	1	(9)
TR	851	1.057	0	0	0	0	(0)	(0)
US\$	5.165	5.227	(1)	(6)	84	113	(85)	(124)
Total	621.151	635.179	132	118	277	288	(13)	(52)

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:

Ativo	Categoria	Nível	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	52.771	52.771	42.801	42.801	15.838	15.838
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	51.499	51.499	6.273	6.273	-	-
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	46.030	46.030	36.752	36.752	33.198	33.198
Contas a receber	Empréstimos e recebíveis	2	411.974	411.974	380.271	380.271	353.496	353.496
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	110.875	110.875	84.262	84.262	48.087	48.087
Passivo								
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	523.415	516.933	556.908	541.884	741.731	707.166
Debêntures em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	263.402	262.838	250.103	247.355	-	-
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Empréstimos e recebíveis	2	34.481	36.011	51.497	85.530	89.981	78.438
Instrumentos financeiros derivativos	Outros passivos financeiros	2	21.611	21.611	26.928	26.928	13.430	13.430
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	250.834	250.834	153.083	153.083	157.170	157.170

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

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

Os valores da curva e de mercado do instrumento derivativo (swap) de 31 de Dezembro de 2010 são como segue:

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap ABN AMRO	22.218	21.611	(606)

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 dezembro de 2010.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando, em 31 de dezembro de 2010, 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 dezembro de 2010 e 2009, a Companhia detinha operações de swap, conforme demonstrado abaixo:

					Valores de Referência					
					Moeda Estrangeira			Moeda Local		
Descrição	Contraparte	Data dos Contratos	Data de Vencimento	Posição	31/12/10	31/12/09	01/01/09	31/12/10	31/12/09	01/01/09
Contratos de swaps:										
(+) Ativo (-) Passivo (=) Ajuste	ABN AMRO	16/06/06	15/06/12	Dólar + 5,49% a.a. 98,8% do CDI	USD 9.034	USD 28.553	USD 30.471	R\$ 15.053	R\$ 40.712	R\$ 69.612
		Valor Justo			Efeito Acumulado 2010		Efeito Acumulado 2009		Efeito Acumulado	
Descrição	Contraparte	31/12/10	31/12/09	01/01/09	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago	Valor a receber/recebido	Valor a pagar/pago
Contratos de swaps:										
(+) Ativo (-) Passivo (=) Ajuste	ABN AMRO	R\$ 29.316 R\$ 50.927 (R\$ 21.611)	R\$ 46.270 R\$ 73.198 (R\$ 26.928)	R\$ 79.946 R\$ 93.376 (R\$ 13.430)	- - -	- - (R\$ 21.611)	- - -	- - (R\$ 26.928)	- - -	- - (R\$ 13.430)

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:

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

Indexador do Contrato	2011	Cenário + 25 %	Cenário + 50 %
TJLP	22.986	28.733	34.480
IPCA	21.774	27.218	32.661
FIXO	14.906	14.906	14.906
CDI	5.958	7.448	8.937
IGPM	4.045	5.056	6.068
Dólares norte-americano	275	344	414
TR	77	96	116
TOTAL	70.021	83.801	97.582

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	2011	Cenário + 25%	Cenário + 50%
Dívida BEI	1.287	1.609	1.931
Swap Ponta Ativa	(1.287)	(1.609)	(1.931)
Swap Ponta Passiva	2.734	3.418	4.101
Total	2.734	3.418	4.101

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.

20. TRIBUTOS A PAGAR

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
ICMS	78.463	41.672	28.752
Parcelamento ICMS	10.024	13.601	-
REFIS Federal	17.011	16.828	-
CSLL	3.893	6.591	4.779
IR	442	-	-
PIS	2.759	2.544	2.545
COFINS	12.454	11.952	17.362
ISS	4.258	3.233	1.950
Outros tributos e contribuições	3.847	896	1.389
Total	133.151	97.317	56.777
Circulante	126.969	70.597	48.356
Não circulante	6.182	26.720	8.421

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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.

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 dezembro de 2010 é de R\$ 17.011.

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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.

21. TAXAS REGULAMENTARES

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Conta consumo de combustível	8.119	1.491	7.540
Reserva global de reversão	18.330	10.373	3.733
Conta de desenvolvimento energético	4.347	3.879	2.966
Taxa de fiscalização	367	334	322
Encargos emergenciais	2.489	2.500	2.525
Encargos ex-isolados RN 410	1.302	-	-
Total	34.954	18.577	17.086

22. 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	31/12/2010				31/12/2009				01/01/2009	
			Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível	Passivo circulante	Passivo não circulante	Despesa	Intangível	Passivo circulante	Passivo não circulante
Endesa Fortaleza - CGIF	(a.1)	Compra de Energia	101.644	2.710	479.547	-	118.572	36.827	491.351	-	92.646	104.227
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	181	-	3.641	-	429	-	3.458	-	412	-
Synopsis Brasil S.A.	(b.1)	Prestação de Serviço	1.785	-	14.297	3.551	5.934	-	19.235	5.763	4.397	-
CAM Brasil Multiserviços Ltda.	(b.2)	Prestação de Serviço	946	-	3.265	4.837	1.477	-	446	7.949	5.970	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.1)	Confissão de dívida	10.752	26.885	-	-	10.142	35.467	-	-	11.023	48.019
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.2)	Plano de pensão	237	-	4.034	4.924	672	-	2.691	2.714	779	-
			115.545	29.595	504.784	13.312	137.226	72.294	517.181	16.426	115.227	152.246
(-) Dívida FAELCE			10.752	26.885	-	-	10.142	35.467	-	-	11.023	48.019
Parte relacionadas			104.793	2.710			127.084	36.827			104.204	104.227

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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
- 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 dezembro de 2010, em R\$ 479.547 (R\$ 491.351 em 2009).

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.

No ano de 2010 esse contrato totalizou um montante de R\$ 3.641 (R\$ 3.458 em 2009) em gastos com energia elétrica.

b) Prestação de Serviços

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE**b.1) Synapsis Brasil**

As operações com a Synapsis Brasil S.A referem-se, basicamente, à prestação de serviços de informática e manutenção dos sistemas da Companhia, através do contrato 5300001359/01 vigente até 31/12/2011.

O descumprimento das obrigações estabelecidas no contrato acarreterá penalidades no limite mensal máximo de 10% (Dez por cento) do Valor Médio do Faturamento Mensal tendo em vista os serviços comprometidos, calculados sobre a base dos últimos três meses do contrato na data de aplicação da penalidade.

O total de gastos em 2010 foi de R\$ 17.848 (R\$ 24.998 em 2009) sendo R\$ 14.297 (R\$ 19.235 em 2009) como despesa operacional do resultado da Companhia e R\$ 3.551 (R\$ 5.763 em 2009) capitalizados ao ativo intangível.

b.2) CAM Brasil Multiserviços

Os saldos com a CAM Brasil Multiserviços Ltda. advém, basicamente, de contratação desta para prestação de serviços de fiscalização de cortes e aparelhos queimados (contrato 5400011278/2006), vigente até 19/03/2017.

Para garantir o fiel e perfeito cumprimento de todas as obrigações assumidas no Contrato, a CAM Brasil Multiserviços se obriga a constituir em nome da Coelce uma Garantia Contratual no valor de 10% (dez por cento) do valor anual estimado do Contrato.

Em 2009 o total de custos incorridos foi de R\$ 8.102 (R\$ 8.395 em 2009), sendo R\$ 4.837 (R\$ 7.949 em 2009) capitalizados ao ativo intangível e R\$ 3.265 (R\$ 446 em 2009) como despesas operacionais.

c) Obrigações com Plano de Pensão:**c.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 dezembro de 2010, a Companhia amortizou 7 parcelas, permanecendo um saldo devedor de R\$ 37.637.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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.

c.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 em 2010 foi R\$ 8.958 (R\$ 5.405 em 2009) sendo R\$ 4.034 (R\$ 2.691 em 2009) como despesa operacional do resultado da Companhia e R\$ 4.924 (R\$ 2.714 em 2009) capitalizados ao ativo intangível.

O saldo corresponde ao valor da contribuição da Companhia (patrocinadora) aos planos de pensão (Vide nota explicativa 28).

A Synapsis Brasil, a CAM Brasil Multiserviços, 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 dezembro de 2010 é de R\$ 6.324 (R\$ 6.078 em 31 de dezembro de 2009). A Coelce mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	31/12/2010	31/12/2009
Benefícios de curto prazo	6.274	6.061
Benefícios pós-emprego	50	17
Total	6.324	6.078

23. 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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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.

	31/12/2010		31/12/2009		01/01/2009	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Programa de eficiência energética	29.917	-	17.472	6.780	12.730	3.123
Programa de pesquisa e desenvolvimento	14.641	5.566	2.430	11.584	2.867	11.639
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	3.148	-	715	-	4.737	-
Ministério de Minas e Energia - MME	1.200	-	-	-	1.995	-
	48.906	5.566	20.617	18.364	22.329	14.762

24. 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:

	01/01/2009			31/12/2009			31/12/2010		
	Saldo Acumulado	Adições / Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos	Transferências	Saldo Acumulado	Adições / Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos
Trabalhistas (a)	30.420	2.332	118	(1.438)	(16.908)	14.524	2.086	2.617	(1.030)
Cíveis (b)	33.597	1.540	62	(6.254)		28.945	6.295	6.750	(3.880)
Fiscais (c)	3.124	1.278	-	(17)		4.385	477	90	-
Total	67.141	5.150	180	(7.709)	(16.908)	47.854	8.858	9.457	(4.910)
Circulante	773					20.875			
Não Circulante	66.368					26.979			

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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 20).

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.

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.

c) Riscos fiscais**c1) ICMS – Crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado**

A Companhia ajuizou Ação Anulatória de débitos de ICMS decorrentes da não comprovação da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado no período de janeiro/1999 a janeiro/2001, no valor atualizado em 30 de dezembro de 2010 de R\$ 5.987 (R\$ 5.673 em 31 de dezembro de 2009). A Companhia obteve decisão desfavorável e aguarda conversão em renda dos valores depositados à Fazenda Estadual.

c2) ICMS – Pagamento a menor

O Estado de Rio de Janeiro ajuizou Execução Fiscal para cobrar débito tributário decorrente de suposto pagamento a menor no período de fevereiro/1999 a setembro/2000, no valor atualizado em 30 de dezembro de 2010 de R\$ 7.610 (R\$ 6.951 em 31 de dezembro de 2009). A Companhia apresentou defesa (Embargos à Execução) e aguarda decisão de primeira instância judicial.

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:

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

Causas Possíveis	
Trabalhistas	2.567
Cíveis (a)	338.763
Fiscais (b)	167.300
Juizados especiais	5.623
	<u>514.253</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 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\$ 16.519. 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\$ 11.580, no intuito de exigir créditos de ICMS

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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\$ 4.336, 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\$ 3.880, 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

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\$ 1.736. 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\$ 21.650, pelo cancelamento de faturas sem a comprovação das operações anteriormente 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\$ 26.601 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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE**b.6) ISS – Município de Fortaleza**

A Companhia ajuizou em 08 de agosto de 2007 ação anulatória de débitos de ISS cobrados pela prestação de serviços acessórios indispensáveis ao fornecimento de energia, no valor de R\$ 3.936. 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\$ 1.010 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

O município de Iguatu ajuizou execução fiscal, no valor atualizado de R\$ 2.304, 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\$ 9.442.

b.10) CSL / IRPJ – Execução fiscal

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 instância judicial. O valor atualizado é de R\$ 15.608.

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.

25. OUTRAS OBRIGAÇÕES

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
Arrecadação de terceiros	4.381	832	718
Adiantamento de clientes	1.777	1.577	1.294
Empréstimos compulsórios	392	392	423
Devolução Prefeituras	5.968	5.127	6.000
Multas parceladas	8.443	-	-
Outros	2.026	1.623	1.766
Total	22.987	9.551	10.201
Circulante	9.942	3.045	2.820
Não circulante	13.045	6.506	7.381

26. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

a) Capital social

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

	31/12/2010	31/12/2009	01/01/2009
	(Em unidades)	(Em unidades)	(Em unidades)
Ações Ordinárias	48.067.937	48.067.937	48.067.937
Ações Preferenciais A	28.169.464	28.164.488	28.131.352
Ações Preferenciais B	1.617.898	1.622.874	1.656.010
Total	77.855.299	77.855.299	77.855.299

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)	
	TOTAL (I)		Classe A		Classe B		TOTAL (II)	
							(I) + (II)	
Investuz S.A.	44.061.433	91,67%	-	-	-	-	44.061.433	56,60%
Eletrobrás	-	-	3.967.756	14,09%	1.531.141	94,64%	5.498.897	7,06%
Endesa Brasil S.A.	-	-	1.770.000	6,28%	-	-	1.770.000	2,27%
Fundos e Clubes de Investimentos	1.683.977	3,50%	7.712.998	27,38%	81.997	5,07%	9.478.972	12,18%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	3.668.602	13,02%	-	-	4.588.005	5,89%
Outros	1.403.124	2,92%	11.050.108	39,23%	4.760	0,29%	12.457.992	16,00%
Total de ações	48.067.937	100%	28.169.464	100%	1.617.898	100%	77.855.299	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.

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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 no exercício findo em 31 de dezembro de 2010 o valor de R\$ 90.695 (R\$ 73.505 em 31 de dezembro de 2009) 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

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 12).

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.

A base de cálculo para os dividendos mínimos obrigatórios é como seguir:

	31/12/2010	31/12/2009
Lucro líquido do exercício	471.903	334.448
(-) Reserva de Incentivo fiscal	(90.695)	(73.505)
(+) Incorporação de recursos destinados a aumento de capital	6	-
(+) Reversão de dividendos prescritos	-	148
(-) Prejuízos de outros resultados abrangentes	(6.755)	-
(-) Prejuízos acumulados	(7.100)	-
Lucro líquido ajustado	367.359	261.091
Dividendo mínimo obrigatório	91.840	65.273
Dividendo proposto	332.644	213.000
Retenção de lucro - Reserva de reforço de capital de giro	34.715	48.091

Os dividendos mínimos, por classe de ação estão demonstrados a seguir:

	25% sobre o lucro líquido ajustado		Dividendos mínimos sobre capital Social		Dividendo mínimo obrigatório	
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Ações ordinárias	56.702	40.299	-	-	56.702	40.299
Ações preferenciais classe A	33.229	23.613	9.616	9.614	33.229	23.613
Ações preferenciais classe B	1.909	1.361	920	924	1.909	1.361
Total	91.840	65.273	10.536	10.538	91.840	65.273

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

O dividendo mínimo obrigatório do exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e a reserva de reforço de capital de giro, calculados com base no lucro líquido daquele exercício, apurados de acordo com as práticas contábeis vigentes àquela época montaram, respectivamente, em R\$ 65.273 (R\$ 67.973 em 1º de janeiro de 2009) e R\$ 48.091.

Além dos dividendos mínimos obrigatórios, a Companhia está sugerindo para posterior aprovação em Assembléia Geral Ordinária a distribuição dos dividendos no montante de R\$ 240.804, referente o exercício de 2010.

A referida proposta de distribuição dos dividendos por ação é demonstrada como segue:

	31/12/2010	31/12/2009
Ações ordinárias	205.375	131.506
Ações preferenciais classe A	120.357	77.054
Ações preferenciais classe B	6.913	4.440
Total de dividendos propostos	332.644	213.000

Lucro por ação:

	31/12/2010	31/12/2009
Lucro do exercício	471.903	394.739
Número de Ações	77.855.299	77.855.299
Lucro por Ação:		
Ações Ordinárias	6,06	5,07
Ações Preferenciais A	6,06	5,07
Ações Preferenciais B	6,06	5,07

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.

27. COMPROMISSOS

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

	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	24.189	25.225	26.163	27.209	28.298	353.618
7ºLEN - Produto 2013	até 2042	-	-	60.913	63.349	65.883	1.089.627
Leilão Belo Monte	até 2044	-	-	-	-	3.226	7.023.635
10º Leilão de Energia Nova	até 2045	-	-	-	-	14.691	809.861
11º Len - Produto 2015	até 2044	-	-	-	-	42.730	2.355.597
Total		1.240.867	1.389.820	1.309.664	1.196.411	1.264.789	28.747.944

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.

28. OBRIGAÇÕES COM BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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.

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 dezembro de 2010, a companhia realizou 05 parcelas de amortizações, ficando um saldo de R\$ 37.640 (R\$ 45.609 em 2009), sendo R\$ 10.752 (R\$ 10.142 em 2009) registrado no passivo circulante e R\$ 26.885 (R\$ 35.467 em 2009) 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.

O valor reconhecido no balanço patrimonial decorrente do plano de benefício definido é:

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

	2010	2009
Valor presente das obrigações atuariais	(660.876)	(597.001)
Valor justo dos ativos	679.082	592.957
Restrição de reconhecimento do ativo	(6.317)	-
Ativo / (passivo) atuarial	11.889	(4.044)

Movimentação da obrigação atuarial líquido:

	2010	2009
Valor presente da obrigação no início do ano	(597.001)	(575.215)
Custo dos serviços correntes	(2.063)	(1.971)
Custo dos juros	(55.661)	(51.484)
Contribuições de participantes do plano	(1.931)	(1.902)
Perda atuarial	(45.437)	(4.044)
Benefícios pagos	41.217	37.615
Total	(660.876)	(597.001)

Movimentação do valor justo dos ativos dos planos:

	2010	2009
Valor justo dos ativos do plano no início do ano	592.957	574.041
Retorno esperado dos ativos do plano	66.430	34.636
Ganho atuarial	41.518	-
Contribuições do empregador	17.463	19.993
Contribuições do participante do plano	1.931	1.902
Benefícios pagos no ano	(41.217)	(37.615)
Total	679.082	592.957

Total da despesa reconhecida no resultado:

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Custo do serviço corrente	2.063	1.971
Custo dos juros	55.661	51.484
Retorno esperado dos ativos do plano	(66.430)	(34.636)
Total de despesas / (receitas)	<u>(8.706)</u>	<u>18.819</u>

Outros resultados abrangentes:

	<u>2010</u>	<u>2009</u>
Saldo líquido no início do ano	-	-
Perda atuarial líquida	(3.919)	(4.044)
Restrição de reconhecimento do ativo	(6.317)	-
Transferência para lucros (prejuízos) acumulados	10.236	4.044
Saldo final	<u>-</u>	<u>-</u>

Despesa prevista para 2011:

Custo do serviço corrente	3.208
Custo dos juros	67.098
Retorno dos investimentos	(80.130)
Contribuição esperada dos empregados	(1.881)
Total	<u>(11.705)</u>

Informação dos ativos do plano em 2010:

Ações	15,897%
Título de dívida	75,927%
Bens imóveis	6,086%
Outros	2,090%
Total	<u>100,000%</u>

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

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

29. 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:

	31/12/2010	31/12/2009
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido	579.385	488.947
Alíquota nominal	34%	34%
	196.991	166.242
Amortização do ágio e reversão da provisão	(12.537)	(13.698)
Outros	1.186	1.471
Despesas com IR e CSLL antes do benefício fiscal	185.640	154.015
(-)Incentivo fiscal -ADENE	(90.695)	(73.505)
Despesas com IR e CSLL após o benefício fiscal	94.945	80.510

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

nº 07 em que determina a contabilização no resultado do exercício e posteriormente a transferência para reserva de incentivos fiscais (reserva de lucros).

30. 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			
	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009	31/12/2010	31/12/2009
Fornecimento faturado						
Residencial normal	621.432	562.265	1.458.689	1.316.976	846.578	700.640
Residencial baixa renda	1.704.680	1.657.584	1.567.823	1.371.991	396.012	307.334
Industrial	5.828	5.874	1.469.245	1.359.108	478.105	421.512
Comércio, serviços e outros	159.492	154.746	1.664.200	1.516.813	762.001	648.917
Rural	325.140	320.736	897.330	718.154	188.343	145.248
Poder público	30.150	29.308	468.417	405.678	209.303	167.426
Iluminação pública	7.697	6.615	393.158	380.557	116.235	103.133
Serviços públicos	1.818	1.727	263.134	233.460	82.012	69.923
	2.856.237	2.738.855	8.181.996	7.302.737	3.078.589	2.564.133
(+) Estorno provisão refaturamento prefeituras	-	-	-	-	(841)	873
Fornecimento não faturado	-	-	-	-	20.155	12.955
Consumidores, concessionários e permissionários					3.097.903	2.577.961
Subvenção baixa renda	-	-	-	-	253.158	224.425
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	1.088	18.421
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	19	14	-	-	80.518	56.651
Receita de construção	-	-	-	-	428.098	282.453
Outras receitas	-	-	-	-	49.866	91.703
Receita operacional bruta					3.910.631	3.251.614
(-) Deduções da receita						
ICMS	-	-	-	-	(688.864)	(573.936)
COFINS	-	-	-	-	(155.218)	(102.252)
PIS	-	-	-	-	(32.881)	(20.730)
RGR - Quota para reserva global de reversão	-	-	-	-	(36.312)	(37.070)
CCC - Conta de consumo de combustível	-	-	-	-	(86.955)	(61.530)
Programa de pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	-	-	-	-	(33.352)	(18.289)
Outros impostos e contribuições sobre a Receita	-	-	-	-	(27.343)	(18.520)
Total de deduções de receita					(1.060.925)	(832.327)
Total receita líquida	2.856.256	2.738.869	8.181.996	7.302.737	2.849.706	2.419.287

31. COMPRA E VENDA DE ENERGIA NA CCEE

Durante 2010 e 2009 a Companhia efetuou a comercialização de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Compensação de Energia Elétrica – CCEE, conforme a seguir demonstrado:

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

	2010		2009	
	MWh	R\$	MWh	R\$
Compra	(Não auditado)		(Não auditado)	
Compra de energia	215.038	2.330	438	(7.139)
Ajustes financeiros	-	(34.577)	-	(1.488)
	<u>215.038</u>	<u>(32.247)</u>	<u>438</u>	<u>(8.627)</u>
	2010		2009	
	MWh	R\$	MWh	R\$
Venda	(Não auditado)		(Não auditado)	
Venda de energia	21.300	2.858	313.141	44.558
Ajustes financeiros	-	(1.770)	-	(26.137)
	<u>21.300</u>	<u>1.088</u>	<u>313.141</u>	<u>18.421</u>

32. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS

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

Descrição	31/12/2010					31/12/2009	
	Custo do Serviço	Serviços prestados a terceiros	Despesa de Vendas	Despesas Gerais e Administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(59.318)	-	-	(41.350)	-	(100.668)	(98.055)
Material	(8.952)	(539)	(145)	(202)	-	(9.838)	(21.062)
Serviços de terceiros	(165.644)	(832)	(7.662)	(22.108)	-	(196.246)	(195.980)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.120.861)	-	-	-	-	(1.120.861)	(1.010.438)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(123.904)	-	-	-	-	(123.904)	(107.159)
Depreciação e amortização	(142.299)	-	-	(1.984)	(14)	(144.297)	(116.740)
Custos na desativação de bens	(16.770)	-	-	-	-	(16.770)	(7.523)
PCLD clientes - líquidas	-	-	(5.301)	-	-	(5.301)	(3.707)
PCLD outros créditos - líquidas	-	-	115	-	-	115	(809)
Taxa de fiscalização da ANEEL	-	-	-	-	(4.307)	(4.307)	(3.976)
Custo de construção	(428.098)	-	-	-	-	(428.098)	(282.453)
Provisão para contingências	-	-	-	-	(8.858)	(8.858)	(5.644)
Outras despesas operacionais	(13.939)	-	(32)	(8.038)	(5.918)	(27.927)	(33.736)
Total	(2.079.785)	(1.371)	(13.025)	(73.682)	(19.097)	(2.186.960)	(1.887.282)

Despesa de pessoal	31/12/2010	31/12/2009
Remuneração	(73.876)	(70.879)
Encargos sociais	(28.144)	(25.412)
Provisão de férias e décimo	(10.350)	(10.347)
Plano de saúde	(8.076)	(7.301)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(14.063)	(11.607)
Participação nos resultados	(8.531)	(9.544)
Outros	(4.240)	(5.613)
(-) Transferências para intangível em curso	46.612	42.648
Total	(100.668)	(98.055)

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE**

Custo com energia elétrica comprada para revenda	Quantidade MWH		R\$	
	Não auditado		31/12/2010	31/12/2009
	31/12/2010	31/12/2009		
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza – CGTF	2.690.000	2.690.000	(479.547)	(491.351)
Centrais Elétricas S.A - FURNAS	1.558.594	1.618.502	(130.358)	(127.754)
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	1.153.813	1.150.579	(94.076)	(87.714)
Companhia Energética de São Paulo- CESP	675.785	621.662	(58.162)	(51.074)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	487.379	486.198	(41.856)	(38.957)
Copel Geração S.A- COPEL	429.477	428.396	(34.298)	(32.178)
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	366.150	355.671	(37.538)	(33.924)
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE	215.038	438	(32.247)	(8.627)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas-PROINFA	210.176	180.287	(36.304)	(33.290)
Contratos por disponibilidade(*)	812.186	431.034	(88.075)	(44.352)
Outros	912.727	753.440	(88.400)	(61.217)
Total	9.511.325	8.716.207	(1.120.861)	(1.010.438)

(*) Contratação de disponibilidade da usina para geração de energia elétrica quando necessário. Entre o ano de 2008 e 2009 houve um incremento na compra por disponibilidade e quantidade, em virtude da constituição de novos contratos do 4º leilão de energia existente, 1º e 2º leilões de energia nova produto 2009, com custos superiores aos já contratados. Os custos com cada leilão são diferentes e homologados pelo órgão regulador.

Custo com encargo do sistema de transmissão	R\$	
	2010	2009
Centrais Elétricas S.A - FURNAS	(13.308)	(12.590)
Companhia Hidroelétrica do São Francisco – CHESF	(27.480)	(27.573)
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A- ELETRONORTE	(7.474)	(6.292)
Copel Geração S.A- COPEL	(1.650)	(1.548)
CEMIG - Geração e Transmissão S.A	(3.864)	(3.693)
CTEEP - Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista	(10.308)	(9.444)
Eletrosul Centrais Elétricas S. A.	(6.553)	(6.026)
CEEE - Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica	(2.662)	(2.557)
ATE Transmissora de Energia S.A.	(2.926)	(2.534)
Novatrans Energia S.A.	(2.864)	(2.856)
TSN - Transmissora Sudeste Nordeste S.A.	(3.064)	(2.748)
O.N.S. - Operador Nacional do Sistema Elétrico	(2.918)	(2.742)
E.A.T.E. - Empresa Amazonense de Transmissão de Energia S.A.	(2.615)	(2.422)
ENTE - Empresa Norte de Transmissão de Energia	(1.337)	(1.230)
ITE - Itumbiara Transmissora de Energia S.A.	(1.270)	(1.170)
Expansion Transmissão de Energia Elétrica S.A.	(1.210)	(1.120)
STN - Sistema de Transmissão Nordeste S.A.	(1.071)	(987)
CPTE - Cachoeira Paulista Transmissora de Energia S.A.	(512)	(471)
Encargo do serviço do sistema	(17.846)	(5.808)
Amortização rede básica-transmissoras	-	(1.731)
Outros	(12.972)	(11.617)
Total	(123.904)	(107.159)

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE**33. RESULTADO FINANCEIRO**

Resultado financeiro	31/12/2010	31/12/2009
Receita financeira		
Acréscimo moratório em conta de energia	36.424	30.090
Renda de aplicações financeiras	19.974	5.985
Ajuste a valor justo - Ativo indenizável	5.206	-
Receita financeira - Ativo indenizável	71	72
Correção depósitos judiciais	3.982	2.247
Outras receitas financeiras	10.523	27.811
Total da receita financeira	76.180	66.205
Despesa financeira		
Variações monetárias	(20.187)	(5.231)
Encargos de dívidas	(75.745)	(81.295)
Ajuste a valor justo - Ativo financeiro	-	(971)
Atualizações de impostos e multas	(21.500)	(4.693)
Atualização Financeira de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(9.457)	(180)
Custo de transação	(2.778)	(1.329)
Correção Prog. Efec. Energética e P & D	(5.537)	(2.124)
IOF e IOC	(2.538)	(2.414)
Comissão - Banco	(3.159)	(1.054)
Outras despesas financeiras	(18.640)	(9.972)
Total da despesa financeira	(159.541)	(109.263)
Total	(83.361)	(43.058)

34. 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 para o exercício de 2010 foi de R\$ 8.531 (R\$ 9.544 em 2009).

35. TRANSAÇÕES QUE NÃO AFETARAM CAIXA

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2010, a Companhia efetuou a compra de ativos para a manutenção e expansão da concessão financiados diretamente por empréstimos ou fornecedores, que não afetou o saldo de caixa, no montante de R\$ 111.340 (R\$ 41.552 em 31 de dezembro de 2009).

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****36. 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 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

37. 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.

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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 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

Notas ExplicativasCompanhia Energética do Ceará - COELCE

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.

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.

38. APROVAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Em reunião realizada em 25 de março de 2011, as demonstrações financeiras foram aprovadas pela Administração da Companhia.

Pareceres e Declarações / Relatório do Auditor Independente - Sem Ressalva

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

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

Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia Energética do Ceará S.A. - Coelce ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2010 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da administração sobre as demonstrações financeiras

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia em 31 de dezembro de 2010, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, as demonstrações do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2010, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para Companhias abertas, e como informação suplementar pelas IFRS que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Auditoria dos valores correspondentes ao exercício anterior

As demonstrações financeiras correspondentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2009 e o balanço patrimonial de transição em 1º de janeiro de 2009, apresentados para fins de comparação, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes que emitiram relatório de auditoria, datado em 25 de março de 2011, sem ressalvas e com parágrafo de ênfase quanto ao fato de as demonstrações financeiras da Companhia não incluírem nenhuma provisão para perdas em relação às contas a receber em atraso decorrente de transações de compra e venda de energia realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE pendentes de liquidação e de revisão por parte da CCEE e de outras contas a receber de agentes de mercado no montante total de R\$ 15.289 mil.

Fortaleza, 25 de março de 2011

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU José Luiz Santos Vaz Sampaio
Auditores Independentes Contador
CRC - no 2SP 011.609/O-8-"F" CE CRC – BA no 015.640/O-3 "S" CE

Pareceres e Declarações / Parecer do Conselho Fiscal ou Órgão Equivalente**Parecer do Conselho Fiscal**

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Ceará - Coelce, no uso de suas atribuições legais, examinou o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras, complementadas por notas explicativas e balanço Social referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2010 e a proposta da Administração de distribuição do Lucro Líquido do exercício de 2010.

Com base nos documentos examinados, nas análises levadas a efeito e nos esclarecimentos apresentados por representantes da Companhia, e tendo em conta o parecer, sem ressalvas, datado de 25 de março de 2011, emitido pelos auditores externos, Deloitte Touche Tohmatsu, e respectivos esclarecimentos prestados por seus representantes, este Conselho Fiscal, por unanimidade de seus membros, opina favoravelmente aos referidos documentos que estão em condições de serem examinados e votados pela Assembléia Geral Ordinária de Acionistas.

Fortaleza, 25 de março de 2011

Antônio Osvaldo Alves Teixeira
Conselheiro Fiscal

Sérgio Queiroz Lyra
Conselheiro Fiscal

Antônio Cléber Uchoa Cunha
Conselheiro Fiscal

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

Companhia Energética do Ceará - Coelce

O Conselho de Administração e a Diretoria da Companhia Energética do Ceará - Coelce, tendo examinado as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2010, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e balanço social, bem como a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pelo contador da Companhia e considerando, ainda, o parecer dos auditores independentes concordou com e aprovou os referidos documentos e propõe sua aprovação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Fortaleza, 25 de março de 2011.

Abel Alves Rochinha
Diretor Presidente

Olga Jovanna Carranza Salazar Cristine de Magalhães Marcondes
Diretora Comercial Diretora Jurídica

Carlos Ewandro Naegele Moreira Luiz Carlos L. Ortins de Bettencourt
Diretor de Recursos Humanos Diretor de Relações com Investidores

José Távora Batista José Nunes de Almeida Neto
Diretor Técnico Diretor de Relações Institucionais e Comunicação

Aurelio de Oliveira José Alves de Mello Franco
Diretor de Planejamento Diretor de Regulação

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Os Diretores da Companhia declararam que examinaram, discutiram e revisaram as Demonstrações Financeiras da Companhia do exercício social findo em 31/12/2010, acompanhadas do parecer do auditor independente da Companhia, Deloitte Touche Tomatsu, bem como concordam com as opiniões expressas no parecer dos auditores independentes da Companhia.

Fortaleza, 25 de março de 2011.

Abel Alves Rochinha
Diretor Presidente

Olga Jovanna Carranza Salazar Cristine de Magalhães Marcondes
Diretora Comercial Diretora Jurídica

Carlos Ewandro Naegele Moreira Luiz Carlos L. Ortins de Bettencourt
Diretor de Recursos Humanos Diretor de Relações com Investidores

José Távora Batista José Nunes de Almeida Neto
Diretor Técnico Diretor de Relações Institucionais e Comunicação

Aurelio de Oliveira José Alves de Mello Franco
Diretor de Planejamento Diretor de Regulação