

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	7
Demonstração do Resultado Abrangente	8
Demonstração do Fluxo de Caixa	9

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015	10
DMPL - 01/01/2014 à 31/03/2014	11

Demonstração do Valor Adicionado	12
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	13
--------------------------	----

Notas Explicativas	30
--------------------	----

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	64
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2015
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	27/04/2015	Dividendo	31/12/2015	Preferencial	Preferencial Classe A	0,53702
Assembléia Geral Ordinária	27/04/2015	Dividendo	31/12/2015	Preferencial	Preferencial Classe B	0,53702
Assembléia Geral Ordinária	27/04/2015	Dividendo	31/12/2015	Ordinária		0,53702

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
1	Ativo Total	4.195.180	4.028.141
1.01	Ativo Circulante	1.512.221	1.227.315
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	144.379	180.434
1.01.02	Aplicações Financeiras	13.638	11.455
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	13.638	11.455
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	13.638	11.455
1.01.03	Contas a Receber	1.267.284	942.756
1.01.03.01	Clientes	655.393	506.914
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	682.780	567.489
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-98.096	-97.933
1.01.03.01.03	Partes relacionadas	40	40
1.01.03.01.04	Consumidores Baixa Renda	70.669	37.318
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	611.891	435.842
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	60.308	62.758
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	32.390	30.456
1.01.03.02.04	Aporte CCRBT	22.295	0
1.01.03.02.05	Outros Créditos	76.321	79.211
1.01.03.02.06	Benefício fiscal - ágio incorporado	7.879	8.049
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	119.255	103.303
1.01.03.02.09	Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	291.948	151.480
1.01.03.02.10	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	1.495	585
1.01.06	Tributos a Recuperar	86.920	92.670
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	86.920	92.670
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	86.920	92.670
1.02	Ativo Não Circulante	2.682.959	2.800.826
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.089.193	1.200.637
1.02.01.03	Contas a Receber	7.589	6.695
1.02.01.03.01	Clientes	8.125	22.520
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-536	-15.825
1.02.01.06	Tributos Diferidos	113.890	115.731
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	113.890	115.731
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	966.290	1.076.787
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	39.041	34.005
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	24.731	24.062
1.02.01.09.05	Beneficio fiscal - ágio incorporado	54.765	56.606
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	801.312	783.713
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	17.759	18.488
1.02.01.09.10	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	24.179	154.929
1.02.01.09.11	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	4.503	4.984
1.02.03	Imobilizado	47.129	48.784
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	38.899	37.450
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	8.230	11.334
1.02.04	Intangível	1.546.637	1.551.405
1.02.04.01	Intangíveis	1.546.637	1.551.405
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.485.052	1.489.891

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
1.02.04.01.02	Softwares	61.585	61.514

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2	Passivo Total	4.195.180	4.028.141
2.01	Passivo Circulante	860.150	829.870
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	41.586	39.627
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	41.586	39.627
2.01.02	Fornecedores	409.756	434.264
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	409.756	434.264
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	318.016	340.151
2.01.02.01.02	Partes Relacionadas	91.740	94.113
2.01.03	Obrigações Fiscais	119.554	73.581
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	49.678	17.933
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	68.368	54.112
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.508	1.536
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	145.688	131.530
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	76.855	72.189
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	76.683	72.124
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	172	65
2.01.04.02	Debêntures	68.833	59.341
2.01.04.02.01	Debentures	68.833	59.341
2.01.05	Outras Obrigações	91.492	98.794
2.01.05.02	Outros	91.492	98.794
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	42.354	42.354
2.01.05.02.08	Programas de Pesq, Desenv e Eficiência Energ	6.082	13.504
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	607	770
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	42.449	42.166
2.01.06	Provisões	52.074	52.074
2.01.06.02	Outras Provisões	52.074	52.074
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	52.074	52.074
2.02	Passivo Não Circulante	1.487.355	1.482.427
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.133.111	1.134.099
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	712.105	725.949
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	703.198	718.574
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	8.907	7.375
2.02.01.02	Debêntures	421.006	408.150
2.02.01.02.01	Debentures	421.006	408.150
2.02.02	Outras Obrigações	166.927	165.137
2.02.02.02	Outros	166.927	165.137
2.02.02.02.03	Fornecedores	7.050	6.874
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	14.917	15.045
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	85.701	90.312
2.02.02.02.06	Programas de Pesq, Desenv e de Eficiência Energ	58.307	51.971
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	952	935
2.02.04	Provisões	187.317	183.191
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	187.317	183.191
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	2.091	1.997
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	39.259	32.690
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	64.983	60.152

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	80.984	88.352
2.03	Patrimônio Líquido	1.847.675	1.715.844
2.03.01	Capital Social Realizado	442.946	442.946
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	358.671
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	221.188	221.188
2.03.02.07	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital	31.160	31.160
2.03.02.08	Incentivo fiscal - Adene	106.323	106.323
2.03.04	Reservas de Lucros	910.551	910.551
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	487.696	487.696
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	374.010	374.010
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	131.548	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	3.959	3.676

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.081.650	706.124
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-862.573	-636.244
3.03	Resultado Bruto	219.077	69.880
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-40.883	-30.445
3.04.01	Despesas com Vendas	-7.886	-3.593
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-32.390	-25.814
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-607	-1.038
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	178.194	39.435
3.06	Resultado Financeiro	-17.307	-5.479
3.06.01	Receitas Financeiras	44.288	41.165
3.06.02	Despesas Financeiras	-61.595	-46.644
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	160.887	33.956
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-29.339	30.690
3.08.01	Corrente	-27.644	-43.344
3.08.02	Diferido	-1.695	74.034
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	131.548	64.646
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	131.548	64.646
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	1,68965	0,83034
3.99.01.02	PNA	1,68965	0,83034
3.99.01.03	PNB	1,68965	0,83034
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	1,68965	0,83034
3.99.02.02	PNA	1,68965	0,83034
3.99.02.03	PNB	1,68965	0,83034

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
4.01	Lucro Líquido do Período	131.548	64.646
4.02	Outros Resultados Abrangentes	283	269
4.03	Resultado Abrangente do Período	131.831	64.915

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	35.617	-50.709
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-22.535	33.134
6.01.01.01	Lucro líquido do período	131.548	64.646
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	6.543	1.866
6.01.01.04	Amortização e depreciação	38.331	35.592
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	43.931	25.372
6.01.01.06	Valor residual de ativo intangível baixado	4.550	0
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	1.695	-74.034
6.01.01.08	Provisões e atualizações monetárias para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	14.630	5.889
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	2.011	2.199
6.01.01.10	Obrigações com benefícios pós-emprego	2.371	2.147
6.01.01.11	Provisão (reversão) para perdas em estoques	8.791	-2.115
6.01.01.12	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-261.789	0
6.01.01.13	Receita de Ativo Indenizável	-15.147	-28.428
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	58.152	-83.843
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-155.916	-23.062
6.01.02.02	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	252.071	0
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	-15.952	-35.035
6.01.02.04	Tributos a compensar	6.479	-717
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-2.603	18.103
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-5.036	4.044
6.01.02.09	Outros créditos	5.340	-9.930
6.01.02.10	Fornecedores	-24.332	36.705
6.01.02.11	Folha de pagamento	1.959	-795
6.01.02.12	Obrigações fiscais	45.845	23.342
6.01.02.15	Obrigações com benefícios pós-emprego	-7.145	-7.496
6.01.02.16	Programas de pesquisa, desenvolvimento e de eficiência energética	-10.059	4.847
6.01.02.17	Pagamento das provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-10.504	-40
6.01.02.18	Outros passivos	300	-52
6.01.02.19	Repasse CDE	0	-93.757
6.01.02.20	Aporte CCRBT	-22.295	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-41.093	-91.067
6.02.01	Aplicações no intangível e imobilizado	-38.910	-43.450
6.02.03	Títulos e Valores Mobiliários	-2.183	-47.617
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-30.579	105.385
6.03.01	Captação de empréstimos e financiamentos	0	150.000
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-15.382	-34.344
6.03.03	Pagamentos de juros de empréstimos	-15.197	-8.430
6.03.04	Parcelamento especial	0	-1.841
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-36.055	-36.391
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	180.434	95.287
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	144.379	58.896

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 31/03/2015**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	442.946	358.671	910.551	0	3.676	1.715.844
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	910.551	0	3.676	1.715.844
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	131.548	283	131.831
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	131.548	0	131.548
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	283	283
5.05.02.06	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	0	0	0	0	429	429
5.05.02.07	Tributos diferido s/ Instrumentos financeiros derivativos - Swap	0	0	0	0	-146	-146
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	910.551	131.548	3.959	1.847.675

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 31/03/2014**(Reais Mil)**

Código da Conta	Descrição da Conta	Capital Social Integralizado	Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria	Reservas de Lucro	Lucros ou Prejuízos Acumulados	Outros Resultados Abrangentes	Patrimônio Líquido
5.01	Saldos Iniciais	442.946	358.671	760.289	0	4.417	1.566.323
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	760.289	0	4.417	1.566.323
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	64.646	269	64.915
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	64.646	0	64.646
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	269	269
5.05.02.06	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	0	0	0	0	407	407
5.05.02.07	Tributos diferido s/ Instrumentos financeiros derivativos - Swap	0	0	0	0	-138	-138
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	760.289	64.646	4.686	1.631.238

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 31/03/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 31/03/2014
7.01	Receitas	1.427.046	936.635
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.393.480	888.996
7.01.02	Outras Receitas	1.221	7.278
7.01.02.01	Provisão/reversão para perda de estoque	0	2.115
7.01.02.02	Outras receitas	1.221	5.163
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	38.888	42.227
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-6.543	-1.866
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-809.370	-590.063
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-754.737	-538.127
7.02.04	Outros	-54.633	-51.936
7.02.04.01	Custo de construção	-38.888	-42.227
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-15.745	-9.709
7.03	Valor Adicionado Bruto	617.676	346.572
7.04	Retenções	-38.331	-35.592
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-38.331	-35.592
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	579.345	310.980
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	44.288	41.165
7.06.02	Receitas Financeiras	44.288	41.165
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	623.633	352.145
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	623.633	352.145
7.08.01	Pessoal	40.487	34.329
7.08.01.01	Remuneração Direta	27.463	22.351
7.08.01.02	Benefícios	6.284	5.532
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.378	983
7.08.01.04	Outros	5.362	5.463
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	1.226	1.704
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	1.155	1.053
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	2.981	2.706
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	386.897	200.458
7.08.02.01	Federais	136.333	12.566
7.08.02.02	Estaduais	250.098	186.796
7.08.02.03	Municipais	466	1.096
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	64.701	52.712
7.08.03.01	Juros	43.691	24.378
7.08.03.02	Aluguéis	3.094	4.381
7.08.03.03	Outras	17.916	23.953
7.08.05	Outros	131.548	64.646
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	26.232	42.655
7.08.05.02	Retenção de Lucros	105.316	21.991

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 27 de abril de 2015 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (8,8 milhões de habitantes), presente entre as três melhores distribuidoras de energia elétrica do Brasil desde 2009 no ranking da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2015 (1T15). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

COELCE REGISTRA EBITDA DE R\$ 217 MILHÕES NO 1T15

Margem EBITDA alcança 20,76%, um incremento de 9,46 p.p em relação ao 1T14.

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 1T15 com um total de **3.649.884 consumidores**, **3,4%** superior ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.841 GWh*** no 1T15, um incremento de **2,1%** em relação ao volume registrado no 1T14.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 1T15 em **11,03 horas*** e **5,49 vezes***, superando os indicadores verificados nos 1T14 (9,65 horas* e 5,10 vezes*, respectivamente).

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador próprio e Consumidor/colaboradores** atingiram, no 1T15, os valores de **2.416*** e **586***, melhorando **5,0%** e **7,1%**, respectivamente, em relação ao 1T14.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 1T15 foi de **R\$ 1.432 milhões***, um incremento de **54,0%** em relação ao 1T14 (R\$ 930 milhões*).

O **EBITDA**, no 1T15, alcançou o montante de **R\$ 217 milhões***, superando o montante de **R\$ 75 milhões*** verificado no 1T14. A Margem EBITDA da Companhia encerrou o 1T15 em **20,76%***, **9,46 p.p.** superior ao 1T14.

No 1T15, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 132 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **12,62%**.

Em **março de 2015**, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reafirmou os **ratings brAAA/brA-1** na Escala Nacional Brasil atribuídos à Coelce. A perspectiva dos ratings é estável.

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.841	2.782	2,1%	2.945	-3,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.432.368	930.013	54,0%	1.528.726	-6,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.081.650	706.124	53,2%	1.238.959	-12,7%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	216.525	75.027	>100,0%	376.818	-42,5%
Margem EBITDA (%)*	20,02%	10,63%	9,39 p.p	30,41%	-10,39 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	20,76%	11,30%	9,46 p.p	32,07%	-11,31 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	178.194	39.435	>100,0%	310.835	-42,7%
Margem EBIT (%)*	16,47%	5,58%	10,89 p.p	25,09%	-8,62 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	131.548	64.646	>100,0%	162.925	-19,3%
Margem Líquida (%)	12,16%	9,16%	3,00 p.p	13,15%	-0,99 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	12,62%	9,74%	2,88 p.p	13,87%	-1,25 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	47.797	54.886	-12,9%	80.434	-40,6%
DEC (12 meses)*	11,03	9,65	14,3%	9,31	18,5%
FEC (12 meses)*	5,49	5,10	7,6%	4,66	17,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,58%	99,80%	-1,22 p.p	98,39%	0,19 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,83%	12,43%	0,40 p.p	12,72%	0,11 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.649.884	3.530.903	3,4%	3.625.137	0,7%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.176	1.208	-2,6%	1.213	-3,1%
MWh/Colaborador Próprio*	2.416	2.302	5,0%	2.428	-0,5%
PMSO (4)/Consumidor*	36,45	31,03	17,5%	38,96	-6,4%
Consumidor/Colaboradores *	586	547	7,1%	571	2,6%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (3) EBIT: Resultado do Serviço e (4) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T15	1T14	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.843.553	8.779.338	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.649.884	3.530.903	3,4%
Linhas de Distribuição (Km)	133.036	131.195	1,4%
Linhas de Transmissão (Km)	5.069	4.875	4,0%
Subestações (Unid.)	109	106	2,8%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.290	10.905	3,5%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,70%	4,72%	-0,02 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,39%	2,32%	0,07 p.p

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado
 (2) O número de consumidores Brasil está estimado



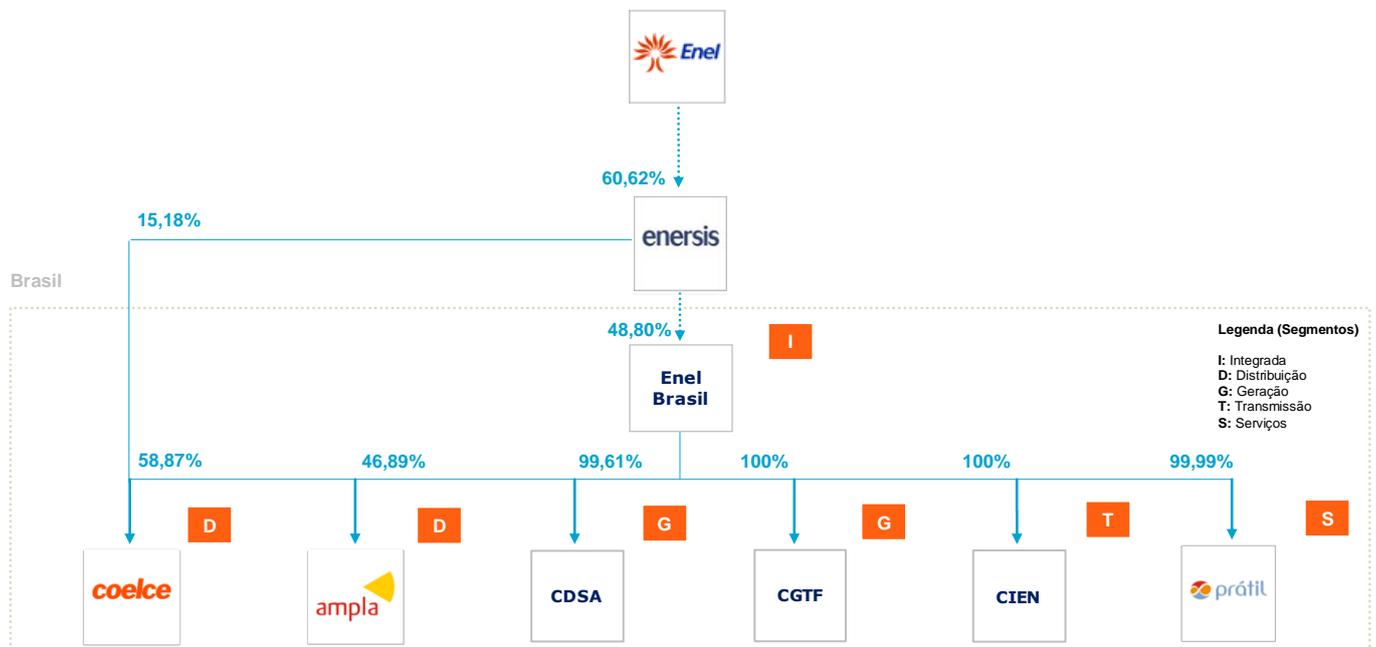
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Enel Brasil, que detém, diretamente, 58,9% do capital total e 91,7% do capital votante da Coelce, e também é controlada direta e indiretamente, pela Enersis, que detém, diretamente, 15,2% do capital total e 6,2% do capital votante da Coelce. 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, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2015)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,9%	10.588.006	424	10.588.430	35,5%	57.652.675	74,1%
Enel Brasil	44.061.433	91,7%	1.770.000	-	1.770.000	5,9%	45.831.433	58,9%
Enersis	3.002.812	6,2%	8.818.006	424	8.818.430	29,6%	11.821.242	15,2%
Não Controladores	1.003.692	2,1%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,5%	20.202.624	25,9%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,5%	5.498.897	7,1%
Fundos de Pensão	919.403	1,9%	3.540.137	-	3.540.137	11,9%	4.459.540	5,7%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.810	0,0%	5.993.192	-	5.993.192	20,1%	5.997.002	7,7%
Pessoas Físicas	45.937	0,1%	2.996.573	377	2.996.950	10,1%	3.042.887	3,9%
Outros	34.542	0,1%	1.167.036	2.720	1.169.756	3,9%	1.204.298	1,5%
Totais	48.067.937	100,0%	28.252.700	1.534.662	29.787.362	100,0%	77.855.299	100,0%

(1) As ações ordinárias possuem Tag Along de 80%



Comentário do Desempenho

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

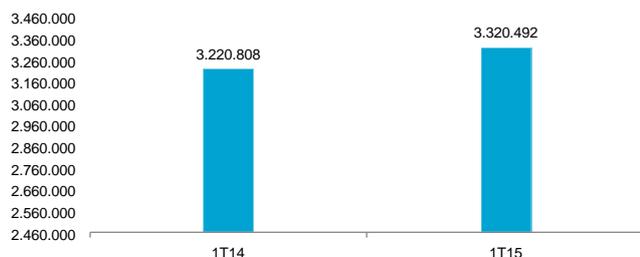
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.320.419	3.220.738	3,1%	3.294.402	0,8%
Residencial - Convencional	1.548.200	1.314.395	17,8%	1.362.412	13,6%
Residencial - Baixa Renda	1.046.218	1.220.437	-14,3%	1.227.942	-14,8%
Industrial	6.070	6.019	0,8%	6.066	0,1%
Comercial	176.970	174.356	1,5%	176.516	0,3%
Rural	496.681	461.326	7,7%	476.276	4,3%
Setor Público	46.280	44.205	4,7%	45.190	2,4%
Cientes Livres	71	68	4,4%	71	-
Industrial	38	36	5,6%	38	-
Comercial	33	32	3,1%	33	-
Revenda	2	2	-	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.320.492	3.220.808	3,1%	3.294.475	0,8%
Consumo Próprio	393	379	3,7%	387	1,6%
Consumidores Ativos sem Fomecimento	328.999	309.716	6,2%	330.275	-0,4%
Total - Número de Consumidores	3.649.884	3.530.903	3,4%	3.625.137	0,7%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

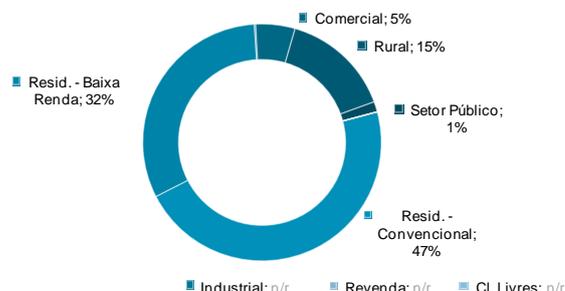
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 1T14 - 1T15



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em mar/15



A Coelce encerrou o 1T15 com um incremento de 3,4% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 1T14, refletindo o crescimento vegetativo do mercado seu cativo. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial convencional, com mais 233.805 novos consumidores*, parcialmente compensado pela redução do número de consumidores baixa renda com menos 174.219 consumidores (motivado pelo descadastramento de consumidores baixa renda que não atendem as novas normas para a manutenção desse subsídio).

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 152 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 1T15 com um crescimento de 3,1% em relação ao 1T14.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.527	2.465	2,5%	2.636	-4,1%
Cientes Livres	314	317	-0,9%	309	1,6%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.841	2.782	2,1%	2.945	-3,5%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

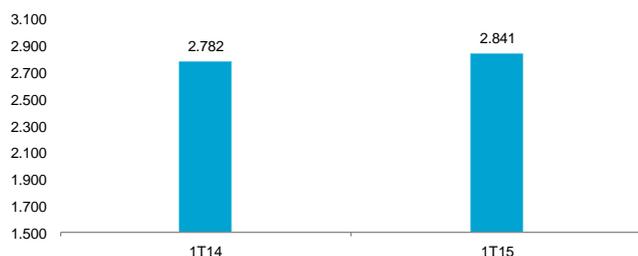
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 1T15 apresentou um incremento de 2,1% (+59 GWh) em relação ao 1T14. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 2,5% (+62 GWh), e (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no 1T15, que foi -0,9% inferior ao registrado no 1T14. Essa energia (transportada) gera uma receita para a Coelce através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

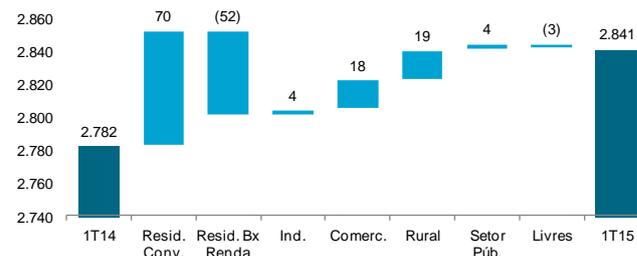
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 1T14 - 1T15



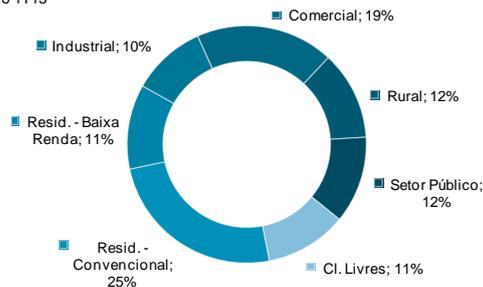
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 1T14 - 1T15



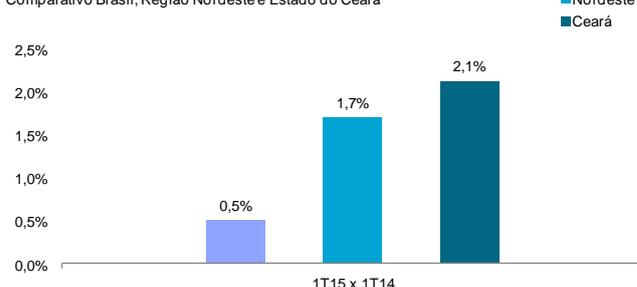
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 1T15



Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)**

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Residencial - Convencional	702	632	11,1%	634	10,7%
Residencial - Baixa Renda	328	380	-13,7%	379	-13,5%
Industrial	287	283	1,4%	329	-12,8%
Comercial	530	512	3,5%	558	-5,0%
Rural	343	325	5,5%	372	-7,8%
Setor Público	337	333	1,2%	364	-7,4%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.527	2.465	2,5%	2.636	-4,1%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 2,5% no 1T15 quando comparado ao 1T14. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo (3,1%) do mercado cativo, compensado parcialmente, com a (ii) redução de 0,5% na venda de energia per capita no mercado cativo (conforme quadro abaixo).

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Residencial - Convencional	453	481	-5,8%	465	-2,6%
Residencial - Baixa Renda	314	311	1,0%	309	1,6%
Industrial	46.988	47.018	-0,1%	54.237	-13,4%
Comercial	2.994	2.937	1,9%	3.161	-5,3%
Rural	691	704	-1,8%	781	-11,5%
Setor Público	7.282	7.533	-3,3%	8.055	-9,6%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	761	765	-0,5%	800	-4,9%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A venda de energia per capita no mercado cativo no 1T15 apresentou uma redução de 0,5% em relação à observada no 1T14. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional: apresentou uma retração na venda de energia per capita de 5,8%, principalmente pelo descadastramento dos consumidores baixa renda, os quais tinham uma padrão de consumo inferior aos consumidores residenciais convencionais que já se encontravam na base.

(ii) comercial: a evolução observada se deve, principalmente, ao crescimento da demanda por maior para climatização de ambientes, tanto no pequeno comércio como nos segmentos de maior porte como os shoppings centers.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte EPE: Valores de Brasil e Nordeste apurados até fev/15

Comentário do Desempenho

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Industrial	288	293	-1,7%	282	2,1%
Comercial	26	24	8,3%	27	-3,7%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	314	317	-0,9%	309	1,6%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 1T15 apresentou uma redução de 0,9% (-3 GWh) em relação ao 1T14, refletindo: (i) uma redução de 5,1% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado, em parte, pelo (ii) crescimento de 4,4%* do número de clientes livres * no 1T15 (mais 3 novos clientes, sendo 2 industriais e 1 comercial*).

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Industrial	7.579	8.139	-6,9%	7.421	2,1%
Comercial	788	750	5,1%	818	-3,7%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	4.423	4.662	-5,1%	4.352	1,6%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 1T15 em relação ao 1T14 é atribuída, principalmente, a um padrão médio de consumo 55,7% inferior, dos novos clientes livres, em relação ao padrão de consumo dos clientes livres que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 1T14, em conjunto, com a retração da atividade industrial entre os períodos comparados.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Demanda máxima de energia (MW)	2.000	1.863	7,4%	1.963	1,9%
Energia requerida (GWh)	3.189	3.071	3,8%	3.390	-5,9%
Energia distribuída (GWh)	2.812	2.763	1,8%	2.918	-3,6%
Residencial - Convencional	687	620	10,8%	620	10,8%
Residencial - Baixa Renda	323	378	-14,6%	373	-13,4%
Industrial	287	283	1,4%	329	-12,8%
Comercial	527	510	3,3%	554	-4,9%
Rural	334	318	5,0%	364	-8,2%
Setor Público	335	332	0,9%	363	-7,7%
Clientes Livres	314	317	-0,9%	309	1,6%
Revenda	2	2	-	2	-
Consumo Próprio	3	3	-	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	377	308	22,4%	472	-20,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,82%	10,03%	1,79 p.p	13,92%	-2,10 p.p

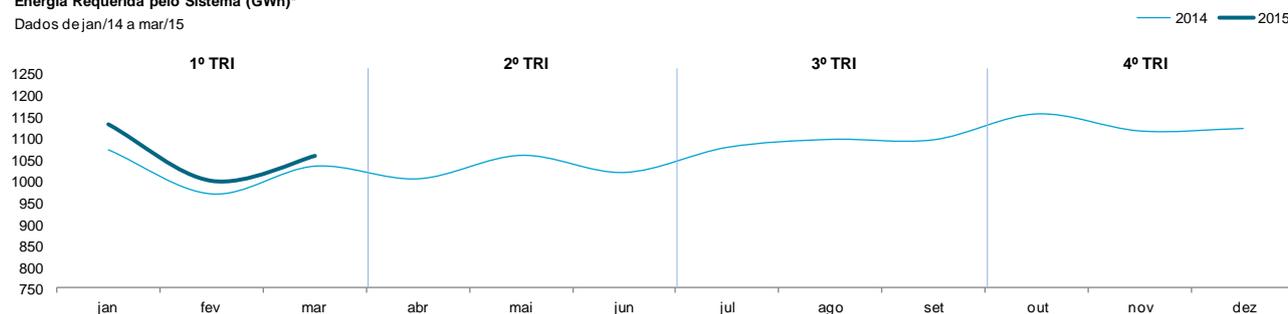
(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 1T15 apresentou um percentual 3,8% superior ao registrado no 1T14, enquanto a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 1,8%. A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do incremento (1,79 p.p) nas perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/14 a mar/15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Central Geradora Temelétrica Fortaleza - CGTF	664	664	-	678	-2,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	295	303	-2,6%	379	-22,2%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	379	384	-1,3%	438	-13,5%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	41	87	-52,9%	84	-51,2%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	237	127	86,6%	202	17,3%
Eletronorte	94	133	-29,3%	159	-40,9%
COPEL	36	40	-10,0%	38	-5,3%
CEMIG	29	35	-17,1%	29	-
Tractebel Energia S.A	56	45	24,4%	68	-17,6%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	95	95	-	97	-2,1%
PROINFA	56	52	7,7%	66	-15,2%
Outros	854	586	45,7%	761	12,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.836	2.551	11,2%	2.999	-5,4%
Liquidação na CCEE	86	247	-65,2%	119	-27,7%
Total - Compra de Energia	2.922	2.798	4,4%	3.118	-6,3%
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworks	10	11	-9,1%	18	-44,4%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.932	2.809	4,4%	3.136	-6,5%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

Os contratos de compra de energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os contratos bilaterais, os contratos de energia distribuída e a liquidação das diferenças na CCEE apresentaram, no 1T15, um acréscimo de 4,4% em relação ao 1T14, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Totais - Inputs	2.922	2.798	4,4%	3.118	-6,3%
Compra de Energia	2.922	2.798	4,4%	3.118	-6,3%
Contratos	2.836	2.551	11,2%	2.999	-5,4%
CGTF	664	664	-	678	-2,1%
FURNAS	295	303	-2,6%	379	-22,2%
CHESF	379	384	-1,3%	438	-13,5%
CESP	41	87	-52,9%	84	-51,2%
Petrobrás	237	127	86,6%	202	17,3%
Eletronorte	94	133	-29,3%	159	-40,9%
COPEL	36	40	-10,0%	38	-5,3%
CEMIG	29	35	-17,1%	29	-
Tractebel	56	45	24,4%	68	-17,6%
Eletronuclear	95	95	-	97	-2,1%
PROINFA	56	52	7,7%	66	-15,2%
Outros	854	586	45,7%	761	12,2%
Liquidação CCEE	86	247	-65,2%	119	-27,7%
Totais - Outputs	2.922	2.798	4,4%	3.118	-6,3%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	49	46	6,5%	39	25,6%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.496	2.444	2,1%	2.607	-4,3%
Residencial - Convencional	687	620	10,8%	620	10,8%
Residencial - Baixa Renda	323	378	-14,6%	373	-13,4%
Industrial	287	283	1,4%	329	-12,8%
Comercial	527	510	3,3%	554	-4,9%
Rural	334	318	5,0%	364	-8,2%
Setor Público	335	332	0,9%	363	-7,7%
Consumo Próprio + Revenda	3	3	-	4	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	377	308	22,4%	472	-20,1%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

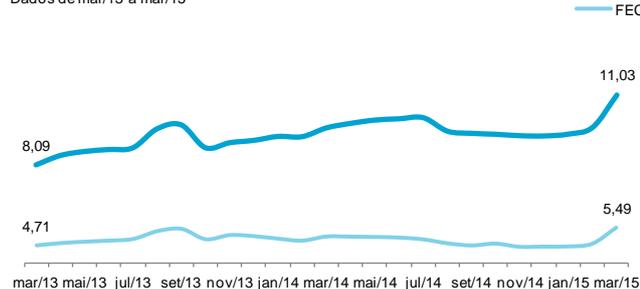
	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	11,03	9,65	14,3%	9,31	18,5%
FEC 12 meses (vezes)	5,49	5,10	7,6%	4,66	17,8%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,83%	12,43%	0,40 p.p	12,72%	0,11 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	97,63%	98,33%	-0,70 p.p	98,22%	-0,59 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%) - Vencido	98,58%	99,80%	-1,22 p.p	98,39%	0,19 p.p
MWh/Colaborador Próprio	2.416	2.302	5,0%	2.428	-0,5%
Consumidor/Colaboradores	586	547	7,2%	571	2,6%
PMSO (2)/Consumidor	36,45	31,03	17,5%	39,28	-7,2%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

(2) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

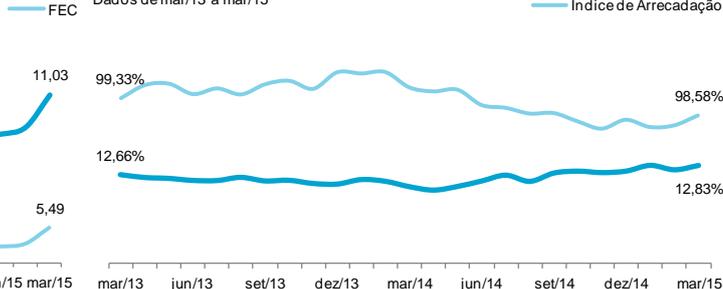
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de mar/13 a mar/15



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

Dados de mar/13 a mar/15



TAM – Valor acumulado nos últimos doze meses; DEC e FEC TAM são prévios

Qualidade do Fornecimento

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). A Coelce encerrou o 1T15 com DEC de 11,03 horas*.
- 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). No 1T15, o FEC alcançou o patamar de 5,49 vezes*.

. A Coelce investiu R\$ 41 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia e o índice de arrecadação TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) apresentaram incremento de 0,40 p.p. e redução 1,22 p.p., respectivamente, em relação ao registrado no 1T14. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 31 milhões* no combate às perdas. A partir deste trimestre, a Companhia apresentará o seu índice de arrecadação considerando somente o faturamento vencido (e não o faturamento total), por entender que esta metodologia reflete com melhor eficácia a inadimplência do seu mercado consumidor.

Produtividade

Os indicadores MWh/Colaborador próprio e Consumidor/Colaborador refletem a produtividade da Companhia. A Coelce encerrou o 1T15 com o indicador de MWh/Colaborador próprio 6,6% inferior em relação ao 1T14. O índice Consumidor/Colaborador apresentou uma melhoria de 7,2% no 1T15 em relação ao 1T14.

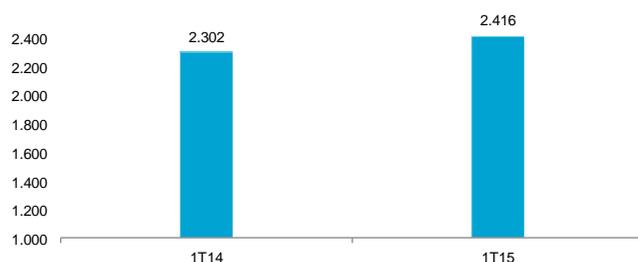
O indicador PMSO/Consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 36,45/Consumidor no 1T15, superando os R\$ 31,03/Consumidor verificados no mesmo período do ano anterior, mas inferior em 7,2% ao mesmo indicador apurado ao final de 2014.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

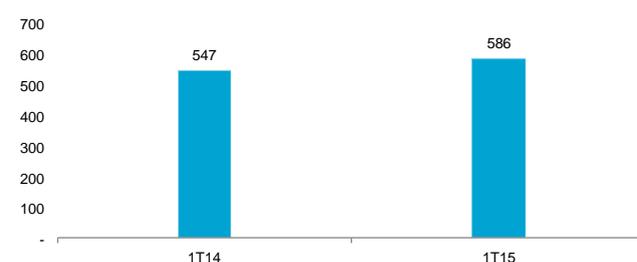
Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador Próprio*

Evolução 1T14 - 1T15



Indicador de Produtividade - MWh/Consumidor*

Evolução 1T14 - 1T15



DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.432.368	930.013	54,0%	1.528.726	-6,3%
Deduções à Receita Operacional	(350.718)	(223.889)	56,6%	(289.767)	21,0%
Receita Operacional Líquida	1.081.650	706.124	53,2%	1.238.959	-12,7%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(903.456)	(666.689)	35,5%	(928.124)	-2,7%
EBITDA(2)*	216.525	75.027	>100,0%	376.818	-42,5%
Margem EBITDA*	20,02%	10,63%	9,39 p.p	30,41%	-10,39 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	20,76%	11,30%	9,46 p.p	32,07%	-11,31 p.p
EBIT(3)*	178.194	39.435	>100,0%	310.835	-42,7%
Margem EBIT*	16,47%	5,58%	10,89 p.p	25,09%	-8,62 p.p
Resultado Financeiro	(17.307)	(5.479)	>100,0%	(75.081)	-76,9%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(29.339)	30.690	<-100,0%	(72.829)	-59,7%
Lucro Líquido	131.548	64.646	>100,0%	162.925	-19,3%
Margem Líquida	12,16%	9,16%	3,00 p.p	13,15%	-0,99 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	12,62%	9,74%	2,88 p.p	13,87%	-1,25 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,69	0,83	>100,0%	2,09	-19,3%

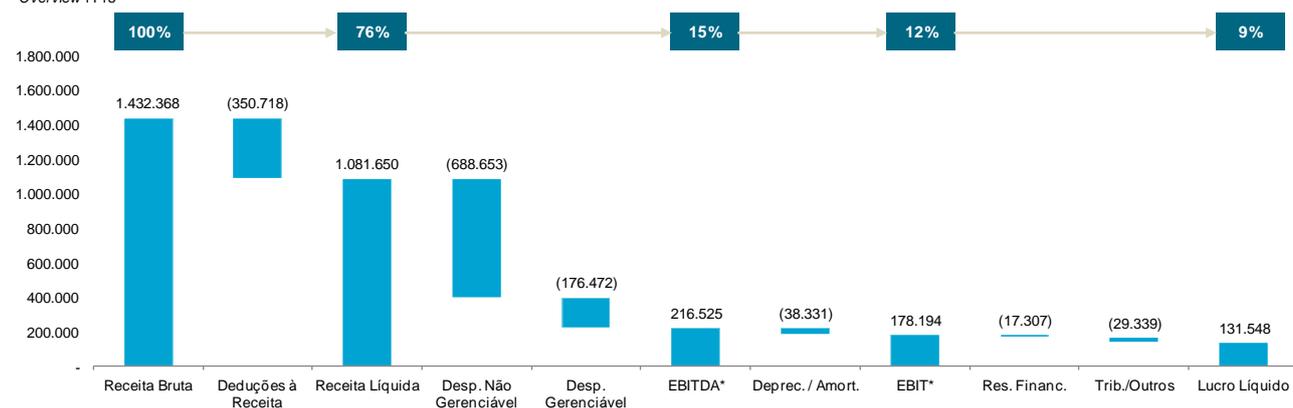
(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 1T15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.004.668	772.036	30,1%	1.019.183	-1,4%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	250.363	-	-	306.409	-18,3%
Subsídio Baixa Renda	52.022	49.207	5,7%	56.325	-7,6%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	59.803	35.036	70,7%	45.237	32,2%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.366.856	856.279	59,6%	1.427.154	-4,2%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.018	18.184	4,6%	20.040	-5,1%
Receita Operacional IFRIC- 12	38.888	42.227	-7,9%	63.988	-39,2%
Outras Receitas	7.606	13.323	-42,9%	17.544	-56,6%
Total - Receita Operacional Bruta	1.432.368	930.013	54,0%	1.528.726	-6,3%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 54,0% no 1T15 em relação ao 1T14 (+R\$ 502 milhões). Esse incremento é resultado dos seguintes principais efeitos:

- Incremento de 30,1% (R\$ 1.005 milhões versus R\$ 772 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R\$ 233 milhões):
Este incremento está associado aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 2,5% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.527 GWh no 1T15 versus 2.465 GWh no 1T14);
 - (ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% (em média);
 - (iii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 1T15 apresentou como resultado, a bandeira vermelha, devido ao custo marginal de operação (CMO) ter sido superior a R\$ 388,48 MWh. O impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 1T15 foi de aproximadamente 9,0%.
 - (iv) Descadastramento de 12,2% (em média) dos consumidores Baixa Renda no 1T15, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu consequente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma "reclassificação" da rubrica Subsídio Baixa Renda para Fornecimento de Energia Elétrica).
 - (v) Efeito do Revisão Tarifária Extraordinária de 2015, aplicado a partir de 01 de março de 2015, que incrementou as tarifas da Coelce em 10,3% em média.
- Incremento de R\$ 250 milhões na rubrica de Valores a Receber da Parcela A e outros itens financeiros, como resultado da adoção do regime de competência na contabilização dos ativos e passivos regulatórios constituídos nos seus resultados e balanços societários (IFRS), após assinatura de termo aditivo ao contrato de concessão (processo nº 48500.0005603/2014-05, publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014).

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T15, alcançou o montante de R\$ 1.393 milhões, o que representa um incremento de 57,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 888 milhões (+R\$ 505 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
ICMS	(250.084)	(186.796)	33,9%	(237.262)	5,4%
COFINS	(61.377)	(22.735)	>100,0%	(34.492)	77,9%
PIS	(13.559)	(4.936)	>100,0%	(7.488)	81,1%
Total - Tributos	(325.020)	(214.467)	51,5%	(279.242)	16,4%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(8.791)	(7.129)	23,3%	(7.546)	16,5%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(16.907)	(2.293)	>100,0%	(2.979)	>100,0%
Total - Encargos Setoriais	(25.698)	(9.422)	>100,0%	(10.525)	>100,0%
Total - Deduções da Receita	(350.718)	(223.889)	56,6%	(289.767)	21,0%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

As deduções da receita apresentaram um incremento de 56,6% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 127 milhões). Esse incremento é o efeito, principalmente, da seguinte variação:

- Incremento de 51,5% (-R\$ 325 milhões versus -R\$ 214 milhões) nos tributos (-R\$ 111 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados; PIS/COFINS - Neste caso, além do incremento da Receita Bruta da Companhia, houve o reconhecimento no resultado societário (IFRS) dos valores a receber/a repassar referentes as diferenças de alíquotas de PIS/COFINS no 1T15. Anteriormente (1T14) estes valores não transitavam pelo resultado societário.
- Acréscimo de -R\$ 17 milhões (-R\$ 26 milhões versus -R\$ 9 milhões) nos encargos setoriais: O incremento, se deve, basicamente, a elevação substancial da cota para a Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, o que motivou a necessidade de reconhecer a cobertura tarifária compatível com as cotas homologadas.

Comentário do Desempenho

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(643.378)	(455.837)	41,1%	(648.822)	-0,8%
Encargo do Uso da Rede Elétrica/Serviço do Sistema	(45.275)	(23.452)	93,1%	4.890	<-100,0%
Outros	-	-	-	(1.154)	-100,0%
Total - Não gerenciáveis	(688.653)	(479.289)	43,7%	(645.086)	6,8%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(45.650)	(34.847)	31,0%	(45.083)	1,3%
Materiais e Serviços de Terceiros	(66.084)	(58.838)	12,3%	(78.173)	-15,5%
Depreciação e Amortização	(38.331)	(35.592)	7,7%	(65.983)	-41,9%
Custo de Desativação de Bens	(4.550)	-	-	(11.837)	-61,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(6.543)	(1.866)	>100,0%	(215)	>100,0%
Provisões para Contingências	(5.402)	(3.913)	38,1%	3.285	<-100,0%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(38.888)	(42.227)	-7,9%	(63.988)	-39,2%
Outras Despesas Operacionais	(9.355)	(10.117)	-7,5%	(21.044)	-55,5%
Total - Gerenciáveis	(214.803)	(187.400)	14,6%	(283.038)	-24,1%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(903.456)	(666.689)	35,5%	(928.124)	-2,7%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

Os custos e despesas operacionais no 1T15 apresentaram um incremento de 35,5% em relação ao 1T14 (-R\$ 237 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 43,7% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 210 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 41,1% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 188 milhões):
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:
 - (i) Incremento de 4,4% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 1T15 e o 1T14;
 - (ii) Reajustes de preço dos contratos de compra de energia vigentes, ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
 - (iii) Maior tarifa média (mix) de compra de energia, devido à entrada de novos contratos (especialmente de térmicas), que possuem uma tarifa mais elevada, já incluindo aqueles que oriundos do leilão A-0 de 2014, vigentes a partir de maio de 2014, leilão A-1 de 2014, vigentes a partir de janeiro de 2015, e leilão de ajuste, vigentes a partir de fevereiro de 2015;
 - (iv) Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
 - (v) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14.

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

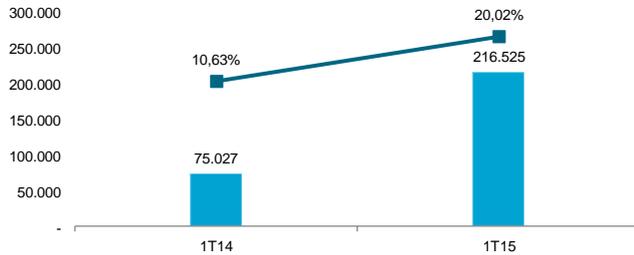
- (vi) Menor custo com compra de energia no mercado de curto prazo, tendo em vista a redução do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os trimestres comparados, devido a redução do preço teto do PLD.
- Incremento de 93,1% na rubrica de encargo de uso da rede elétrica/serviço do sistema (-R\$ 22 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à modificações na metodologia de cálculo do custo com transporte de energia, conforme procedimento definido na Audiência Pública Nº 017/2014 e homologado pela Resolução Nº 1.758/14. Todos os incrementos oriundos desta mudança de metodologia serão repassados à tarifa na próxima revisão tarifária da Companhia. Além disso, em dezembro de 2014, houve a redução do preço teto do PLD, o que ocasionou uma maior quantidade de térmicas sendo despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.
- Incremento de 14,6% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 28 milhões), basicamente por:
 - Incremento de 31,0% (-R\$ 46 milhões versus -R\$ 35 milhões) nas despesas com pessoal (-R\$ 11 milhões): Essa variação se devem, principalmente, (i) a menor ativação de despesas com pessoal, tendo em vista menores investimentos no período e (ii) ao plano de demissão voluntária (PDV), levado em custo no 1T15.
 - Incremento de -R\$ 5 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa: Este incremento se deve, principalmente, ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparadas em função dos seguintes efeitos: (i) aumento generalizado das tarifas de energia aos consumidores finais, devido ao reajuste tarifário que incrementou as tarifas dos consumidores em 16,77% em média, a partir de 22 de abril de 2014, em conjunto com a entrada do sistema de bandeiras tarifárias e da Revistão Tarifária Extraordinária (RTE) da Coelce, que incrementou as tarifas em média em 10,3% a partir de 2 de março de 2015, em conjunto, com (ii) descadastramento de 12,2% (em média) dos consumidores Baixa Renda no 1T15, que fizeram com que esses consumidores perdessem o direito ao subsídio da tarifa social.

Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T15, alcançaram o montante de -R\$ 176 milhões, o que representa um incremento de 21,2% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 145 milhões (-R\$ 31 milhões).

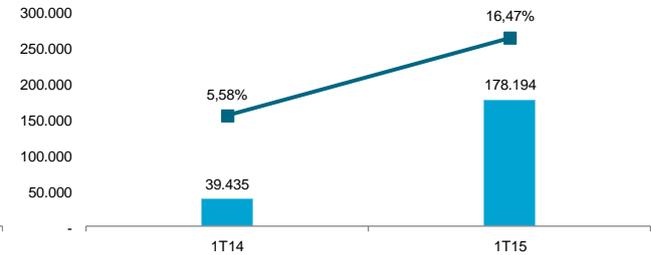
Comentário do Desempenho

EBITDA

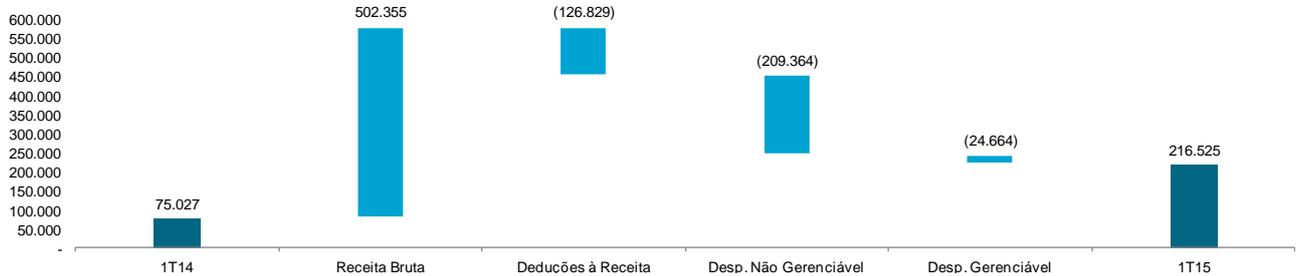
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 1T14 - 1T15



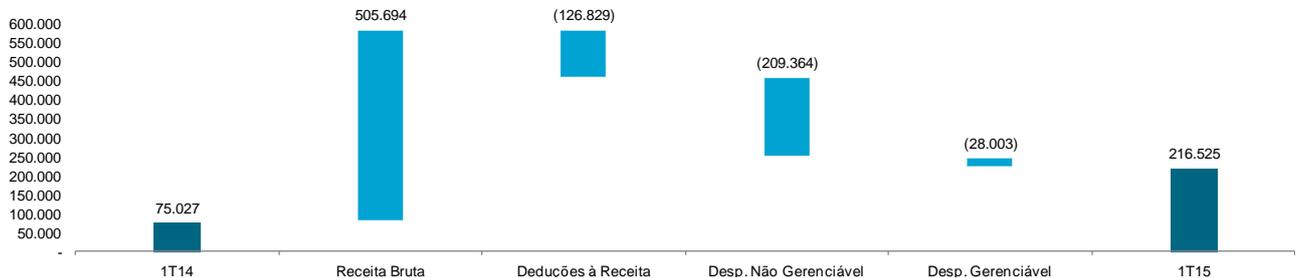
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 1T14 - 1T15



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*
Evolução 1T14 - 1T15



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção
Evolução 1T14 - 1T15



O EBITDA da Coelce, no 1T15, atingiu o montante de R\$ 217 milhões*, o que representa um aumento de R\$ 142 milhões em relação ao 1T14. A margem EBITDA da Companhia no 1T15 foi de 20,76%, refletindo um acréscimo de 9,46 p.p. em relação ao 1T14.

Segue abaixo a conciliação dos valores que os compõem os cálculos do EBITDA e do EBIT, constantes das demonstrações financeiras da companhia, de acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012:

CONCILIAÇÃO DO EBITDA E DO EBIT (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	131.548	64.646	>100,0%	162.925	-19,3%
(+) Tributo sobre o Lucro	29.339	(30.690)	<-100,0%	72.829	-59,7%
(+) Resultado Financeiro	17.307	5.479	>100,0%	73.925	-76,6%
(=) EBIT	178.194	39.435	>100,0%	309.679	-42,5%
(+) Depreciações e Amortizações	38.331	35.592	7,7%	65.983	-41,9%
(=) EBITDA	216.525	75.027	>100,0%	375.662	-42,4%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O EBITDA funciona como um indicador de desempenho econômico geral e revela-se uma ferramenta significativa para comparar, periodicamente, o desempenho operacional da companhia, assim como para embasar determinadas decisões de natureza administrativa. O EBITDA permite uma melhor compreensão não apenas sobre o desempenho econômico, mas também serve como uma proxy para aferir a capacidade de cumprir com as obrigações passivas e como referência para se obter recursos para as despesas de capital e para o capital de giro.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de Aplicações Financeiras	5.251	2.083	>100,0%	4.381	19,9%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	11.895	9.033	31,7%	12.523	-5,0%
Receita/Despesa ativo indenizável	15.147	28.428	-46,7%	(23.891)	<-100,0%
Outras	11.995	1.621	>100,0%	2.194	>100,0%
Total - Receitas Financeiras	44.288	41.165	7,6%	(4.793)	<-100,0%
Despesas financeiras					
Encargo de Dívidas	(29.334)	(17.422)	68,4%	(24.870)	17,9%
Variações Monetárias	(14.357)	(6.956)	>100,0%	(7.212)	99,1%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(10.187)	(6.274)	62,4%	(7.214)	41,2%
IOF e IOC	(910)	(3.167)	-71,3%	(7.271)	-87,5%
Multas	(1.330)	(1.442)	-7,8%	(13.874)	-90,4%
Outras	(5.477)	(11.383)	-51,9%	(9.847)	-44,4%
Total - Despesas Financeiras	(61.595)	(46.644)	32,1%	(70.288)	-12,4%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(17.307)	(5.479)	>100,0%	(75.081)	-76,9%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

O resultado financeiro da Coelce, no 1T15, apresentou um incremento de -R\$ 12 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado de seguintes variações relevantes:

Incremento de 7,6% nas receitas financeiras (R\$ 3 milhões), principalmente, por:

- Incremento de R\$ 3 milhões em renda de aplicações financeiras: A variação reflete, principalmente, o incremento do caixa médio entre os trimestres, sobretudo pela captação de recursos, no valor de R\$ 300 milhões, (realizada no último trimestre de 2014), em conjunto com a variação de 1,83 p.p. do CDI médio entre os trimestres comparados.
- Redução de 46,7% na rubrica de receita/despesa do ativo indenizável (-R\$ 13 milhões): A redução se deve ao alinhamento do modelo de cálculo do Ativo Indenizável com a atualização pelo VNR, para adequar-se à metodologia mais recente adotada pela Aneel, que levou a uma redução dos valores do ativo indenizável a partir de junho de 2014.
- Incremento de +R\$ 11 milhões na rubrica Outras: Essa variação se deve, principalmente, à atualização financeira dos ativos a receber da parcela A e outros itens financeiros, devido à assinatura do aditivo ao contrato de concessão, alteração que permitiu à Coelce e demais distribuidoras contabilizar nos seus resultados e balanços societários (IFRS), pelo regime de competência, os ativos e passivos regulatórios constituídos. O termo aditivo ao contrato de concessão, processo nº 48500.0005603/2014- 05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

Incremento de 32,1% nas despesas financeiras (-R\$ 15 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 68,4% (-R\$ 29 milhões versus -R\$ 17 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 12 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados, em conjunto com a variação de 1,83 p.p. do CDI médio entre o 1T15 e o 1T14.
- Incremento de -R\$ 7 milhões na rubrica de variações monetárias: principalmente pela variação de 1,65 p.p. do IPCA (Índices de Preço ao Consumidor Ampla) entre os trimestres comparados, incidente sobre uma maior base de cálculo para as variações monetárias neste trimestre, já que não houve amortização das variações monetárias entre o 1T15 e o 1T14.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
IR e CSLL	(53.560)	(9.767)	>100,0%	(70.421)	-23,9%
Incentivo Fiscal SUDENE	26.233	42.655	-38,5%	(209)	<-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.012)	(2.198)	-8,5%	(2.199)	-8,5%
Total	(29.339)	30.690	<-100,0%	(72.829)	-59,7%

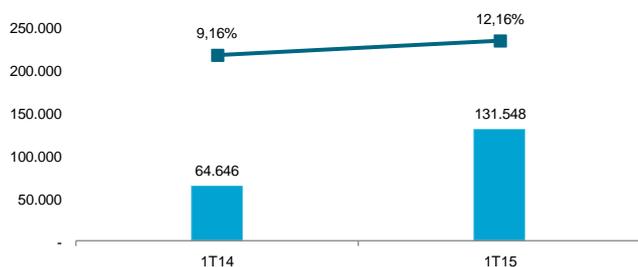
(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 1T15 registrou uma elevação (-R\$ 60 milhões) em relação ao 1T14. Esta variação é o reflexo, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos.

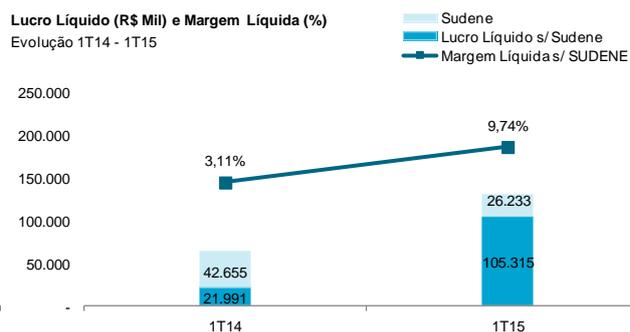
Comentário do Desempenho

Lucro Líquido

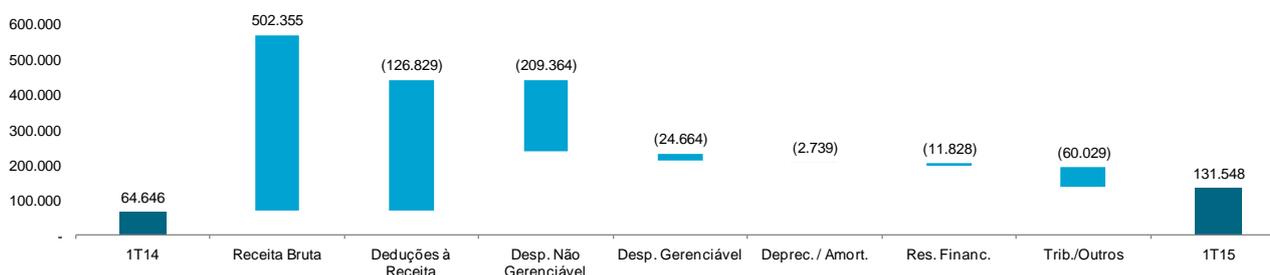
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 1T14 - 1T15



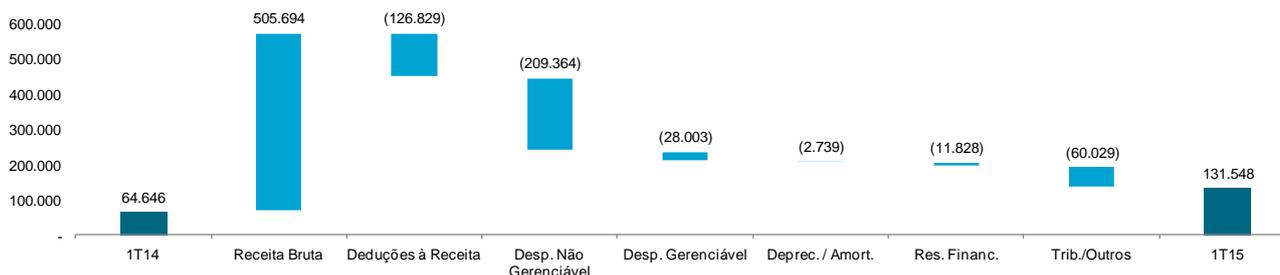
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 1T14 - 1T15



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)
Evolução 1T14 - 1T15



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção
Evolução 1T14 - 1T15



A Coelce registrou no 1T15 um Lucro Líquido de R\$ 132 milhões, valor R\$ 67 milhões superior ao registrado no 1T14. A Margem Líquida no 1T15 alcançou 12,62%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.272.801	1.059.957	20,1%	1.260.059	1,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	158.017	118.536	33,3%	180.434	-12,4%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.114.784	941.421	18,4%	1.079.625	3,3%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	1,52	3,04	-50,0%	1,81	-16,0%
EBITDA(2) / Encargos de Dívida(2)*	8,58	5,00	71,6%	8,12	5,7%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,41	0,39	3,6%	0,42	-3,7%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,38	0,37	2,8%	0,39	-2,6%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

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

A dívida bruta da Coelce encerrou o 1T15 com um incremento de 20,1% em relação ao 1T14 (+R\$ 325 milhões). Este incremento é o efeito líquido de (i) novas captações de dívidas (CCB – Cédula de Crédito Bancário, no valor de R\$ 300 milhões) e de constituição de provisões de encargos e variações monetárias. As captações foram compensadas parcialmente (ii) por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 135 milhões.

A Coelce encerrou o 1T15 com o custo da dívida médio de 11,65% a.a., ou CDI + 0,51% a.a.

Colchão de Liquidez

No ano de 2014, foi autorizada pela Aneel a realização de operações de mútuo da Enel Brasil para a Coelce, com o objetivo de assegurar a liquidez da companhia em caso de necessidade, no montante de até R\$ 200 milhões e prazo máximo de 2 anos. Além disso, para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor R\$ 190 milhões em linhas de crédito abertas com bancos em caráter irrevogável (linhas

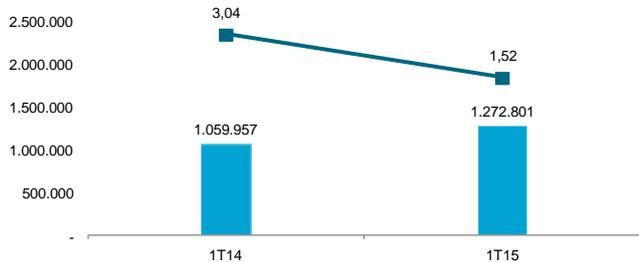
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

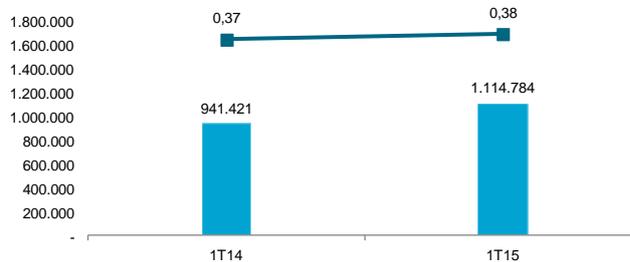
comprometidas), para utilização com prazo máximo de captação de 2 anos, além de R\$ 50 milhões em limites abertos de conta garantida para utilização em operações de curto prazo.

Em **março de 2015**, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's reafirmou os **ratings brAAA/brA-1** na Escala Nacional Brasil atribuídos à Coelce. A perspectiva dos ratings é estável.

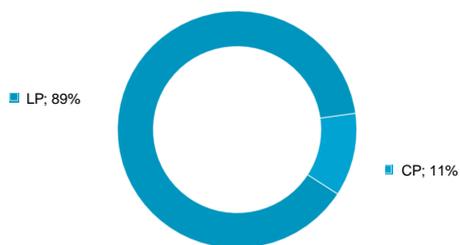
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 1T14 - 1T15



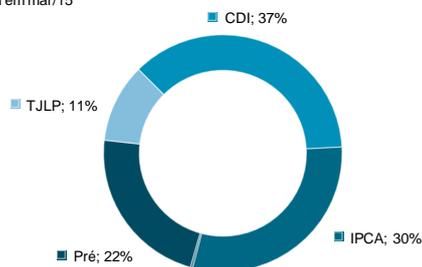
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 1T14 - 1T15



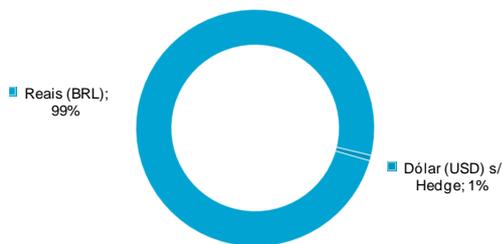
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em mar/15



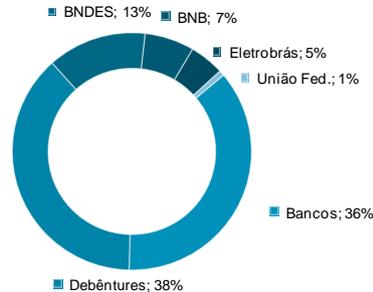
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em mar/15



Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em mar/15



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em mar/15



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em mar/15



Comentário do Desempenho

Investimentos

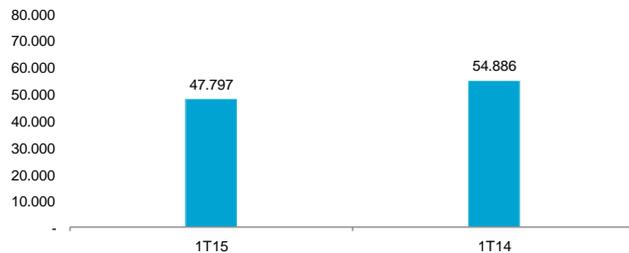
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Novas Conexões	30.214	20.605	46,6%	36.898	-18,1%
Rede	9.911	12.959	-23,5%	38.995	-74,6%
Combate às Perdas	5.828	5.914	-1,5%	7.658	-23,9%
Qualidade do Sistema Elétrico	(691)	5.008	<-100,0%	20.265	<-100,0%
Outros	4.774	2.037	>100,0%	11.072	-56,9%
Medidores	1.325	2.195	-39,6%	2.328	-43,1%
Outros (Non - Network)	1.949	7.279	-73,2%	8.511	-77,1%
Variação de Estoque	4.398	11.848	-62,9%	(6.298)	<-100,0%
Total Investido	47.797	54.886	-12,9%	80.434	-40,6%
Aportes / Subsídios	(9.315)	(7.400)	25,9%	(8.976)	3,8%
Investimento Líquido	38.482	47.486	-19,0%	71.458	-46,1%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

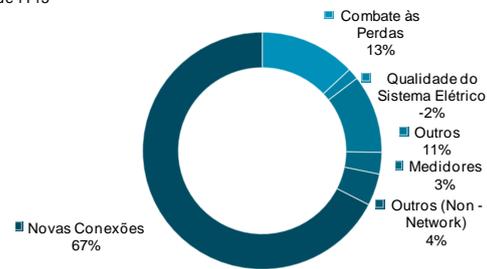
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 1T14 - 1T15



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 1T15



Os investimentos realizados pela Coelce no 1T15 apresentaram um redução de 12,9% (-R\$ 7 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. O maior volume de investimentos no 1T15, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que representou R\$ 30 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

Mercado Bursátil

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	45,00	48,00	-6,3%	49,00	-8,2%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	41,40	37,15	11,4%	39,55	4,7%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

INDICADORES DE MERCADO*

	1T15	1T14	Var. %	4T14	Var. % (1)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)					
Cotação (R\$/ação)	41,40	37,15	11,4%	39,55	4,7%
Média Diária de Negócios	104	236	-55,9%	82	26,8%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.042.741	4.578.942	-77,2%	1.106.795	-5,8%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.386	3.411	-0,7%	3.526	-4,0%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	4.501	4.352	3,4%	4.595	-2,0%
EV/EBITDA (3)	5,38	12,47	-56,9%	6,61	-18,6%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	10,12	18,21	-44,4%	12,24	-17,3%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	2,38%	7,40%	-5,02 p.p	2,50%	-0,12 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,83	2,09	-12,4%	2,06	-11,2%

(1) Variação entre 1T15 e 4T14;

(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida; (3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres;

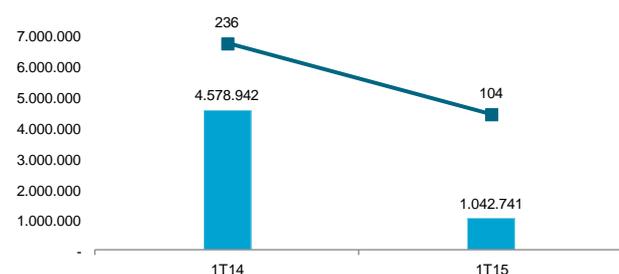
(4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

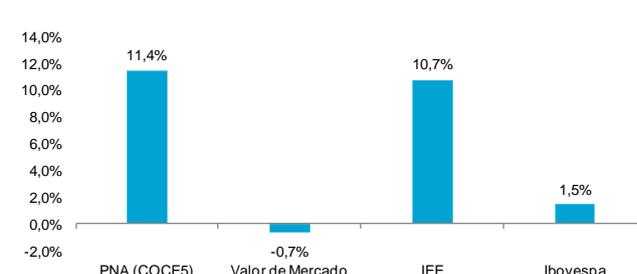
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 1T14 - 1T15



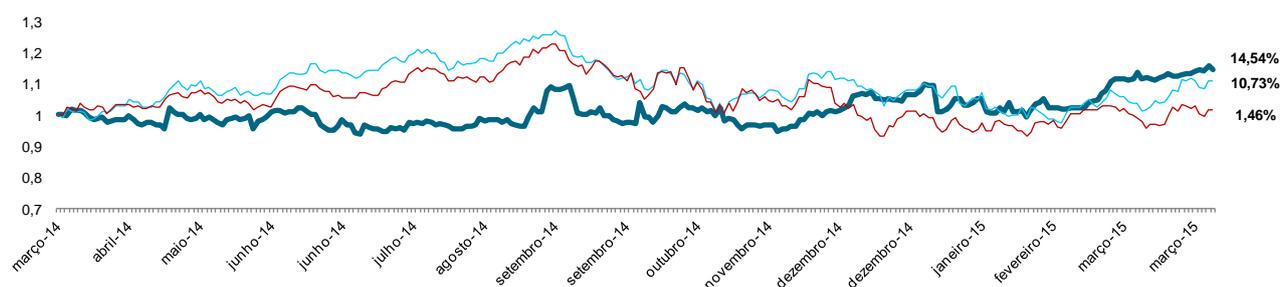
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até mar/15



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até mar/15



O *free float* do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 25,9%.

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 1T15 teve uma média de 104 negócios diários (-55,9% vs. 1T14) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,0 milhões (-77,2% vs. 1T14). Os demais papéis têm menor liquidez, e podem eventualmente apresentar negociações que fogem à percepção média do mercado sobre a Companhia e indiquem distorções no preço do ativo.

A ação preferencial classe A (COCE5) apresentou valorização (sem ajuste por proventos) de 11,4% nos 12 meses até março de 2015. O IEE e o Ibovespa apresentaram valorizações de 10,7% e 1,5%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a desvalorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 14,5%.

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias

A partir de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. As bandeiras verde, amarela e vermelha indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha – as mesmas cores dos semáforos - e indicam o seguinte:

Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos.

A energia elétrica no Brasil é gerada predominantemente por usinas hidrelétricas. Para funcionar, essas usinas dependem das chuvas e do nível de água nos reservatórios. Quando há pouca água armazenada, usinas termelétricas podem ser ligadas com a finalidade de poupar água nos reservatórios das usinas hidrelétricas. Com isso, o custo de geração aumenta, pois essas usinas são movidas a combustíveis como gás natural, carvão, óleo combustível e diesel. Por outro lado, quando há muita água armazenada, as térmicas não precisam ser ligadas e o custo de geração é menor.

Com as bandeiras, haverá a sinalização mensal do custo de geração da energia elétrica que será cobrada do consumidor, com acréscimo das bandeiras amarela e vermelha. Essa sinalização dá, ao consumidor, a oportunidade de adaptar seu consumo, se assim desejar.

Revisão Tarifária Extraordinária

Foi aprovada a Revisão Extraordinária da COELCE no dia 27 de fevereiro de 2015. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28%.

Redução do Preço-Teto do PLD

Em 25 de novembro, a ANEEL aprovou novos limites do PLD de 2015 (diminuição de R\$/MWh 823 para 388 R\$/MWh como limite máximo e aumento 16 R\$/MWh para 30 R\$/MWh como preço mínimo). A decisão foi o resultado de um amplo debate, que teve início com a Consulta Pública n. 09/2014 e, posteriormente, a Audiência Pública n. 54/2014.

Comentário do Desempenho

O principal efeito do novo limite é a redução do impacto financeiro para os distribuidores a possíveis riscos futuros de exposição contratual de energia ao mercado spot, no qual o preço spot estava em seu limite em grande parte do ano de 2014. Do ponto de vista das geradoras, o novo preço-teto também resulta em mitigação do risco de exposição econômica e financeira irrecuperável, quando a produção está inferior aos valores determinados por contrato. Por outro lado, se reduz a possibilidade de vender a energia livre com preços mais elevados (atualmente os geradores podem dividir sua energia livre entre os meses do ano, na chamada sazonalização, priorizando a geração nos meses onde se espera que os preços fiquem mais elevados).

Assinatura do Aditivo ao Contrato de Concessão

A Diretoria da ANEEL aprovou no dia 25 de novembro de 2013, durante Reunião Pública, o resultado da Audiência Pública Nº 61/2014, que discutiu o aprimoramento da proposta de aditivo aos Contratos de Concessão das Empresas de Distribuição de Energia.

A Agência discutiu o assunto devido ao fato de cada contrato de concessão de distribuição ter uma data própria de reajuste tarifário, que, em sua maioria, não está alinhada com a data de término do contrato de concessão.

Para sanar o problema, a ANEEL decidiu que as distribuidoras serão indenizadas em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão. "Além dos valores indenizados referentes aos ativos ainda não amortizados dos bens reversíveis, também serão considerados para fins de indenização, os saldos remanescentes (ativos ou passivos) de eventual insuficiência de recolhimento ou ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão, relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária".

O termo aditivo ao contrato de concessão da Coelce, processo nº 48500.0005603/2014- 05, foi publicado no Diário Oficial da União no dia 22 de dezembro de 2014.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

1. Informações gerais

A Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto registrada na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, controlada pela Enel Brasil S.A., é uma 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 - MME.

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

Como resultado da Audiência Pública nº 061/2014, em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão da Companhia, estabelecendo que, em caso de extinção da concessão, além dos valores de indenização decorrentes de investimentos não amortizados ou depreciados no curso da concessão, também serão objeto de indenização ou devolução pelo Poder Concedente, os saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A da tarifa e outros componentes financeiros que não tenham sido recuperados ou devolvidos através do(s) ciclo(s) tarifário(s) (vide nota 11).

2. Apresentação das informações trimestrais

As informações trimestrais foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, que compreendem as normas da Comissão de Valores Mobiliários ("CVM") e os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis ("CPC"), que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo IASB - International Accounting Standards Board.

Na elaboração das informações trimestrais foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2014, publicadas na imprensa oficial em 22 de abril de 2015. Essas informações trimestrais devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

A autorização para emissão destas informações trimestrais ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 27 de abril de 2015.

3. Bandeiras tarifárias

A partir de janeiro de 2015 começou a funcionar em todo o Brasil o sistema de bandeiras tarifárias. O sistema implica na cobrança de um adicional de tarifa aplicado a todos os consumidores cativos toda vez que os custos reais de geração de energia do sistema atingem determinados patamares.

As bandeiras buscam reduzir os eventuais descompassos entre os custos reais de compra de energia por parte das distribuidoras e suas respectivas coberturas tarifárias.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

O sistema é composto de três bandeiras cujas condições de aplicação e funcionamento são descritas na tabela a seguir:

Bandeiras tarifárias	Aplicada quando CMO ¹ (R\$/MWh)	Valor referente a janeiro e fevereiro (R\$/KWh)	Valor vigente desde março (R\$/KWh)
Verde	< 200,00	Sem acréscimo	Sem acréscimo
Amarela	Entre 200,00 e 388,48 ²	0,015	0,025
Vermelha	> 388,48	0,030	0,055

¹ Custo Marginal de Operação – maior custo de geração vigente.

² O limite é o teto do PLD vigente. No momento 388,48 R\$/MWh.

O Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015 determinou que os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelos agentes de distribuição passam a ser revertidos à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (“CCRBT”) administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (“CCEE”). Os recursos disponíveis nessa conta serão repassados aos agentes de distribuição considerando a diferença entre os valores realizados incorridos por cada distribuidora e a cobertura tarifária vigente de cada agente.

A partir da regulamentação do Decreto, foi homologada a Resolução ANEEL nº 649/2015 em 27 de fevereiro de 2015, e a reversão de receitas da CCRBT e o subsequente repasse as distribuidoras passou a ser realizado pelo resultado líquido de cada distribuidora.

4. Alterações e atualizações na legislação regulatória

A Lei 12.783/13, dentre outras disposições, disciplinou o uso dos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”) que inclui a neutralização da exposição ao mercado de curto prazo (SPOT) e a cobertura do custo adicional dos despachos de usinas térmicas acionadas em razão de segurança energética. Também criou novas possibilidades de fontes de recursos a CDE, como operações bancárias de crédito.

A Conta do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, criada em 2014 pelo decreto nº 8221/14 e regulada pela Resolução da ANEEL nº 612/2014, é administrada pela CCEE e é destinada para cobrir os custos de compra de energia resultantes da exposição involuntária no mercado spot e o custo adicional dos despachos de usinas térmicas acionadas.

Para obtenção de recursos para esta conta, foi criado um grupo de bancos que seriam os credores da operação e, com isso, foram emitidos três empréstimos que serão pagos ao longo dos próximos anos pelo consumidor.

Em 27 de março de 2015 foi assinado o contrato referente ao terceiro empréstimo entre a CCEE e o grupo de bancos credores no valor de R\$ 3,4 bilhões, referente à liquidação de energia dos meses de novembro e dezembro de 2014, o que significou um aporte de R\$132.560 à COELCE, conforme despacho nº 773, de 27 de março de 2015, que reduziu a conta de “Valores a receber de Parcela A” registrada no ativo circulante da Companhia.

Revisão Extraordinária da COELCE

Foi aprovado no dia 27 de fevereiro de 2015, através da Resolução Homologatória 1.858 a revisão extraordinária da COELCE. A revisão teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e a cobertura tarifárias do encargo da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e dos custos de compra de energia. O reajuste médio aprovado para a COELCE foi de 10,28%.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****5. Caixa e equivalentes de caixa**

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Caixa e contas correntes bancárias	55.965	42.043
Aplicações financeiras	88.414	138.391
Total	<u>144.379</u>	<u>180.434</u>

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, sendo os principais instrumentos financeiros representados por CDB – Certificados de Depósitos Bancários e operações compromissadas. Os investimentos tem alta liquidez, sendo prontamente conversíveis em recursos disponíveis de acordo com as necessidades de caixa da Companhia em um valor conhecido e com risco insignificante de perda. As aplicações financeiras da Companhia buscam rentabilidade compatível às variações do CDI. Dada a natureza e característica das aplicações financeiras, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

Em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro de 2014, as aplicações financeiras classificadas como equivalentes de caixa são compostas da seguinte forma:

<u>Descrição</u>	<u>31/03/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Aplicações diretas		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	53.771	101.474
Total de aplicações diretas	<u>53.771</u>	<u>101.474</u>
Fundos exclusivos		
CDB - Certificado de Depósito Bancário	6.884	13.063
Operações compromissadas	27.759	23.854
Total de fundos exclusivos	<u>34.643</u>	<u>36.917</u>
	<u>88.414</u>	<u>138.391</u>

As aplicações financeiras podem ser resgatadas a qualquer tempo, com possibilidade de pronta conversão em um valor conhecido de caixa e com risco insignificante de seu valor. Dada a natureza e característica das aplicações financeiras, as mesmas já estão reconhecidas pelo seu valor justo, em contrapartida ao resultado.

6. Títulos e valores mobiliários

Em 31 de março de 2015 e 31 de dezembro 2014, as aplicações financeiras classificadas como títulos e valores mobiliários são compostas da seguinte forma:

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Fundos de investimentos		
Títulos públicos (investimentos exclusivos)	13.638	11.455
Total	<u>13.638</u>	<u>11.455</u>

Através de fundos exclusivos, a Companhia aplica seus excedentes de caixa em títulos públicos pós-fixados e pré-fixados, além de outros instrumentos tradicionais de renda fixa com baixo risco de crédito e alta liquidez.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

7. Consumidores, concessionários e permissionários

Classe de consumidores	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				31/03/2015	31/12/2014
Circulante					
Fornecimento	205.659	141.834	59.327	406.820	336.969
Encargo emergencial	-	-	2.456	2.456	2.457
Créditos junto a clientes com ações judiciais (b)	-	-	67.717	67.717	65.980
Consumidores livres	6.359	-	-	6.359	3.468
Consumidores de baixa renda (c)	70.669	-	-	70.669	37.318
Parcelamento de débitos	11.971	-	-	11.971	12.447
Fornecimento não faturado	181.238	-	-	181.238	140.186
Contas a receber com partes relacionadas (vide Nota 20)	-	-	40	40	40
Outros contas a receber	2.266	3.932	21	6.219	5.982
Subtotal	478.162	145.766	129.561	753.489	604.847
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	-	-	(98.096)	(98.096)	(97.933)
Total circulante	478.162	145.766	31.465	655.393	506.914
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	8.125	-	-	8.125	7.231
Provisão para créditos de liquidação duvidosa (a)	(536)	-	(15.289)	(15.825)	(15.825)
Total não circulante	7.589	-	-	7.589	6.695

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

	31/12/2014	Adições	Baixas	31/03/2015
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(113.758)	(6.543)	6.380	(113.921)
	(113.758)	(6.543)	6.380	(113.921)

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

b) Créditos junto a clientes com ações judiciais

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 judicialmente, o direito de compensar os créditos pleiteados com as faturas atuais, mesmo ainda não tendo sido o mérito da questão transitado em julgado (última instância). A Companhia mantém PCLD para esses casos no montante de R\$ 53.278 em 31 de março de 2015 (R\$ 54.751 em 31 de dezembro de 2014), suficientes para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

c) Consumidores de baixa renda

Com base nas Resoluções Normativas ANEEL nº 407/2010 e nº 414/2010, fica estabelecido que a Eletrobras repassará mensalmente às distribuidoras, utilizando recursos da CDE, o montante de subvenção para recompor os descontos tarifários concedidos aos consumidores de baixa renda enquadrados nos critérios das antigas Resoluções Normativas ANEEL nº 246/2002 e nº 485/2004.

Em virtude dos critérios estabelecidos pelas resoluções mencionadas e calendário de recadastramento dos clientes que tem direito a receber o benefício, o saldo a receber em 31 de março de 2015 é de R\$ 70.669 (R\$ 37.318 em 31 de dezembro de 2014) relativos às subvenções dos meses de dezembro de 2014, janeiro, fevereiro e estimativa de março de 2015. A referida subvenção é calculada mensalmente pela Companhia e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho específico.

8. Subvenção CDE - desconto tarifário

Valor a ser repassado pela Eletrobras, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores, conforme previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, redação dada pela Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. Os recursos são oriundos da CDE, e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Em 15 de abril de 2014, foi emitida a Resolução Homologatória nº 1.711/2014 aprovando o valor mensal de R\$ 14.617 a ser repassado pela Eletrobras durante o período de abril de 2014 a março de 2015, dos quais o montante de R\$ 1.087 corresponde ao ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados em relação ao período de fevereiro de 2013 a março de 2014, e o valor de R\$ 13.530 corresponde à previsão para o período de abril de 2014 a março de 2015.

Em 31 de março de 2015 a Companhia possui registrado o valor de R\$ 119.255 (R\$ 103.303 em 31 de dezembro de 2014) os quais são compostos por: (i) R\$ 94.711 relativo à previsão dos meses de setembro de 2014 a março de 2015; (ii) R\$ 9.783 corresponde as parcelas remanescentes do ajuste relativo a fevereiro de 2013 a março de 2014; e (iii) R\$ 14.761 referente a estimativa do ajuste da diferença entre os valores previstos e os realizados no período de abril de 2014 a março de 2015.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****9. Tributos a compensar**

	31/03/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	25.954	-	25.188	-
ICMS (a)	33.368	17.759	34.595	18.488
ICMS parcelamento	11.056	-	11.056	-
PIS e COFINS	2.452	-	2.452	-
INSS Patronal (b)	13.387	-	18.645	-
Outros tributos	703	-	734	-
Total	86.920	17.759	92.670	18.488

- (a) Do saldo de ICMS, o valor de R\$ 31.989 refere-se aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos. E o valor de R\$ 19.138 refere-se a créditos de compra de energia e incentivos culturais (CEFIC) os quais são compensados no mês seguinte.
- (b) No decorrer do trimestre findo em 30 de setembro a Companhia obteve decisão favorável no Mandado de Segurança (Processo nº 0011488-23.2000.4.05.8100 - AMS77770-CE), pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região (TRF5), que, ao julgar a ação, seguiu a repercussão geral proferida pelo Supremo Tribunal Federal (STF) e reconheceu a inconstitucionalidade do artigo 22, inciso IV, da Lei nº 8.212/1991. Dita lei estabelece uma contribuição previdenciária no percentual de 15% sobre os serviços contratados por meio de cooperativas de trabalho. A decisão concede à COELCE o direito de não mais pagar a referida contribuição, bem como de recuperar os valores, através de compensação financeira a partir de outubro de 2014, considerando os montantes desde a apresentação da ação (ano 2000). O montante a ser recuperado é de R\$ 13.387 em 31 de março de 2015.

10. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de aplicação	31/03/2015		31/12/2014	
		Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Itaú-Unibanco TOP DI	Fundo de investimento	32.070	-	30.136	-
Bradesco	CDB	-	5	-	13
Itaú	CDB	-	676	-	659
BNB	CDB	-	17.943	-	17.458
Banco do Brasil	Título do resouro EUA	-	5.912	-	5.912
Caixa	Caução	320	-	320	-
Outros	-	-	195	-	20
Total		32.390	24.731	30.456	24.062

Os valores em garantias são aplicados em fundos de investimento de renda fixa, CDBs e outros instrumentos financeiros de baixo risco, os quais se referem a garantias exigidas em contratos de empréstimos e financiamentos, valores retidos de fornecedores e de contratos de aquisição de energia elétrica conforme cláusulas contratuais.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

11. Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Conforme informado na Nota 1, como resultado da Audiência Pública nº 061/2014, em 10 de dezembro de 2014 foi aprovado o termo aditivo ao contrato de concessão da Companhia, estabelecendo que, em caso de extinção da concessão, além dos valores de indenização decorrentes de investimentos não amortizados ou depreciados no curso da concessão, também serão objeto de indenização ou devolução pelo Poder Concedente, os saldos remanescentes apurados de itens da Parcela A da tarifa e outros componentes financeiros que não tenham sido recuperados ou devolvidos através do(s) ciclo(s) tarifário(s).

Dessa forma, o aditamento do contrato de concessão e permissão representou um elemento novo que elimina, a partir da adesão (assinatura) das distribuidoras aos referidos contratos, as eventuais incertezas quanto à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as distribuidoras e o órgão regulador, e que até então eram considerados ativos e passivos regulatórios os quais não possuíam garantias de recuperação ou liquidação.

Sendo assim, a partir da alteração e aditivo ao contrato de concessão, referidos ativos e passivos passaram a ser registrados nas demonstrações contábeis das distribuidoras de energia elétrica e classificados como instrumento financeiro.

Em 31 de dezembro de 2014, a Companhia efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. Dessa forma, a Companhia apurou o saldo líquido dos ativos e passivos de CVA e outros componentes financeiros, tendo como consequência o registro de um ativo líquido em contrapartida ao resultado na rubrica de receita de vendas de bens e serviços, e, a partir de 1º de janeiro de 2015 a Companhia passou a reconhecer as atualizações monetárias sobre os referidos saldos no resultado na rubrica de receitas financeiras.

	31/03/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Diferimentos tarifários (CVAs)	149.005	13.298	113.163	44.576
Compra de energia	202.665	17.971	138.931	55.555
Encargo de serviço do sistema - ESS	(86.210)	(7.522)	(46.403)	(18.502)
Uso da rede básica	35.324	3.084	19.690	7.933
Outros	(2.774)	(235)	945	(410)
Outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	142.943	10.881	38.317	110.353
Sobrecontratação de energia	4.530	1.986	42.310	17.700
Recomposição de ICMS	103.618	9.010	30.710	91.210
Diferencial Eletronuclear	5.472	476	5.497	2.434
Postergação da revisão tarifária	-	-	(34.574)	-
Outros ativos e passivos regulatórios	29.323	(591)	(5.626)	(991)
Total dos outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	291.948	24.179	151.480	154.929

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

a) Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

A Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002, estabeleceu a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - CVA, com o propósito de registrar as variações de custos, negativas ou positivas, ocorridas no período entre reajustes tarifários anuais, relativos aos itens previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, e são atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

b) Repasse de sobrecontratação de energia (energia excedente)

As distribuidoras de energia elétrica são obrigadas a garantir 100% do seu mercado de energia por meio de contratos aprovados, registrados e homologados pela ANEEL. O Decreto nº 7.945/2013 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição, de acordo também com a Resolução ANEEL nº 255/2007.

Com relação à exposição involuntária ao mercado de curto prazo, não serão aplicáveis as penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição, garantindo desta forma o repasse integral as tarifas dos consumidores finais dos custos incorridos.

c) Recomposição de ICMS

Durante o processo de reajuste tarifário, a Aneel autorizou o repasse na tarifa do custo histórico não compensado, correspondente à alteração dos critérios de classificação da Subclasse Residencial Baixa Renda e à majoração da alíquota do imposto em determinados contratos de compra de energia, os quais atualizados pelo Índice Geral de Preço do Mercado - IGP-M (até mar/14) somam R\$ 149.556 mil relativos às competências entre maio de 2003 e junho de 2013. Esse valor será repassado aos consumidores em quatro eventos tarifários. No presente processo tarifário a Companhia já amortizou o montante de R\$ 37.389.

Além disso, também foi homologado no reajuste de 2014, o montante referente ao período de julho de 2013 a fevereiro de 2014, no montante de R\$ 8.975 mil, que também já foi amortizado.

d) Diferencial Eletronuclear

Refere-se à diferença entre a tarifa praticada e a tarifa de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determinado na Lei nº 12.111/2009. A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor está sendo repassado mensalmente pelas distribuidoras à Eletronuclear entre 2013 e 2015, conforme homologado pela REH 1.406/2012. Esses mesmos valores estão sendo repassados nas tarifas da Companhia.

e) Postergação da revisão tarifária

De acordo com o Despacho nº 4.991, de 29 de dezembro de 2011, as Companhias que passaram pela revisão tarifária no ano de 2011, e que devido à Audiência Pública nº 40, não tiveram os valores homologados pela ANEEL, tiveram que reconhecer contabilmente, com base na melhor estimativa, o impacto da referida revisão tarifária correspondente ao exercício de 2011 e para os meses de janeiro, fevereiro e março de 2012.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

A Nota Técnica nº 111/2013-SRE/ANEEL estabeleceu que o valor anual da diferença de receita em questão foi devidamente apurado, por modalidade tarifária, e atualizado mensalmente pela variação do IGPM até abril de 2012, perfazendo um total negativo de R\$ 245.768 (a valores de abril/2012). Ainda conforme referida Nota Técnica, este valor foi atualizado até abril de 2013, provisoriamente, de acordo com a forma de remuneração contida na Nota Técnica nº 185/2012 - SRE/ANEEL.

Por meio da Resolução Normativa nº 552, de 21 de maio de 2013, a ANEEL determinou que este componente financeiro fosse atualizado pela aplicação da taxa do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - SELIC. Assim, no reajuste tarifário de 2014, foi incluído nas tarifas da Companhia o componente financeiro negativo relativo ao passivo total atualizado pela SELIC, descontando-se o montante já considerado no reajuste de 2013, encerrando, com isso, toda a devolução a seus consumidores.

12. Benefício fiscal - ágio incorporado

Ágio de incorporação da controladora

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., aprovada em Assembleia 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.

O registro contábil está de acordo com as disposições da Instrução CVM nº 319/99, alterada pela Instrução nº 349/01 que consistem na constituição de uma provisão sobre o ágio a amortizar em contrapartida 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.

O quadro a seguir demonstra a abertura dos valores de ágio e sua provisão, bem como o efeito na conta de reserva de capital no patrimônio líquido:

Benefício fiscal - ágio incorporado	31/03/2015	31/12/2014
Ágio da incorporação	775.961	775.960
Amortização acumulada	(590.980)	(585.061)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	307.028	303.121
Saldo	62.644	64.655
Circulante	7.879	8.049
Não circulante	54.765	56.606
Reserva de capital	31/03/2015	31/12/2014
Ágio da incorporação	775.960	775.960
(-) Desdobramento e resgate de ações	(125.407)	(125.407)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Saldo	221.188	221.188

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****13. Depósitos vinculados a litígios**

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Trabalhistas	15.858	11.179
Cíveis	19.596	19.313
Fiscais	3.587	3.513
Total	<u>39.041</u>	<u>34.005</u>

14. Ativo indenizável (concessão)

Refere-se à parcela dos investimentos realizados e não amortizados 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 decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 – (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contrato de Concessão.

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

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

Saldo em 31 de dezembro de 2013	630.799
Transferências do ativo intangível	257.891
Marcação a mercado - ativo indenizável	(104.977)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>783.713</u>
Transferências do ativo intangível	2.452
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>15.147</u>
Saldo em 31 de março de 2015	<u>801.312</u>

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

Quando da extinção da concessão ao final do contrato, ou em outra possibilidade neste prevista, dar-se-á, de pleno direito a reversão ao Poder Concedente, dos bens vinculados ao serviço público de distribuição de energia, procedendo às devidas avaliações e levantamentos para a determinação do montante de indenização devida à companhia, sendo observados os valores e as datas de incorporação destes bens ao sistema elétrico.

Valor novo de reposição – Lei nº 12.783/13

Em 11 de janeiro de 2013, foi promulgada a Lei nº 12.783 que tornou definitiva a Medida Provisória nº 579 de 11 de setembro de 2012, que dispunha sobre a prorrogação e licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências.

De acordo com este normativo legal, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

15. Intangível

A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais		Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.719.428	(1.770.968)	(594.087)	1.354.373	620.422	(225.624)	394.798	1.749.171
Adições	-	-	-	-	264.661	(9.680)	254.981	254.981
Baixas	(140.081)	120.090	-	(19.991)	-	-	-	(19.991)
Amortização	-	(209.654)	31.185	(178.469)	-	-	-	(178.469)
Transferências	663.482	-	(74.118)	589.364	(663.482)	74.118	(589.364)	-
Transferências para o ativo indenizável	(257.891)	-	-	(257.891)	-	-	-	(257.891)
Reclassificação do imobilizado	2.805	-	-	2.805	799	-	799	3.604
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.987.743	(1.860.532)	(637.020)	1.490.191	222.400	(161.186)	61.214	1.551.405
Adições	-	-	-	-	48.203	(9.315)	38.888	38.888
Baixas	(4.550)	-	-	(4.550)	-	-	-	(4.550)
Amortização	-	(45.059)	8.405	(36.654)	-	-	-	(36.654)
Transferências	9.479	-	(2.141)	7.338	(9.479)	2.141	(7.338)	-
Transferências para o ativo indenizável	(2.452)	-	-	(2.452)	-	-	-	(2.452)
Saldo em 31 de março de 2015	3.990.220	(1.905.591)	(630.756)	1.453.873	261.124	(168.360)	92.764	1.546.637

O ativo intangível em curso refere-se, substancialmente, a obras de expansão e preservação do sistema de distribuição de energia elétrica que é reconhecido na medida em que a Companhia tem o direito de cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, de acordo com definições da ANEEL para fins tarifários e de determinação da indenização dos bens reversíveis. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será amortizado de forma linear e limitado ao prazo remanescente do contrato de concessão da Companhia. Esse intangível é avaliado pelo custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo de vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro nos moldes da Lei nº 12.783.

Obrigações especiais 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 em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

Em conformidade com o ofício nº 1.314/2007-SFF/ANEEL, de 27 de junho de 2007, que determina o registro da amortização mensal na obrigação especial, que decorre da participação nos investimentos não condicionadas a qualquer retorno para a concessão, tal registro é iniciado somente a partir da segunda revisão tarifária da Companhia, e a amortização teve seus primeiros registros em abril de 2009, baseados em uma taxa média.

Ao final da concessão, o valor residual das obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica será deduzido do ativo financeiro (indenização).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

16. Fornecedores

	31/03/2015	31/12/2014
Suprimento e transporte de energia		
Compra de energia	237.137	247.969
Energia livre	16.004	8.516
Encargo de uso da rede	11.418	11.005
Diferencial Eletronuclear	6.608	8.592
Partes relacionadas (vide nota 20)	91.740	94.113
Materiais e serviços	53.899	70.943
Total	416.806	441.138
Circulante	409.756	434.264
Não circulante	7.050	6.874

17. Obrigações fiscais

	31/03/2015			31/12/2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	1.966	-	1.966	-	-	-
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	68.368	-	68.368	54.112	-	54.112
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.738	14.917	16.655	1.719	15.045	16.764
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	31.563	-	31.563	6.852	-	6.852
Programa de integração social - PIS	6.849	-	6.849	1.484	-	1.484
Imposto sobre serviços - ISS	1.508	-	1.508	1.536	-	1.536
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	1.551	-	1.551	1.754	-	1.754
Outros tributos e contribuições	6.011	-	6.011	6.124	-	6.124
Total	119.554	14.917	134.471	73.581	15.045	88.626

18. Empréstimos e financiamentos

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

	31/03/2015			31/12/2014		
	Circulante	Principal	Não circulante	Circulante	Principal	Não circulante
Moeda estrangeira:						
União Federal - Bônus de desconto (i)	22	-	3.661	9	-	3.031
União Federal - Bônus ao par (i)	150	-	5.246	56	-	4.344
Total moeda estrangeira	172	-	8.907	65	-	7.375
Moeda nacional:						
Eletronuclear (ii)	10	10.205	49.450	16	10.212	52.006
Banco do Nordeste - FNE (iii)	268	21.237	63.713	304	21.237	69.022
BNDES FINAME 2012-2013 (iv)	42	4.121	29.879	46	4.121	30.909
BNDES FINEM 2012-2013 A (iv)	226	12.960	55.078	238	12.960	58.318
BNDES FINEM 2012-2013 B (iv)	253	12.960	55.078	268	12.960	58.319
ITAÚ CCB (v)	555	-	150.000	5.070	-	150.000
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (vi)	13.846	-	300.000	4.692	-	300.000
Total moeda nacional	15.200	61.483	703.198	10.634	61.490	718.574
Total de empréstimos e financiamentos	15.372	61.483	712.105	10.699	61.490	725.949

	31/03/2015		Tipo de amortização	31/12/2014	
	Início	Vencimento		Garantias	Encargos financeiros
Moeda estrangeira:					
União Federal - Bônus de desconto (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Recebíveis e conta reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal - Bônus ao par (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Recebíveis e conta reserva	USD + 6,2% a.a.
Moeda nacional:					
Eletronuclear (ii)	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Recebíveis e nota promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste - FNE (iii)	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Fiança bancária e conta reserva	10% a.a.
BNDES FINAME 2012-2013 (iv)	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Recebíveis e conta reserva	3,00% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 A (iv)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e conta reserva	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 B (iv)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e conta reserva	TJLP + 3,8% a.a.
ITAÚ CCB (v)	20/03/2014	20/03/2019	Mensal	-	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (vi)	12/11/2014	07/11/2019	Anual	-	107% CDI

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

- (i) União Federal (agente financeiro: Banco do Brasil): dívida de médio e longo prazo (DMLPs) - Confissão de dívida com a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos (quatro deles já liquidados), remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos).
- (ii) Eletrobras: Empréstimo contratado 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.
- (iii) Banco do Nordeste do Brasil - Programa de incentivo as fontes alternativas de energia (Proinfra) - A Companhia celebrou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de inversões fixas, através de recursos do FNE/PROINFRA.
- (iv) BNDES FINAME/FINEM: Financiamentos para o plano de investimento 2012/2013 da Companhia contratados em 28 de junho de 2013, no montante total de R\$ 217.185, através de sindicato liderado pelo Itaú, com repasse de recursos do BNDES. Até 31 de março de 2014 havia sido liberado pelo BNDES 89% do total do contrato.
- (v) Cédula de crédito bancário Itaú: Empréstimo com vencimento em março de 2019, na modalidade de capital de giro destinados ao apoio financeiro da companhia e utilizados para cobrir custos operacionais.
- (vi) Cédula de Crédito Bancário Banco do Brasil: Empréstimo com vencimento em novembro de 2019, na modalidade de Crédito Agrário destinados ao apoio financeiro da companhia.

Nas operações de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e ao Banco do Brasil, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 31 de março de 2015:

Obrigações especiais financeiras	Banco	Índice
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	BNDES / FINEM	3,50
Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	BNDES / FINEM	0,60
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	Banco do Brasil (BB Agropecuário)	3,00

O principal dos empréstimos e financiamentos a longo prazo, tem sua curva de amortização distribuída da seguinte forma:

	31/03/2015
2016	120.855
2017	185.412
2018	184.820
2019	168.258
Após 2019	52.760
	712.105

Os contratos de DMLP com variação em moeda estrangeira contratados com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não estão vinculados 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 0,72% da dívida total, na posição de 31 de março de 2015.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

19. Debêntures

	31/03/2015			31/12/2014		
	Encargos	Principal	Não	Encargos	Principal	Não
	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante	Circulante
1ª Série 3ª Emissão	5.860	52.000	52.000	2.613	52.000	52.000
2ª Série 3ª Emissão	11.350	-	369.733	5.105	-	356.970
(-) Custo de transação	-	(377)	(727)	-	(377)	(820)
Total sem efeito de swap	17.210	51.623	421.006	7.718	51.623	408.150
Resultado das operações de swap	-	(1.495)	(4.503)	-	(585)	(4.984)
Total de debêntures	17.210	50.128	416.503	7.718	51.038	403.166

Características das emissões:

Características	3ª Emissão 1ª Série	3ª Emissão 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	10.400 debêntures simples	29.600 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10	R\$ 10
Data de emissão	15 de outubro de 2011	15 de outubro de 2011
Vencimento inicial	15 de outubro de 2015	15 de outubro de 2016
Vencimento final	15 de outubro de 2016	15 de outubro de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,97% a.a.	6,85% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

A Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, conforme definido na escritura de emissão das debêntures e seus respectivos aditamentos.

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

Em 26 de setembro de 2014 foi realizada a Assembleia Geral de Debenturistas da 3ª Emissão, na qual foram aprovadas as alterações dos textos das Escrituras de Emissão, a fim de modificar a metodologia de cálculo do EBITDA*, incluindo em sua composição ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, e a eliminação da condição de vencimento antecipado automático para o descumprimento de índices financeiros por dois trimestres consecutivos. A alteração aprovada não modificou o patamar histórico dos *covenants* financeiros e teve como objetivo refletir de forma mais adequada os resultados econômicos da Companhia, eliminando a volatilidade decorrente da exclusão desses ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, no cálculo do EBITDA para fins de aferição dos índices financeiros exigidos.

*Conforme definido na escritura de emissão das debêntures, o EBITDA significa o lucro ou prejuízo da Emissora, relativo aos últimos 12 (doze) meses, antes da contribuição social e imposto de renda, equivalência patrimonial, resultados financeiros, provisão para contingências, provisão para créditos de liquidação duvidosa, baixas de títulos incobráveis, depreciação e amortização e ajustes positivos e negativos da CVA – Conta de Ajustes das Variações da Parcela A, desde que não incluídos no resultado operacional (informações não revisadas).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Em 31 de março de 2015, a Companhia atendeu todos os indicadores requeridos pelas respectivas escrituras de emissão.

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

	2016	2017	2018	Total
1ª série - 3ª emissão	52.000	-	-	52.000
2ª série - 3ª emissão	123.234	123.234	123.265	369.733
(-) Custo de transação	(263)	(253)	(211)	(727)
Total a amortizar	174.971	122.981	123.054	421.006

20. Partes relacionadas

A Companhia mantém operações com partes relacionadas que pertencem ao mesmo grupo econômico, cujos montantes, natureza das transações e efeitos nas informações trimestrais estão demonstrados a seguir:

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/03/2015				
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/(despesa)	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a)	Compra de energia	-	90.341	-	(147.158)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(b)	Compra de energia	-	540	-	(1.288)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(c)	Encargo de uso	-	292	-	(653)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	Confissão de dívida	-	607	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(e)	Plano de pensão	-	-	85.701	(873)	24
EN-Comercio e Serviço SA (Práti)	(f)	Arrecadação	40	-	-	172	-
Enel Energy Europe	(g)	Serviço	-	567	-	(825)	-
			40	92.347	85.701	(150.625)	24
(-) Plano de pensão			-	607	85.701	-	-
Partes relacionadas			40	91.740	-	(150.625)	24

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/12/2014				
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/(despesa)	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a)	Compra de energia	-	91.834	-	(131.373)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(b)	Compra de energia	-	643	-	(1.555)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(c)	Encargo de uso	-	290	-	(407)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	Confissão de dívida	-	770	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(e)	Plano de pensão	-	-	90.312	(953)	100
EN-Comercio e Serviço SA (Práti)	(f)	Arrecadação	40	-	-	115	-
Enel Energy Europe	(g)	Serviço	-	1.346	-	(907)	-
			40	94.883	90.312	(135.080)	100
(-) Plano de pensão			-	770	90.312	-	-
Partes relacionadas			40	94.113	-	(135.080)	100

* Esses valores são classificados como contas a receber, fornecedores e obrigações com benefícios pós-emprego, respectivamente (vide Notas 7, 16 e 22).

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

- CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A.: Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da Companhia.
- CDSA - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.: Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da Companhia.
- CIEN - Companhia de Interconexão Energética: Os saldos incorridos estão relacionados com as despesas com a Rede Básica no período.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

d) FAELCE - Confissão de dívida:

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

Em 30 de setembro de 1999 a Companhia celebrou com a FAELCE um contrato tendo por objeto a consolidação da dívida no valor de R\$ 46.600, 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 setembro de 2007 foi assinado um terceiro aditivo com o valor da dívida atualizada em R\$ 62.200, 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.

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.

e) FAELCE - Plano de pensão:

A Companhia, como mantenedora da FAELCE, realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira da FAELCE e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como "Benefício Definido" e "Contribuição Definida".

f) EN-Brasil Comércio e Serviços S.A. ("Prátil"): Contrato com a Prátil para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia.

g) Enel Energy Europe: A Companhia mantém contrato com a Enel Energy referente a serviços de licenciamento, implementação e manutenção de software.

Remuneração da administração

A remuneração total do conselho de administração e dos administradores da Companhia no trimestre findo em 31 de março de 2015 foi de R\$ 2.407 (R\$ 2.407 em 31 de março de 2014). A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

21. Programas de P&D e de eficiência energética

	31/03/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Programa de Eficiência Energética	5.481	31.412	7.726	26.917
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	1.162	26.895	5.527	25.054
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(124)	-	416	-
Ministério de Minas e Energia- MME	(437)	-	(165)	-
Total	6.082	58.307	13.504	51.971

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 para os Programas de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico e de Eficiência Energética, distribuído de acordo com os percentuais determinados pela ANEEL.

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.

O saldo negativo do FNDCT e do MME se referem a valores pagos a maior e que poderão ser compensados posteriormente.

22. 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 Companhia, 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 na mesma proporção do participante. O valor da contribuição varia em função da remuneração, tendo seu cálculo definido com base nas alíquotas 2,5%, 4,0% e 9,0%, aplicadas "em cascata".

b) Plano de Benefício Definido (BD)

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

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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 setembro de 2007 foi assinado um terceiro aditivo, conforme resolução CGPC nº 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social. O pagamento desse contrato foi feito em 14 parcelas semestrais e sucessivas, sendo iniciado em 31 de dezembro de 2007 e finalizado em 30 de junho de 2014.

c) Plano de assistência médica

O plano de saúde, administrado pela Unimed Fortaleza, é regido por contrato que prevê cláusula de reajuste periódico das contribuições ao plano em função da sinistralidade do grupo. O custeio é determinado per capita com base em tabela, segregada em 10 faixas etárias, de acordo com o critério permitido pela Agência Nacional de saúde suplementar - ANS.

O plano pode ser segregado em 3 grupos distintos e que compartilham a mesma apólice:

- ▶ Ativos - o plano é extensivo aos empregados e seus dependentes. O custo cobrado pela administradora do plano é parcialmente coberto pela empresa, observada a proporção contributiva estipulada em função de faixa salarial atingida. Pelo fato de serem contributivos por empregado, geram benefício de permanência vitalícia após 10 anos de vínculo, conforme Lei 9.656.
- ▶ Aposentados Lei 9.656 - grupo que exerceu o direito de permanência no plano, desde que mantido às próprias expensas, conforme Lei 9.656. O custo é cobrado diretamente pela Unimed, administradora do plano, conforme as regras do plano.
- ▶ Aposentados Especiais - grupo fechado de aposentados e seus dependentes, custeados parcialmente pela empresa (60%), decorrente de negociação, ratificada através de acordo coletivo.

d) Benefício de pagamento da multa do FGTS na aposentadoria

Nos casos de aposentadoria em qualquer das categorias, havendo extinção do contrato de trabalho, fica assegurado ao empregado o recebimento da multa equivalente a 40% do saldo do FGTS para fins rescisórios nos termos dos Atos das Disposições Constitucionais Transitórias.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
Custo do serviço corrente	(59)	2.892
Custos dos juros	<u>2.430</u>	<u>5.014</u>
Total de despesas (receitas)	<u><u>2.371</u></u>	<u><u>7.906</u></u>

Premissas biométricas adotadas

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo foram:

<u>Principais premissas atuariais</u>	<u>BD</u>	<u>CD</u>	<u>Plano de</u>	<u>FGTS</u>
Taxa de desconto	12,52%	12,52%	12,52%	12,52%
Taxa do crescimento salarial	9,18%	9,18%	N/A	9,18%
Taxa de inflação esperada	6,00%	6,00%	6,00%	6,00%
Reajuste de benefícios concedidos de prestação continuada	6,00%	6,00%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Light-Média	Light-Média	Light-Média	Light-Média
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	N/A

Para avaliação atuarial do trimestre findo em 31 de março de 2015, foi adotada premissa de crescimento dos custos médicos (inflação médica) de 9,18% a.a. (3% a.a. em termos reais).

23. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

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

Provisões com risco provável

Segue abaixo quadro demonstrativo das provisões para contingências constituídas pela Companhia:

	<u>31/12/2014</u>	<u>31/03/2015</u>				<u>Saldo acumulado</u>
	<u>Saldo acumulado</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Atualizações monetárias</u>	<u>Pagamentos</u>	
Trabalhistas(a)	32.690	4.933	(2.162)	5.853	(2.055)	39.259
Cíveis (b)	60.152	4.661	(2.030)	3.860	(1.660)	64.983
Fiscais	1.997	-	-	94	-	2.091
Regulatório (c)	88.352	-	-	(579)	(6.789)	80.984
Total	<u>183.191</u>	<u>9.594</u>	<u>(4.192)</u>	<u>9.228</u>	<u>(10.504)</u>	<u>187.317</u>

a) Riscos trabalhistas

As principais causas trabalhistas têm naturezas diversas e são relacionadas à indenização por acidentes, responsabilidade solidária, adicional de periculosidade, verbas rescisórias, reintegração, abono salarial, diferenças salariais, horas extras, e outros processos trabalhistas.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

b) Riscos cíveis

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 ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

c) Riscos regulatórios

Em 31 de março de 2015, a Companhia efetuou uma reclassificação nos montantes relacionados às multas ARCE (Penalidades regulatórias, que estão diretamente relacionadas com indicadores de desempenho da ANEEL), ora divulgado em outros passivos não circulantes e que a partir de agora serão demonstradas na nota de contingências, para melhor apresentação e comparabilidade das informações.

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:

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Trabalhistas (a)	43.910	41.085
Cíveis (b)	676.897	644.569
Juizados especiais (b)	9.971	8.135
Fiscais (c)	452.479	396.678
	<u>730.778</u>	<u>1.090.467</u>

a) Riscos trabalhistas

As principais causas trabalhistas são relacionadas a pagamento de horas extras, reintegração, responsabilidade subsidiária e solidária, diferenças salariais, verbas rescisórias, dano moral e material, acidente de trabalho, etc.

b) Riscos cíveis

Engloba processos classificados como possível, nos quais a Companhia é ré, vinculada a processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, ações judiciais envolvendo pedido de indenização por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

c) 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.

- c.1) No âmbito estadual, a Companhia discute diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 360.412 em 31 de março de 2015 (R\$ 307.636 em 31 de dezembro de 2014) e tratam de: regime especial originado do termo de acordo 035/91; base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; cancelamento de faturas; estorno de crédito – consumidor baixa renda; imposto em determinadas operações; energia adquirida para consumo próprio e diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais.
- c.2) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com o Município de Fortaleza referentes ao ISS que totalizam o montante de R\$53.617 em 31 de março de 2015 (R\$ 50.792 em 31 de dezembro de 2014) e tratam de: serviços acessórios; locação de bens móveis; retenção na fonte e serviços prestados em outros Municípios. E com o Município de Iguatu execução fiscal no valor de R\$3.125 em 31 de março de 2015.
- c.3) Em relação aos tributos federais, a Companhia possui (i) processos administrativos referentes ao IRPJ que totalizam o montante de R\$ 7.578 (R\$7.530 em 31 de dezembro de 2014), (ii) processo judicial referente ao IRPJ e à CSLL no valor de R\$ 19.620 (R\$ 19.573 em 31 de dezembro de 2014), bem como um (iii) processo judicial referente a COFINS no valor de R\$ 1.070 em 31 de março de 2015 (R\$ 1.064 em 31 de dezembro de 2014).

A Companhia, além dos processos descritos, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de CSLL, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total de R\$ 7.056 (R\$ 7.000 em 31 de dezembro de 2014).

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

24. Patrimônio líquido

a) Capital social

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

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B		Total (II)	(I) + (II)		
Enel Brasil S.A.	44.061.433	91,66%	1.770.000	6,26%	-	0,00%	1.770.000	5,94%	45.831.433	58,87%
Enerjis	3.002.812	6,25%	8.818.006	31,21%	424	0,03%	8.818.430	29,60%	11.821.242	15,18%
Eletrobras	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos e Clubes de Investimento	3.710	0,01%	5.897.923	20,88%	-	0,00%	5.897.923	19,80%	5.901.633	7,58%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.553.570	12,58%	-	0,00%	3.553.570	11,93%	4.472.973	5,75%
Outros	80.579	0,17%	4.245.445	15,03%	3.097	0,20%	4.248.542	14,27%	4.329.121	5,56%
Total de Ações	48.067.937	100,00%	28.252.700	100,00%	1.534.662	100,00%	29.787.362	100,00%	77.855.299	100,00%

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 reforço de capital de giro é criada somente depois de considerados os requisitos de dividendo mínimo e seu saldo não podem exceder o montante do capital integralizado, conforme os termos do artigo 29, alínea d, IV do estatuto social da Companhia. A reserva de reforço de capital de giro pode ser usada na absorção de prejuízos, se necessário, para capitalização, pagamento de dividendos ou recompra de ações.

d) Reserva de incentivo fiscal

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

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

Em atendimento à Lei nº 11.638/07 e CPC 07, o valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da Lei foi contabilizado no resultado do período, 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 em 31 de março de 2015 o valor de R\$ 26.232 (R\$ 84.904 em 31 de dezembro de 2014) de incentivo fiscal SUDENE, calculado com base no lucro da exploração, aplicado a redução de 75% do imposto de renda apurado pelo lucro real.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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 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 das Sociedades por Ações.

g) Outros resultados abrangentes

O CPC 38 que determina que a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como hedge de fluxo de caixa devem ser reconhecidas diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes. Sendo assim, a Companhia em 31 de março de 2015 reconheceu o valor líquido de R\$ 283 (R\$ 269 em 31 de março de 2013) na rubrica de outros resultados abrangentes.

25. Lucro por ação

Em atendimento à Deliberação CVM nº 636, de 06 de agosto de 2010, que aprovou o CPC 41 - Resultado por ação ("CPC 41"), a Companhia apresenta a seguir as informações sobre o resultado por ação para o período findo em 31 de março de 2015 e 31 de março de 2014.

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
Lucro líquido do período	131.548	64.646
Lucro atribuível as ações ordinárias	81.218	39.913
Nº de ações ordinárias (em unidades)	48.067.937	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	1,69	0,83

O cálculo básico de resultado por ação é feito através da divisão do lucro líquido do período, atribuído aos detentores de ações ordinárias da Companhia, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o período.

O resultado diluído por ação é calculado através da divisão do lucro líquido atribuído aos detentores de ações ordinárias da Companhia pela quantidade média ponderada de ações ordinárias disponíveis durante o período mais a quantidade média ponderada de ações ordinárias que seriam emitidas na conversão de todas as ações ordinárias potenciais diluídas em ações ordinárias.

O lucro por ação, básico e diluído, da Companhia é de R\$ 1,69 (um real e sessenta e nove centavos) em 31 de março de 2015 e R\$ 0,83 (oitenta e três centavos) em 31 de março de 2014. Não existe diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****26. Receita líquida**

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, está disposta abaixo:

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
Fornecimento faturado	981.921	786.078
Fornecimento não faturado	22.747	(14.042)
Consumidores, concessionários e permissionários	<u>1.004.668</u>	<u>772.036</u>
Subvenção baixa renda	52.022	49.207
Subvenção CDE - desconto tarifário	59.803	35.036
Receita de uso da rede elétrica (consumidores livres-revenda)	19.018	18.184
Receita de construção	38.888	42.227
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	250.363	-
Outras receitas	7.606	14.533
Receita operacional bruta	<u>1.432.368</u>	<u>931.223</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(250.084)	(186.796)
PIS	(13.559)	(4.936)
COFINS	(61.377)	(22.735)
P&D e eficiência energética	(8.791)	(7.129)
Encargo setorial CDE	(15.779)	(1.564)
Taxa de fiscalização	(1.105)	(1.210)
Outros impostos	(23)	(729)
Total de deduções de receita	<u>(350.718)</u>	<u>(225.099)</u>
Total	<u><u>1.081.650</u></u>	<u><u>706.124</u></u>

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****27. Custos e despesas operacionais**

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

Descrição	31/03/2015				31/03/2014	
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(35.661)	-	(9.989)	-	(45.650)	(34.847)
Material	(11.543)	-	(49)	-	(11.592)	(2.020)
Serviços de terceiros	(41.446)	(1.343)	(11.703)	-	(54.492)	(56.818)
Energia elétrica comprada para revenda	(643.378)	-	-	-	(643.378)	(455.837)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(45.275)	-	-	-	(45.275)	(23.452)
Depreciação e amortização	(35.987)	-	(2.344)	-	(38.331)	(35.592)
Provisão para desativação de bens	(4.550)	-	-	-	(4.550)	-
Reversão de perdas de estoques	-	-	-	-	-	2.115
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(6.543)	-	-	(6.543)	(1.866)
Custo de construção	(38.888)	-	-	-	(38.888)	(42.227)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(5.402)	-	(5.402)	(3.913)
Indenizações DIC / FIC	(1.792)	-	-	-	(1.792)	(1.687)
Outras despesas operacionais	(4.053)	-	(2.903)	(607)	(7.563)	(10.545)
Total	(862.573)	(7.886)	(32.390)	(607)	(903.456)	(666.689)

Despesa de pessoal	31/03/2015	31/03/2014
Remuneração	(25.065)	(19.331)
Encargos sociais	(8.936)	(8.224)
Provisão de férias e décimo	(2.633)	(3.020)
Plano de saúde (*)	(2.300)	(2.178)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(3.749)	(3.354)
Participação nos resultados	(2.981)	(2.706)
Previdencia Privada	(1.155)	(1.053)
Outros	(52)	(144)
(-) Transferências para intangível em curso	1.221	5.163
Total	(45.650)	(34.847)

* A variação na linha de plano de saúde recorreram basicamente pelo motivo mencionado na Nota 9.

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

A composição dos custos com energia elétrica está disposta abaixo:

Custo com energia elétrica comprada para revenda (*)	31/03/2015	31/03/2014
Energia elétrica comprada		
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza - CGTF	(147.158)	(131.373)
CCEE - Câmara de comercialização de energia elétrica	46.382	(54.761)
Devolução Conta Energia de Reserva - CONER	7.281	4.871
CCEAR's - Contratos de comercialização de energia no ambiente regulado	(308.331)	(210.549)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas - PROINFA	(14.700)	(14.841)
Eletrobras termonuclear S/A - Eletronuclear	(16.219)	(13.889)
Cotas de garantia física	(17.993)	(19.070)
(-) Recuperação despesa térmicas	-	13.287
Risco Hidrológico	(45.315)	23.260
(-) Recuperação despesa risco hidrológico	-	(23.260)
Exposição involuntária	(147.154)	(163.637)
(-) Recuperação despesa exposição involuntária	-	134.262
Outros	(171)	(137)
Subtotal	(643.378)	(455.837)
Encargos de uso rede de transmissão		
Rede básica	(26.698)	(16.343)
Encargos de conexão	(2.596)	(1.799)
Outros custos com energia		
Encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	(584)	-
Encargo do serviço do sistema - ESS	(15.397)	(5.310)
Subtotal	(45.275)	(23.452)
Total	(688.653)	(479.289)

* O aumento dos custos de energia recorrem basicamente aos motivos já mencionados na Nota 4.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****28. Resultado financeiro**

A composição do resultado financeiro está disposta abaixo:

	<u>31/03/2015</u>	<u>31/03/2014</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	5.251	2.083
Multas e acréscimos moratórios em conta de energia	11.895	9.033
Receita de ativo indenizável	15.147	28.428
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	11.426	-
Outras receitas financeiras	569	1.621
Total das receitas financeiras	<u>44.288</u>	<u>41.165</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(14.357)	(6.956)
Encargos de dívidas	(29.334)	(17.422)
Encargos fundo de pensão	(2.430)	(2.147)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(9.228)	(5.229)
Atualizações de impostos e multas	(959)	(1.045)
Custo de transação	(94)	(94)
Correção P&D/PEE	(182)	(161)
IOF/IOC	(910)	(3.167)
Multas	(1.330)	(1.442)
Baixa depósito judicial	-	(4.191)
Outras despesas financeiras	(2.771)	(4.790)
Total das despesas financeiras	<u>(61.595)</u>	<u>(46.644)</u>
Resultado financeiro	<u>(17.307)</u>	<u>(5.479)</u>

* A variação na linha de plano de saúde recorreram basicamente pelo motivo mencionado na Nota 9.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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 abaixo:

	31/03/2015		31/03/2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	160.886	160.886	33.956	33.956
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	(40.216)	(14.480)	(8.483)	(3.056)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	26.232	-	42.655	-
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(1.571)	(565)	(540)	(169)
Ágio e perdas indedutíveis	(595)	(320)	1.918	563
Outros	1.601	575	-	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(14.549)	(14.790)	35.550	(2.662)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(13.289)	(14.355)	(18.868)	(22.278)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(1.260)	(435)	54.418	19.616
Total	(14.549)	(14.790)	35.550	(2.662)

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/03/2015	31/12/2014	31/12/2014	31/12/2014
IR e CS sobre diferenças temporárias	108.950	107.010	1.940	36.674
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	39.767	38.678	1.089	79
Provisão para ações judiciais e regulatórias	66.705	67.238	(533)	36.640
Provisão para obsolescência de estoque	1.042	1.039	3	(720)
Outas	1.436	55	1.381	675
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(42.149)	(38.514)	(3.635)	37.360
Ativo indenizável (concessão)	(44.048)	(40.394)	(3.654)	(9.666)
Desreconhecimento de passivo regulatório	-	-	-	46.981
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.813)	(1.832)	19	44
Diferido perdas de bens	3.712	3.712	-	1
Subtotal - impacto no resultado de exercício	66.801	68.496	(1.695)	74.034
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	47.089	47.235	(146)	(138)
Plano de pensão	49.128	49.128	-	-
Swap	(2.039)	(1.893)	(146)	(138)
Total	113.890	115.731	(1.841)	73.896

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

30. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro

Considerações gerais

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

Fatores de risco

A linha de negócio principal 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 seu negócio:

a) 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 prováveis riscos de realização das contas a receber.

b) Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do setor.

Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a COELCE justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas.

c) Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, através do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de março de 2015						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	4.064	7.762	23.063	127.527	10.624	173.040
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	3.144	23.875	46.642	715.570	10.410	799.641
Debêntures	6.426	-	85.103	484.132	-	575.661
	13.634	31.637	154.808	1.327.229	21.034	1.548.342
31 de dezembro de 2014						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	3.882	7.906	34.811	142.479	39.536	228.614
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	2.160	15.874	69.241	708.219	16.566	812.060
Debêntures	-	-	89.891	471.915	-	561.806
	6.042	23.780	193.943	1.322.613	56.102	1.602.480

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos de hedge que também estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos a seguir:

	Menos de um mês	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de março de 2015				
"Swaps" de juros 08/11/12	(1.689)	(2.229)	(2.374)	(6.292)
	(1.689)	(2.229)	(2.374)	(6.292)
31 de dezembro de 2014				
"Swaps" de juros 08/11/12	-	(3.247)	(1.161)	(4.408)
	-	(3.247)	(1.161)	(4.408)

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, a Companhia tem a seu dispor a opção de utilizar, no curto prazo, limites de conta garantida que tem contratada em 31 de março de 2015 o valor de R\$ 240.000.

d) Gestão do risco de capital

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

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 18 e 19, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 5 e 6, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 24)).

O índice de endividamento em 31 de março de 2015 é 37% e no exercício findo em 31 de dezembro de 2014 é de 38%.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobras) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, a companhia 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. Baseada nessa análise, em 2012, a Companhia realizou contratação de derivativos para fazer "swap" contra este risco, alterando o risco de taxa de juros (CDI) para taxa pré-fixada.

Em 31 de março de 2015, a Companhia possuía 78% da dívida total indexada a taxas variáveis, sendo que 11% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com o BNDES. Com finalidade de evitar riscos com variações nos índices de mercado, 11% das dívidas variáveis (9% do total) tiveram suas taxas fixadas através de contrato de swap.

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas informações trimestrais. Em 31 de março de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 5.998 (R\$ 5.569 em 31 de dezembro de 2014).

Valorização dos instrumentos financeiros

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

Categoria	Nível	31/03/2015		31/12/2014		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	144.379	144.379	180.434	95.287
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	13.638	13.638	11.455	12.023
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	57.121	57.121	54.518	60.730
Consumidores, concessionários e permissionários	Empréstimos e recebíveis	2	662.982	662.982	513.609	513.609
Instrumntos financeiros derivativos	Empréstimos e recebíveis	2	5.998	5.998	5.568	5.568
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	Empréstimos e recebíveis	2	316.127	316.127	306.409	306.409
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	801.312	791.893	783.713	783.713
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	779.881	768.083	790.698	777.031
Debêntures em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	489.839	489.840	467.491	467.418
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Empréstimos e recebíveis	2	9.079	7.677	7.440	7.034
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	416.806	416.806	441.138	441.138

As aplicações financeiras registradas nas informações trimestrais (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Valor justo hierárquico

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

- ▶ 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.

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 31 de março de 2015 estão dispostos abaixo:

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&FBOVESPA na posição de 31 de março de 2015.

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A.	1.495	5.998	4.503

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de março de 2015 havia 1 (um) contrato de *swap* de CDI para taxa fixa, a fim de diminuir a exposição às flutuações dos índices de mercado.

Em 31 de março de 2015, a Companhia detinha operações de *swap* conforme demonstrado abaixo:

Descrição	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local	
					31/03/2015	31/12/2014
Contratos de swaps						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97% a.a. 9,43%	-BRL 5.998	-BRL 5.569

Descrição	Contraparte	Valor justo		Efeito acumulado (valor a receber)	
		31/03/15	31/12/14	31/03/15	31/12/14
Contratos de swaps					
(+) Ativo		107.625	104.566	-	-
(-) Passivo	HSBC BANK BRASIL S.A.	101.627	98.997	-	-
(=) Ajuste		5.998	5.569	5.998	5.569

As operações de derivativos são realizadas a fim de proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos "Investment Grade" com "expertise" necessária para as operações. A Companhia tem por política não negociar e/ou contratar derivativos especulativos.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros, conforme Instrução CVM nº 475, de dezembro de 2008

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 através da projeção das despesas financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela BM&F.

Indexador do contrato	31/03/2015	Cenário + 25%	Cenário + 50%
IPCA	43.210	47.563	51.869
CDI	58.187	71.753	84.970
TJLP	11.557	13.285	14.993
FIXO	10.835	10.835	10.835
Dólares norte-americano	3.077	5.186	6.940
Total	126.866	148.622	169.607

Em seguida, apresenta-se a análise de sensibilidade estabelecida com o uso de cenários e projeções em relação a eventos futuros relativos ao comportamento do *swap* da Companhia:

Contrato	31/03/2015	Cenário + 25%	Cenário + 50%
Debênture 1ª série - 3ª emissão	14.837	18.049	21.178
Swap Ponta Ativa	(14.837)	(18.049)	(21.178)
Swap Ponta Passiva	9.193	9.193	9.193
Total	9.193	9.193	9.193

Conforme demonstrado acima, a variação do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* é compensada inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa. Ao mesmo tempo em que os encargos dessa dívida são substituídos pelos juros fixos da ponta passiva, evitando que oscilações do mercado afetem as despesas financeiras da Companhia.

31. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 1.724.641 em 2015, R\$ 2.078.245 em 2016, R\$ 2.174.698 em 2017 e R\$ 45.993.542 após 2017.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia representam o volume total contratado pelo preço corrente, a partir do segundo trimestre (1 de abril de 2015), que foram homologados pela ANEEL.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

32. Participação nos resultados

A Companhia implantou o programa de participação dos empregados nos resultados, nos moldes da Lei nº 10.101/00 e artigo nº 189 da Lei nº 6.404/76, baseado em acordo de metas operacionais e financeiras previamente estabelecidas com os mesmos; metas estas que vem desde o plano estratégico da Companhia até sua respectiva área, além de uma avaliação comportamental para cada colaborador.

O montante dessa participação no período de janeiro a março de 2015 foi de R\$ 2.981 (R\$ 2.706 em 31 de março de 2014).

33. Cobertura de seguros

Os principais ativos em serviço da Companhia estão segurados por uma apólice de risco operacional e também o seguro de responsabilidade civil que faz parte do programa de seguros corporativos do Grupo Enel Brasil S.A.

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia por sinistro	
	De	Até			
Risco operacional	01/11/2014	31/10/2015	R\$ 674.970	R\$	122.675
Responsabilidade civil	01/11/2014	31/10/2015	n/a	R\$	490.700

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

RELATÓRIO SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

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

Revisamos as informações contábeis intermediárias da Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais - ITR, referente ao trimestre findo em 31 de março de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A administração da Companhia é responsável pela elaboração das informações contábeis intermediárias de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária, assim como pela apresentação dessas informações de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários, aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais - ITR. Nossa responsabilidade é a de expressar uma conclusão sobre essas informações contábeis intermediárias com base em nossa revisão.

Alcance da revisão

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

Conclusão sobre as informações intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de qualquer fato que nos leve a acreditar que as informações contábeis intermediárias incluídas nas informações trimestrais acima referidas não foram elaboradas, em todos os aspectos relevantes, de acordo com o CPC 21 (R1) aplicável à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas pela Comissão de Valores Mobiliários.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Revisamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao período de três meses findo em 31 de março de 2015, preparada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM - Comissão de Valores Mobiliários aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais - ITR e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que nos leve a acreditar que não foi elaborada, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo com as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 27 de abril de 2015

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

CRC - 2SP 015.199/O-6 - F - RJ

Márcio F. Ostwald

Contador CRC - 1RJ 086.202/O-4