

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 30/06/2015	11
DMPL - 01/01/2014 à 30/06/2014	12

Demonstração do Valor Adicionado	13
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	14
--------------------------	----

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

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	59
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/06/2015
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	24/07/2015	Dividendo	31/12/2015	Preferencial	Preferencial Classe A	0,53702
Assembléia Geral Ordinária	24/07/2015	Dividendo	31/12/2015	Preferencial	Preferencial Classe B	0,53702
Assembléia Geral Ordinária	24/07/2015	Dividendo	31/12/2015	Ordinária		0,53702

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
1	Ativo Total	4.390.633	4.028.141
1.01	Ativo Circulante	1.469.245	1.227.315
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	118.241	180.434
1.01.02	Aplicações Financeiras	6.634	11.455
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	6.634	11.455
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	6.634	11.455
1.01.03	Contas a Receber	1.260.925	942.756
1.01.03.01	Clientes	714.480	506.914
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	784.164	567.489
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-102.406	-97.933
1.01.03.01.03	Partes relacionadas	80	40
1.01.03.01.04	Consumidores Baixa Renda	32.642	37.318
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	546.445	435.842
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	63.563	62.758
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	34.157	30.456
1.01.03.02.04	Aporte CCRBT	11.634	0
1.01.03.02.05	Outros Créditos	94.158	79.211
1.01.03.02.06	Benefício fiscal - ágio incorporado	7.708	8.049
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	150.178	103.303
1.01.03.02.09	Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	184.111	151.480
1.01.03.02.10	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	936	585
1.01.06	Tributos a Recuperar	83.445	92.670
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	83.445	92.670
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	83.445	92.670
1.02	Ativo Não Circulante	2.921.388	2.800.826
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.210.193	1.200.637
1.02.01.03	Contas a Receber	9.343	6.695
1.02.01.03.01	Clientes	8.888	22.520
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	455	-15.825
1.02.01.06	Tributos Diferidos	113.283	115.731
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	113.283	115.731
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	1.086.143	1.076.787
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	41.553	34.005
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	25.293	24.062
1.02.01.09.05	Beneficio fiscal - ágio incorporado	52.923	56.606
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	755.202	783.713
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	19.527	18.488
1.02.01.09.10	Valores a receber de parcela A e outros itens financeiros	187.831	154.929
1.02.01.09.11	Instrumentos financeiros derivativos - Swap	3.814	4.984
1.02.03	Imobilizado	47.214	48.784
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	38.363	37.450
1.02.03.03	Imobilizado em Andamento	8.851	11.334
1.02.04	Intangível	1.663.981	1.551.405
1.02.04.01	Intangíveis	1.663.981	1.551.405
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.601.574	1.489.891

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
1.02.04.01.02	Softwares	62.407	61.514

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2	Passivo Total	4.390.633	4.028.141
2.01	Passivo Circulante	974.521	829.870
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	36.834	39.627
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	36.834	39.627
2.01.02	Fornecedores	497.280	434.264
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	497.280	434.264
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	394.906	340.151
2.01.02.01.02	Partes Relacionadas	102.374	94.113
2.01.03	Obrigações Fiscais	122.069	73.581
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	28.407	17.933
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	92.744	54.112
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	918	1.536
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	146.377	131.530
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	73.977	72.189
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	73.901	72.124
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	76	65
2.01.04.02	Debêntures	72.400	59.341
2.01.04.02.01	Debentures	72.400	59.341
2.01.05	Outras Obrigações	119.887	98.794
2.01.05.02	Outros	119.887	98.794
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	42.348	42.354
2.01.05.02.08	Programas de Pesq, Desenv e Eficiência Energ	5.972	13.504
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	0	770
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	71.567	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	1.479.886	1.482.427
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.126.299	1.134.099
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	696.418	725.949
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	687.804	718.574
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	8.614	7.375
2.02.01.02	Debêntures	429.881	408.150
2.02.01.02.01	Debentures	429.881	408.150
2.02.02	Outras Obrigações	174.317	165.137
2.02.02.02	Outros	174.317	165.137
2.02.02.02.03	Fornecedores	7.629	6.874
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	14.655	15.045
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	86.789	90.312
2.02.02.02.06	Programas de Pesq, Desenv e de Eficiência Energ	64.411	51.971
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	833	935
2.02.04	Provisões	179.270	183.191
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	179.270	183.191
2.02.04.01.01	Provisões Fiscais	2.121	1.997
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	47.625	32.690
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	58.090	60.152

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/06/2015	Exercício Anterior 31/12/2014
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	71.434	88.352
2.03	Patrimônio Líquido	1.936.226	1.715.844
2.03.01	Capital Social Realizado	442.946	442.946
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	358.671
2.03.02.01	Ágio na Emissão de Ações	221.188	0
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	0	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	910.553	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	374.012	374.010
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	220.921	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	3.135	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	0	3.676

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	997.149	2.078.799	859.178	1.565.302
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-816.069	-1.678.642	-766.807	-1.403.051
3.03	Resultado Bruto	181.080	400.157	92.371	162.251
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-42.192	-83.075	-33.859	-64.304
3.04.01	Despesas com Vendas	-10.719	-18.605	765	-2.828
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-30.096	-62.486	-27.264	-53.078
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-1.377	-1.984	-7.360	-8.398
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	138.888	317.082	58.512	97.947
3.06	Resultado Financeiro	-28.756	-46.063	-60.560	-66.039
3.06.01	Receitas Financeiras	37.822	82.110	-8.177	32.988
3.06.02	Despesas Financeiras	-66.578	-128.173	-52.383	-99.027
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	110.132	271.019	-2.048	31.908
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-20.757	-50.096	28.853	59.543
3.08.01	Corrente	-19.726	-47.370	-19.281	-60.427
3.08.02	Diferido	-1.031	-2.726	48.134	119.970
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	89.375	220.923	26.805	91.451
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	89.375	220.923	26.805	91.451
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	1,15000	2,84000	0,34429	1,17462
3.99.01.02	PNA	1,15000	2,84000	0,34429	1,17462
3.99.01.03	PNB	1,15000	2,84000	0,34429	1,17462
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	1,15000	2,84000	0,34429	1,17462
3.99.02.02	PNA	1,15000	2,84000	0,34429	1,17462
3.99.02.03	PNB	1,15000	2,84000	0,34429	1,17462

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/04/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2014 à 30/06/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
4.01	Lucro Líquido do Período	89.375	220.923	26.805	91.451
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-824	-541	-1.419	-1.150
4.03	Resultado Abrangente do Período	88.551	220.382	25.386	90.301

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 30/06/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	153.460	-15.202
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	-12.723	118.131
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	220.923	91.451
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	16.087	-1.128
6.01.01.04	Amortização e depreciação	76.466	68.786
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	83.480	52.600
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	2.726	-124.367
6.01.01.08	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	20.366	17.639
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	4.024	4.397
6.01.01.10	Resultado atuarial	6.380	4.294
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	0	-1.206
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	-22.427	-9.288
6.01.01.14	Baixas do intangível em Serviço	7.937	0
6.01.01.15	P&D e eficiência energética	17.147	14.953
6.01.01.16	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-445.832	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	166.183	-133.333
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-226.301	-78.062
6.01.02.02	Aporte CCRTB	-11.634	0
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	-46.875	-88.670
6.01.02.04	Tributos a compensar	8.186	-3.873
6.01.02.07	Cauções e depósitos	-4.932	16.441
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-7.548	9.251
6.01.02.09	Outros Ativos	-15.752	-20.803
6.01.02.10	Fornecedores	63.771	15.384
6.01.02.11	Foha de pagamento	-2.793	-2.746
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	48.098	3.518
6.01.02.14	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	380.299	0
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-10.673	-5.903
6.01.02.16	Programas de pesquisa, desenvolvimento e de eficiência energética	-12.675	-6.657
6.01.02.17	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-24.287	-9.961
6.01.02.18	Outros passivos	29.299	28.450
6.01.02.19	Repasse CDE	0	10.298
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-139.650	-131.616
6.02.01	Aplicações no imobilizado e intangível	-144.471	-142.436
6.02.03	Aplicações financeiras	4.821	10.820
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-76.003	76.746
6.03.01	Pagamento de empréstmos e financiamentos	-30.764	-70.008
6.03.02	Pagamento de juros de empréstmos	-38.811	-16.335
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-6.422	-5.550
6.03.04	Pagamento Contrato de dívida Faelce	0	-13.241
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	0	-3.388
6.03.06	Captação de empréstimos e Financiamentos	0	185.268
6.03.07	Pagamento de dividendos	-6	0

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 30/06/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-62.193	-70.072
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	180.434	95.287
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	118.241	25.215

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2015 à 30/06/2015**(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	220.923	-541	220.382
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	220.923	0	220.923
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-541	-541
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	-819	-819
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	278	278
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	910.551	220.923	3.135	1.936.226

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 30/06/2014**(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
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-52.820	0	0	-52.820
5.04.06	Dividendos	0	0	-52.820	0	0	-52.820
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	91.451	-1.150	90.301
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	91.451	0	91.451
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-1.150	-1.150
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	-1.742	-1.742
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	592	592
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	707.469	91.451	3.267	1.603.804

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2015 à 30/06/2015	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2014 à 30/06/2014
7.01	Receitas	3.081.279	2.044.159
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.943.000	1.895.213
7.01.02	Outras Receitas	11.706	9.811
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	142.660	138.007
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-16.087	1.128
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.574.330	-1.318.483
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.421.473	-1.164.936
7.02.04	Outros	-152.857	-153.547
7.02.04.01	Custo de construção	-142.660	-138.007
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-10.197	-15.540
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.506.949	725.676
7.04	Retenções	-70.594	-68.786
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-70.594	-68.786
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.436.355	656.890
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	82.110	32.988
7.06.02	Receitas Financeiras	82.110	32.988
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.518.465	689.878
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.518.465	689.878
7.08.01	Pessoal	80.172	68.260
7.08.01.01	Remuneração Direta	52.126	43.080
7.08.01.02	Benefícios	12.627	11.261
7.08.01.03	F.G.T.S.	2.433	2.242
7.08.01.04	Outros	12.986	11.677
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	3.014	3.432
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	4.011	2.009
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	5.961	6.236
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.068.733	419.965
7.08.02.01	Federais	496.048	32.643
7.08.02.02	Estaduais	572.117	385.935
7.08.02.03	Municipais	568	1.387
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	148.637	110.202
7.08.03.01	Juros	82.930	51.816
7.08.03.02	Aluguéis	20.464	7.617
7.08.03.03	Outras	45.243	50.769
7.08.05	Outros	220.923	91.451
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	43.848	68.886
7.08.05.02	Retenção de Lucros	177.075	22.565

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 26 de julho 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 (8,9 milhões de habitantes), eleita em 2015 pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) a melhor distribuidora de energia do Brasil (quinta vez), e a melhor distribuidora de energia do Nordeste (nona vez), divulga seus resultados do segundo trimestre de 2015 (2T15) e dois primeiros meses de 2015 (6M15). 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\$ 171 MILHÕES NO 2T15

Margem EBITDA alcança 19,16%, um incremento de 7,15 p.p em relação ao 2T14.

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 2T15 com um total de **3.684.812 consumidores**, **3,5%** superior ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.802 GWh*** no 2T15, um incremento de **5,3%** em relação ao volume registrado no 2T14.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC** e **FEC** encerraram o 2T15 em **11,39 horas*** e **6,03 vezes***, superando os indicadores verificados nos 2T14 (10,03 horas* e 5,06 vezes*, respectivamente).

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador próprio** e **Consumidor/colaboradores** atingiram, no 2T15, os valores de **2.387*** e **593***, melhorando **8,2%** e **7,6%**, respectivamente, em relação ao 2T14.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 2T15 foi de **R\$ 1.653 milhões***, um incremento de **49,9%** em relação ao 2T14.

O **EBITDA**, no 2T15, alcançou o montante de **R\$ 171 milhões***, superando o montante de **R\$ 91 milhões*** verificado no 2T14. A Margem EBITDA da Companhia encerrou o 2T15 em **19,16%***, percentual superior em **7,15 p.p.** comparado ao 2T14.

No 2T15, o **Lucro Líquido** totalizou **R\$ 89 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **8,96%**.

A Coelce foi eleita pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica), a melhor distribuidora de energia do Brasil, pela quinta vez. Além disso, a Coelce foi eleita a melhor distribuidora de energia do Nordeste, pela nona vez. A empresa recebeu também o primeiro lugar na categoria "Responsabilidade Social", pela quarta vez consecutiva, e o primeiro lugar na categoria "Qualidade na gestão".

DESTAQUES DO PERÍODO

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.802	2.661	5,3%	2.841	-1,4%	5.643	5.443	3,7%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.653.292	1.103.207	49,9%	1.432.368	15,4%	3.085.660	2.033.220	51,8%
Receita Líquida (R\$ mil)	997.149	859.178	16,1%	1.081.650	-7,8%	2.078.799	1.565.302	32,8%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	171.151	91.706	86,6%	216.525	-21,0%	387.676	166.733	>100,0%
Margem EBITDA (%)*	17,16%	10,67%	6,49 p.p	20,02%	-2,86 p.p	18,65%	10,65%	8,00 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	19,16%	12,01%	7,15 p.p	20,76%	-1,60 p.p	20,02%	11,68%	8,34 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	138.888	58.512	>100,0%	178.194	-22,1%	317.082	97.947	>100,0%
Margem EBIT (%)*	13,93%	6,81%	7,12 p.p	16,47%	-2,54 p.p	15,25%	6,26%	8,99 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	89.375	26.805	>100,0%	131.548	-32,1%	220.923	91.451	>100,0%
Margem Líquida	8,96%	3,12%	5,84 p.p	12,16%	-3,20 p.p	10,63%	5,84%	4,79 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	10,00%	3,51%	6,49 p.p	12,62%	-2,62 p.p	11,41%	6,41%	5,00 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	114.265	77.965	46,6%	47.797	>100,0%	162.061	132.850	22,0%
DEC (12 meses)*	11,39	10,03	13,6%	11,03	3,3%	11,39	10,03	13,6%
FEC (12 meses)*	6,03	5,06	19,2%	5,49	9,8%	6,03	5,06	19,2%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,15%	99,03%	-0,88 p.p	98,58%	-0,43 p.p	98,15%	99,03%	-0,88 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,03%	12,54%	0,49 p.p	12,83%	0,20 p.p	13,03%	12,54%	0,49 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.684.812	3.558.674	3,5%	3.649.884	1,0%	3.684.812	3.558.674	3,5%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.174	1.206	-2,7%	1.176	-0,2%	1.174	1.206	-2,7%
MWh/Colaborador*	2.387	2.207	8,2%	2.416	-1,2%	4.802	4.509	6,5%
PMSO (5)/Consumidor*	30,75	31,59	-2,7%	36,45	-15,6%	66,85	62,39	8,1%
Consumidor/Colaboradores *	593	551	7,6%	586	1,2%	593	551	7,6%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

(3) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (4) EBIT: Resultado do Serviço e (5) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

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 3,7 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,9 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	2T15	2T14	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.874.389	8.811.446	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.684.812	3.558.674	3,5%
Linhas de Distribuição (Km)	133.793	132.449	1,0%
Linhas de Transmissão (Km)	5.072	4.990	1,6%
Subestações (Unid.)	110	108	1,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.431	10.949	4,4%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,70%	4,71%	-0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,42%	2,32%	0,10 p.p

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



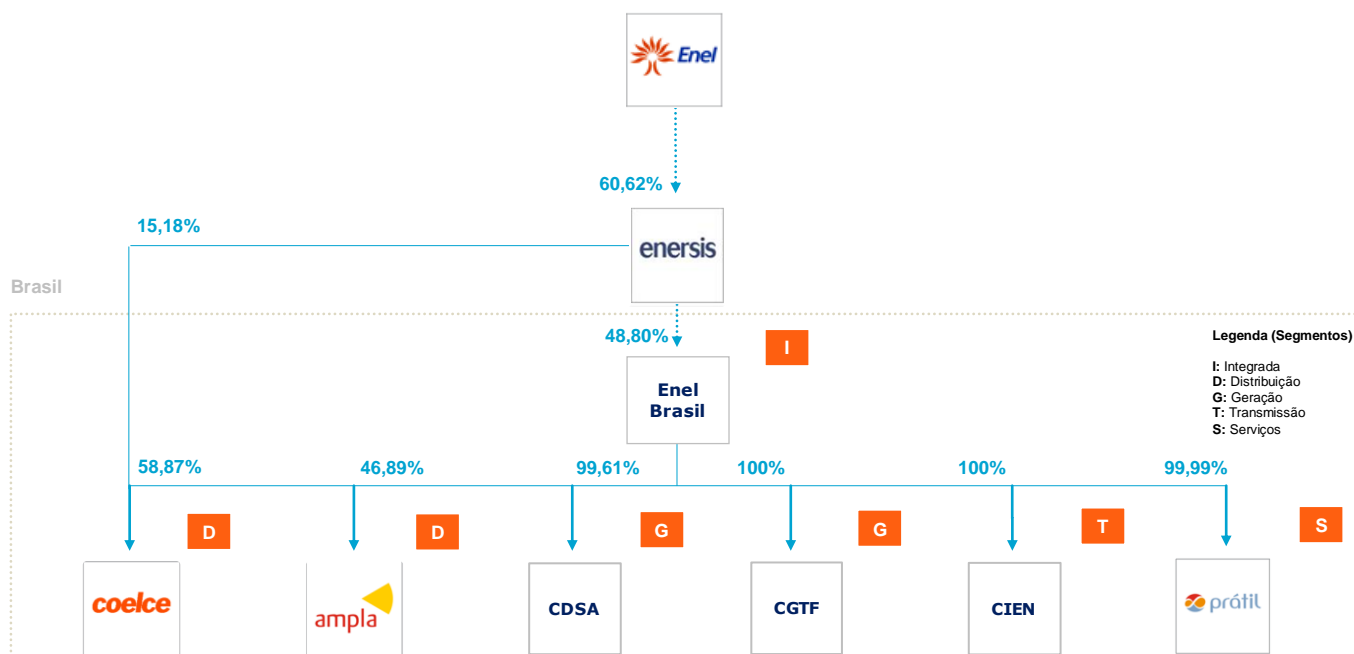
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

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 (acionista majoritário da Enel Brasil), 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 30/06/2015)

	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%	3.482.137	-	3.482.137	11,7%	4.401.540	5,7%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.810	0,0%	6.277.815	-	6.277.815	21,1%	6.281.625	8,1%
Pessoas Físicas	45.937	0,1%	2.898.496	377	2.898.873	9,7%	2.944.810	3,8%
Outros	34.542	0,1%	1.038.490	2.720	1.041.210	3,5%	1.075.752	1,4%
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

DESEMPENHO OPERACIONAL

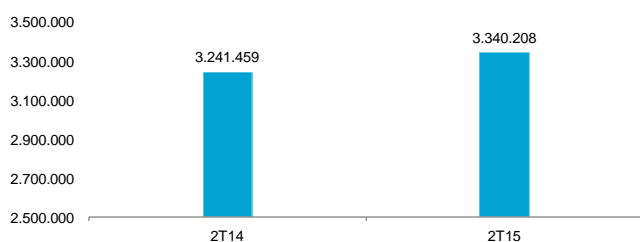
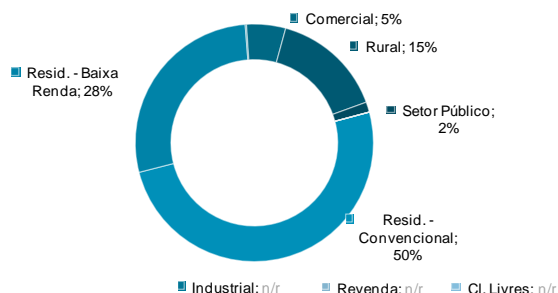
Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.340.135	3.241.387	3,0%	3.320.419	0,6%	3.340.135	3.241.387	3,0%
Residencial - Convencional	1.675.627	1.325.708	26,4%	1.548.200	8,2%	1.675.627	1.325.708	26,4%
Residencial - Baixa Renda	927.725	1.229.792	-24,6%	1.046.218	-11,3%	927.725	1.229.792	-24,6%
Industrial	6.030	6.026	0,1%	6.070	-0,7%	6.030	6.026	0,1%
Comercial	177.016	174.885	1,2%	176.970	0,0%	177.016	174.885	1,2%
Rural	507.568	460.489	10,2%	496.681	2,2%	507.568	460.489	10,2%
Setor Público	46.169	44.487	3,8%	46.280	-0,2%	46.169	44.487	3,8%
Cientes Livres	71	70	1,4%	71	-	71	70	1,4%
Industrial	38	37	2,7%	38	-	38	37	2,7%
Comercial	33	33	-	33	-	33	33	-
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.340.208	3.241.459	3,0%	3.320.492	0,6%	3.340.208	3.241.459	3,0%
Consumo Próprio	396	377	5,0%	393	0,8%	396	377	5,0%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	344.208	316.838	8,6%	328.999	4,6%	344.208	316.838	8,6%
Total - Número de Consumidores	3.684.812	3.558.674	3,5%	3.649.884	1,0%	3.684.812	3.558.674	3,5%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*
Evolução 2T14 - 2T15Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*
Posição Final em jun/15

A Coelce encerrou o 2T15 com um incremento de 3,5% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 2T14, refletindo o crescimento vegetativo do seu mercado cativo. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial e rural, com mais 47.852 e 47.049 novos consumidores*.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 145 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 2T15 com um crescimento de 3,0% em relação ao 2T14.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.492	2.354	5,9%	2.527	-1,4%	5.019	4.819	4,2%
Cientes Livres	310	307	1,0%	314	-1,3%	624	624	-
Total - Venda e Transporte de Energia	2.802	2.661	5,3%	2.841	-1,4%	5.643	5.443	3,7%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

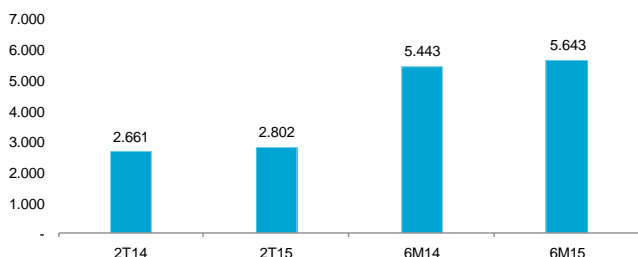
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 2T15 teve um incremento de 5,3% (+141 GWh) em relação ao 2T14. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 5,9% (+138 GWh), e (ii) acréscimo do volume de energia transportada para os clientes livres no 2T15, que foi 1,0% (+3 GWh) superior ao registrado no 2T14. 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

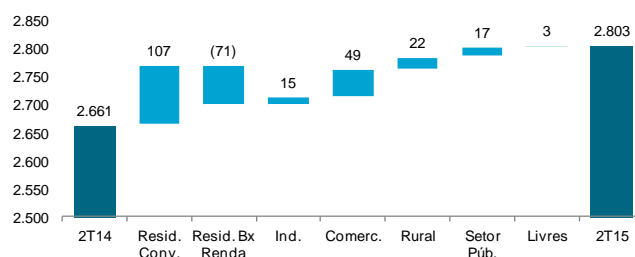
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



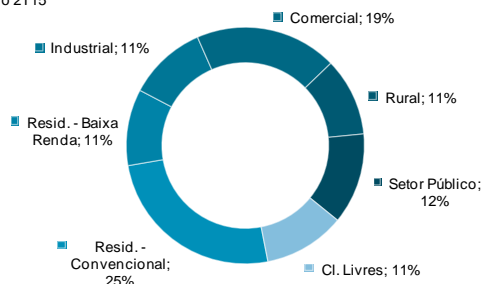
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 2T14 - 2T15



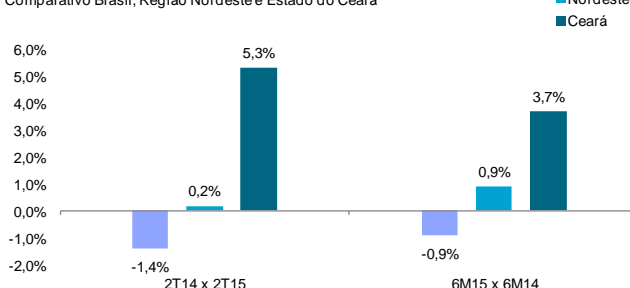
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 2T15



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

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Residencial - Convencional	710	603	17,7%	702	1,1%	1.412	1.235	14,3%
Residencial - Baixa Renda	293	364	-19,5%	328	-10,7%	621	744	-16,5%
Industrial	300	285	5,3%	287	4,5%	587	568	3,3%
Comercial	541	493	9,7%	530	2,1%	1.072	1.005	6,7%
Rural	299	277	7,9%	343	-12,8%	642	602	6,6%
Setor Público	349	332	5,1%	337	3,6%	685	665	3,0%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.492	2.354	5,9%	2.527	-1,4%	5.019	4.819	4,2%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

O mercado cativo da Companhia teve uma evolução de 5,9% no 2T15 quando comparado ao 2T14. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo (+3,0%) do mercado cativo, alavancado pelo (ii) crescimento de 2,8% na venda de energia per capita no mercado cativo (conforme quadro abaixo).

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

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Residencial - Convencional	424	455	-6,8%	454	-6,6%	843	932	-9,5%
Residencial - Baixa Renda	316	296	6,8%	314	0,6%	669	605	10,6%
Industrial	49.751	47.295	5,2%	47.282	5,2%	97.347	94.258	3,3%
Comercial	3.062	2.819	8,6%	2.995	2,2%	6.056	5.752	5,3%
Rural	589	602	-2,2%	691	-14,8%	1.265	1.307	-3,2%
Setor Público	7.559	7.463	1,3%	7.282	3,8%	14.837	14.948	-0,7%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	746	726	2,8%	761	-2,0%	1.503	1.487	1,1%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

A venda de energia per capita no mercado cativo no 2T15 teve um acréscimo de 2,8% em relação à observada no 2T14. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional: teve uma retração na venda de energia per capita de 6,8%, 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) rural: a redução observada se deve, principalmente, a elevação da tarifa, em conjunto, com o cenário desfavorável da economia brasileira, ocasionando um consumo mais consciente por parte destes consumidores, que são mais impactados por essas mudanças.

O cenário para os demais consumidores é de alta do consumo per capita, pois apesar de a economia brasileira apresentar um viés negativo, o Estado Ceará mantém um ritmo de crescimento superior ao observado para o Brasil.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

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

Comentário do Desempenho

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Industrial	283	282	0,4%	288	-1,7%	571	575	-0,7%
Comercial	27	25	8,0%	26	3,8%	53	49	8,2%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	310	307	1,0%	314	-1,3%	624	624	-

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 2T15 teve um acréscimo de 1,0% (+3 GWh) em relação ao 2T14, refletindo: (i) uma redução de 0,8% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado parcialmente, pelo (ii) crescimento de 1,4%* do número de clientes livres * no 2T15.

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

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Industrial	7.447	7.622	-2,3%	7.553	-1,4%	15.026	15.541	-3,3%
Comercial	788	758	4,0%	788	-	1.606	1.485	8,1%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	4.352	4.386	-0,8%	4.408	-1,3%	8.789	8.914	-1,4%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 2T15 em relação ao 2T14 é atribuída, principalmente, a um padrão médio de consumo 84,0% inferior dos novos clientes livres, em comparação ao padrão de consumo dos clientes livres que já se encontravam no mercado livre da Companhia no 2T14.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.882	1.816	3,6%	2.000	-5,9%	2.000	1.863	7,4%
Energia requerida (GWh)	3.200	3.079	3,9%	3.189	0,3%	6.389	6.150	3,9%
Energia distribuída (GWh)	2.768	2.648	4,5%	2.812	-1,6%	5.581	5.412	3,1%
Residencial - Convencional	692	599	15,5%	687	0,7%	1.379	1.219	13,1%
Residencial - Baixa Renda	288	358	-19,6%	323	-10,8%	612	736	-16,8%
Industrial	300	286	4,9%	287	4,5%	586	568	3,2%
Comercial	537	493	8,9%	527	1,9%	1.064	1.003	6,1%
Rural	289	270	7,0%	334	-13,5%	622	588	5,8%
Setor Público	347	330	5,2%	335	3,6%	682	662	3,0%
Clientes Livres	310	307	1,0%	314	-1,3%	624	624	-
Revenda	2	2	-	2	-	5	5	-
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	7	7	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	432	431	0,2%	377	14,6%	808	738	9,5%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	13,50%	14,00%	-0,50 p.p	11,82%	1,68 p.p	12,65%	12,00%	0,65 p.p

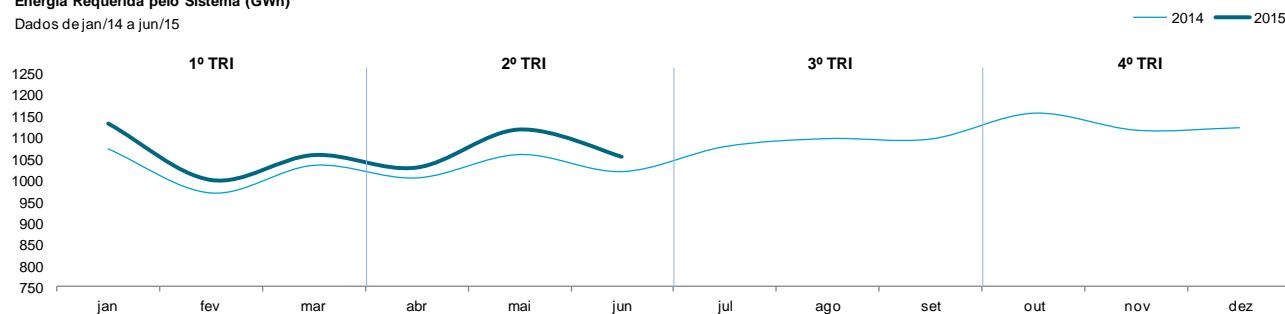
(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 2T15 foi 3,9% superior ao registrado no 2T14, enquanto a energia efetivamente distribuída pelo sistema teve um incremento de 4,5%. A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do melhoria de (-0,50 p.p) nas perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/14 a jun/15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	671	671	-	664	1,1%	1.334	1.334	-
Centrais Elétricas - FURNAS	296	335	-11,6%	294	0,7%	590	638	-7,5%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	380	388	-2,1%	378	0,5%	757	772	-1,9%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	41	87	-52,9%	41	-	81	174	-53,4%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	217	188	15,4%	229	-5,2%	446	314	42,0%
Eletronorte	93	145	-35,9%	94	-1,1%	187	278	-32,7%
COPEL	36	38	-5,3%	36	-	71	78	-9,0%
CEMIG	29	35	-17,1%	29	-	58	70	-17,1%
Tractebel Energia S.A	56	54	3,7%	56	-	113	99	14,1%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	96	96	-	95	1,1%	191	191	-
PROINFA	61	55	10,9%	56	8,9%	118	108	9,3%
Outros	923	643	43,5%	890	3,7%	1.813	1.230	47,4%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.899	2.735	6,0%	2.862	1,3%	5.759	5.286	8,9%
Liquidação na CCEE	52	81	-35,8%	62	-16,1%	114	328	-65,2%
Total - Compra de Energia	2.951	2.816	4,8%	2.924	0,9%	5.873	5.614	4,6%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	9	7	28,6%	10	-10,0%	19	17	11,8%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.960	2.823	4,9%	2.934	0,9%	5.892	5.631	4,6%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

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 tiveram, no 2T15, um acréscimo de 4,9% em relação ao 2T14, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.951	2.816	4,8%	2.924	0,9%	5.873	5.614	4,6%
Compra de Energia	2.951	2.816	4,8%	2.924	0,9%	5.873	5.614	4,6%
Contratos	2.899	2.735	6,0%	2.862	1,3%	5.759	5.286	8,9%
CGTF	671	671	-	664	1,1%	1.334	1.334	-
FURNAS	296	335	-11,6%	294	0,7%	590	638	-7,5%
CHESF	380	388	-2,1%	378	0,5%	757	772	-1,9%
CESP	41	87	-52,9%	41	-	81	174	-53,4%
Petrobrás	217	188	15,4%	229	-5,2%	446	314	42,0%
Eletronorte	93	145	-35,9%	94	-1,1%	187	278	-32,7%
COPEL	36	38	-5,3%	36	-	71	78	-9,0%
CEMIG	29	35	-17,1%	29	-	58	70	-17,1%
Tractebel	56	54	3,7%	56	-	113	99	14,1%
Eletronuclear	96	96	-	95	1,1%	191	191	-
PROINFA	61	55	10,9%	56	8,9%	118	108	9,3%
Outros	923	643	43,5%	890	3,7%	1.813	1.230	47,4%
Liquidação CCEE	52	81	-35,8%	62	-16,1%	114	328	-65,2%
Totais - Outputs	2.951	2.816	4,8%	2.924	0,9%	5.873	5.614	4,6%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	63	46	37,0%	51	23,5%	113	93	21,5%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.456	2.339	5,0%	2.496	-1,6%	4.952	4.783	3,5%
Residencial - Convencional	692	599	15,5%	687	0,7%	1.379	1.219	13,1%
Residencial - Baixa Renda	288	358	-19,6%	323	-10,8%	612	736	-16,8%
Industrial	300	286	4,9%	287	4,5%	586	568	3,2%
Comercial	537	493	8,9%	527	1,9%	1.064	1.003	6,1%
Rural	289	270	7,0%	334	-13,5%	622	588	5,8%
Setor Público	347	330	5,2%	335	3,6%	682	662	3,0%
Consumo Próprio + Revenda	3	3	-	3	-	7	7	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	432	431	0,2%	377	14,6%	808	738	9,5%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	11,39	10,03	13,6%	11,03	3,3%	11,39	10,03	13,6%
FEC 12 meses (vezes)	6,03	5,06	19,2%	5,49	9,8%	6,03	5,06	19,2%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,03%	12,54%	0,49 p.p	12,83%	0,20 p.p	13,03%	12,54%	0,49 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,15%	99,03%	-0,88 p.p	98,58%	-0,43 p.p	98,15%	99,03%	-0,88 p.p
MWh/Colaborador	2.387	2.207	8,2%	2.416	-1,2%	4.802	4.509	6,5%
Consumidor/Colaboradores	593	551	7,7%	586,23	1,2%	593	551	7,7%
PMSO (3)/Consumidor	30,75	31,59	-2,7%	36,45	-15,6%	66,85	62,39	7,1%

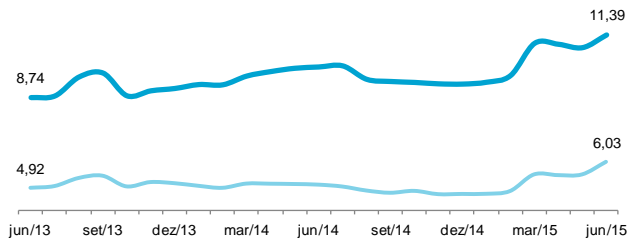
(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

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

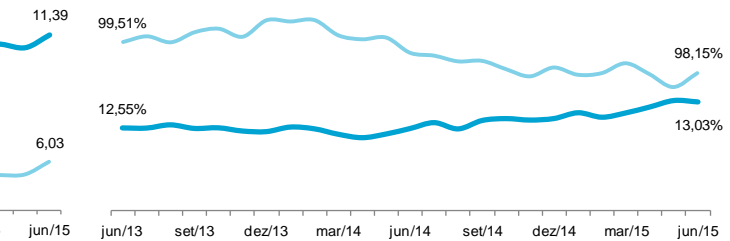
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*
Dados de jun/13 a jun/15



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*
Dados de jun/13 a jun/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 2T15 com DEC de 11,39 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 2T15, o FEC alcançou o patamar de 6,03 vezes*.

A Coelce investiu R\$ 47 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses, e segue mantendo os indicadores em nível inferior aos exigidos pela Aneel (12,51 horas para o DEC e 9,38 vezes para o FEC)..

Disciplina de Mercado

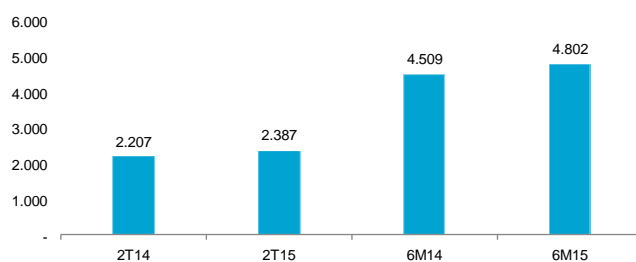
As perdas de energia e o índice de arrecadação TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) tiveram incremento de 0,49 p.p. e redução 0,88 p.p., respectivamente, em relação ao registrado no 2T14. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 31 milhões* no combate às perdas.

Produtividade

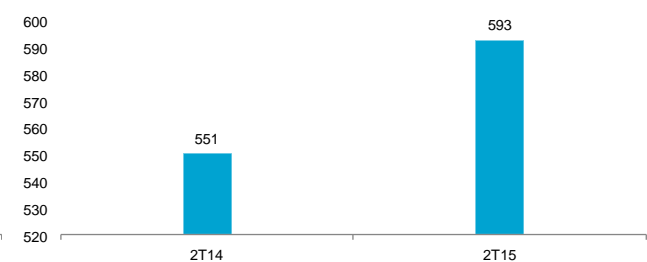
Os indicadores MWh/Colaborador Próprio e Consumidor/Colaboradores refletem a produtividade da Companhia. A Coelce encerrou o 2T15 com o indicador de MWh/Colaborador Próprio 8,2% superior em relação ao 2T14. O índice Consumidor/Colaborador apresentou uma melhoria de 7,7% no 2T15 em relação ao 2T14.

O indicador PMSO/Consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 32,23/Consumidor no 2T15, superior em 2,0% ao mesmo indicador apurado no 2T14.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador Próprio*
Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



Indicador de Produtividade - Consumidor/Colaborador*
Evolução 2T14 - 2T15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.653.292	1.103.207	49,9%	1.432.368	15,4%	3.085.660	2.033.220	51,8%
Deduções à Receita Operacional	(656.143)	(244.029)	>100,0%	(350.718)	87,1%	(1.006.861)	(467.918)	>100,0%
Receita Operacional Líquida	997.149	859.178	16,1%	1.081.650	-7,8%	2.078.799	1.565.302	32,8%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(858.261)	(800.666)	7,2%	(903.456)	-5,0%	(1.761.717)	(1.467.355)	20,1%
EBITDA(3)*	171.151	91.706	86,6%	216.525	-21,0%	387.676	166.733	>100,0%
Margem EBITDA*	17,16%	10,67%	6,49 p.p	20,02%	-2,86 p.p	18,65%	10,65%	8,00 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	19,16%	12,01%	7,15 p.p	20,76%	-1,60 p.p	20,02%	11,68%	8,34 p.p
EBIT(4)*	138.888	58.512	>100,0%	178.194	-22,1%	317.082	97.947	>100,0%
Margem EBIT*	13,93%	6,81%	7,12 p.p	16,47%	-2,54 p.p	15,25%	6,26%	8,99 p.p
Resultado Financeiro	(28.756)	(60.560)	-52,5%	(17.307)	66,2%	(46.063)	(66.039)	-30,2%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(20.757)	28.853	<-100,0%	(29.339)	-29,3%	(50.096)	59.543	<-100,0%
Lucro Líquido	89.375	26.805	>100,0%	131.548	-32,1%	220.923	91.451	>100,0%
Margem Líquida	8,96%	3,12%	5,84 p.p	12,16%	-3,20 p.p	10,63%	5,84%	4,79 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	10,00%	3,51%	6,49 p.p	12,62%	-2,62 p.p	11,41%	6,41%	5,00 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,15	0,34	>100,0%	1,69	-32,1%	2,84	1,17	>100,0%

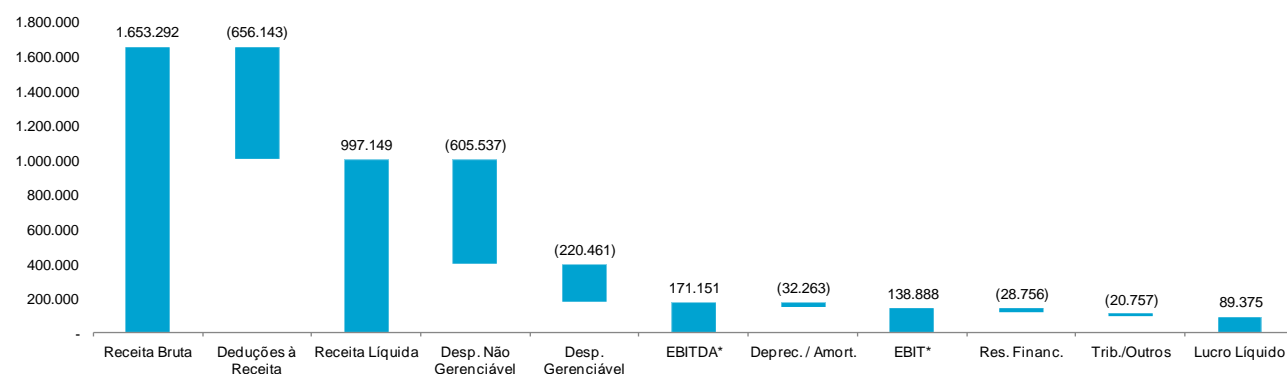
(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

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

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 2T15



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.223.488	873.841	40,0%	1.004.668	21,8%	2.228.156	1.645.877	35,4%
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	177.731	-	-	250.363	-29,0%	428.094	-	-
Subsídio Baixa Renda	34.714	48.301	-28,1%	52.022	-33,3%	86.736	97.508	-11,0%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	72.577	53.634	35,3%	59.803	21,4%	132.380	88.670	49,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.508.510	975.776	54,6%	1.366.856	10,4%	2.875.366	1.832.055	56,9%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	26.977	18.909	42,7%	19.018	41,8%	45.995	37.093	24,0%
Receita Operacional IFRIC- 12	103.772	95.780	8,3%	38.888	>100,0%	142.660	138.007	3,4%
Outras Receitas	14.033	12.742	10,1%	7.606	84,5%	21.639	26.065	-17,0%
Total - Receita Operacional Bruta	1.653.292	1.103.207	49,9%	1.432.368	15,4%	3.085.660	2.033.220	51,8%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

A receita operacional bruta da Coelce apresentou um incremento de 49,9% no 2T15 em relação ao 2T14 (+R\$ 550 milhões). Esse incremento é resultado dos seguintes principais efeitos:

- Incremento de 40,0% (R\$ 1.223 milhões versus R\$ 874 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica (+R\$ 349 milhões):
Este incremento está associado aos seguintes fatores:
 - (i) Aumento de 5,9% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.492 GWh no 2T15 versus 2.354 GWh no 2T14);
 - (ii) Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2015, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 11,69% (em média);
 - (iii) Entrada em vigor do Sistema de Bandeiras Tarifárias, que durante todo o 2T15 manteve 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 2T15 foi de aproximadamente 9,5%.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- (iv) Descadastramento de 24,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda no 2T15, reflexo do não atendimento à certas exigências por parte destes consumidores e seu conseqüente desenquadramento (em termos contábeis, isso significa que houve uma “reclassificação” da rubrica Subsidio 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\$ 178 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 de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 2T15, alcançou o montante de R\$ 1.549 milhões, o que representa um incremento de 53,8% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 1.007 milhões (+R\$ 542 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
ICMS	(322.019)	(199.138)	61,7%	(250.084)	28,8%	(572.103)	(385.934)	48,2%
COFINS	(175.081)	(25.661)	>100,0%	(61.377)	>100,0%	(236.458)	(48.396)	>100,0%
PIS	(37.777)	(5.571)	>100,0%	(13.559)	>100,0%	(51.336)	(10.507)	>100,0%
Total - Tributos	(534.877)	(230.370)	>100,0%	(325.020)	64,6%	(859.897)	(444.837)	93,3%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(8.356)	(7.824)	6,8%	(8.791)	-4,9%	(17.147)	(14.953)	14,7%
Outros impostos e contribuições a receita	(112.910)	(5.835)	>100,0%	(16.907)	>100,0%	(129.817)	(8.128)	>100,0%
Total - Encargos Setoriais	(121.266)	(13.659)	>100,0%	(25.698)	>100,0%	(146.964)	(23.081)	>100,0%
Total - Deduções da Receita	(656.143)	(244.029)	>100,0%	(350.718)	87,1%	(1.006.861)	(467.918)	>100,0%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

As deduções da receita tiveram um incremento de R\$ 511 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Esse incremento se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Incremento de R\$ 304 milhões (-R\$ 534 milhões versus -R\$ 230 milhões) nos tributos: Esta variação é resultado, principalmente, do 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 2T15. Anteriormente (2T14) estes valores não transitavam pelo resultado societário.
- Acréscimo de R\$ 107 milhões (-R\$ 121 milhões versus -R\$ 14 milhões) nos encargos setoriais: O incremento se deve à 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.

Custos e Despesas Operacionais

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

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(565.404)	(537.210)	5,2%	(643.378)	-12,1%	(1.208.782)	(993.047)	21,7%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(21.391)	(17.301)	23,6%	(29.294)	-27,0%	(50.685)	(35.443)	43,0%
Encargo de Serviço do Sistema	(18.742)	(6.785)	>100,0%	(15.981)	17,3%	(34.723)	(12.095)	>100,0%
Total - Não gerenciáveis	(605.537)	(561.296)	7,9%	(688.653)	-12,1%	(1.294.190)	(1.040.585)	24,4%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(34.031)	(35.862)	-5,1%	(45.650)	-25,5%	(79.681)	(70.709)	12,7%
Material e Serviços de Terceiros	(61.199)	(65.513)	-6,6%	(66.084)	-7,4%	(127.283)	(124.351)	2,4%
Depreciação e Amortização	(32.263)	(33.194)	-2,8%	(38.331)	-15,8%	(70.594)	(68.786)	2,6%
Custo de Desativação de Bens	(3.388)	2.038	<100,0%	(4.550)	-25,5%	(7.938)	2.038	<100,0%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.544)	2.994	<100,0%	(6.543)	45,9%	(16.087)	1.128	<100,0%
Provisões para Contingências	1.175	(1.035)	<100,0%	(5.402)	<100,0%	(4.227)	(4.948)	-14,6%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(103.772)	(95.780)	8,3%	(38.888)	>100,0%	(142.660)	(138.007)	3,4%
Outras Despesas Operacionais	(9.702)	(13.018)	-25,5%	(9.355)	3,7%	(19.057)	(23.135)	-17,6%
Total - Gerenciáveis	(252.724)	(239.370)	5,6%	(214.803)	17,7%	(467.527)	(426.770)	9,6%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(858.261)	(800.666)	7,2%	(903.456)	-5,0%	(1.761.717)	(1.467.355)	20,1%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

Os custos e despesas operacionais no 2T15 tiveram um incremento de 7,2% em relação ao 2T14 (-R\$ 57 milhões). Este aumento ocorreu, principalmente, pelas seguintes variações:

Incremento de 7,9% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 44 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 5,2% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 28 milhões):
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:
 - (i) Incremento de 4,9% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 2T15 e o 2T14;
 - (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) Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia em 2014, mediante os Decretos 8.203/14 e 8.221/14.

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

Comentário do Desempenho

(v) 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 na rubrica de encargo de serviço do sistema (-R\$ 12 milhões): Com a redução do preço teto do PLD a partir de janeiro de 2015, uma maior quantidade de térmicas foram despachadas fora da ordem de mérito, refletindo em uma maior incidência do ESS.

Incremento de 5,6% nos custos e despesas gerenciáveis (-R\$ 14 milhões), explicado por:

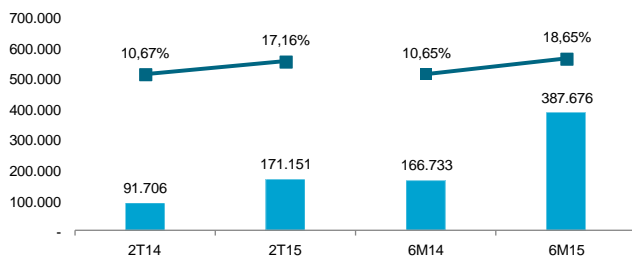
- Redução de 5,1% (-R\$ 34 milhões versus -R\$ 36 milhões) nas despesas com pessoal (+R\$ 2 milhões): Essa variação se deve, principalmente, (i) a menor ativação de despesas com pessoal.
- Incremento de R\$ 12 milhões na rubrica de provisão para créditos de liquidação duvidosa: Este incremento se deve, principalmente, ao aumento da inadimplência entre os trimestres comparadas em função dos seguintes efeitos:
 - (i) Revisão tarifária, que incrementou as tarifas dos consumidores em 11,69% (média), a partir de 22 de abril de 2014,
 - (ii) Entrada do sistema de bandeiras tarifárias, o impacto médio das bandeiras tarifárias sobre as tarifas no 2T15 foi de aproximadamente 9,5%.
 - (iii) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) da Coelce, que incrementou as tarifas em média em 10,3% a partir de 2 de março de 2015.
 - (iv) Descadastramento de 24,0% (em média) dos consumidores Baixa Renda no 2T15, que fizeram com que esses consumidores perdessem o direito ao subsídio da tarifa social.
 - (v) Impacto do aumento da inflação real e do cenário de desaceleração econômica sobre as finanças dos clientes.

Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 2T15, alcançaram o montante de -R\$ 149 milhões, o que representa um incremento de 3,7% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 144 milhões (-R\$ 5 milhões).

EBITDA

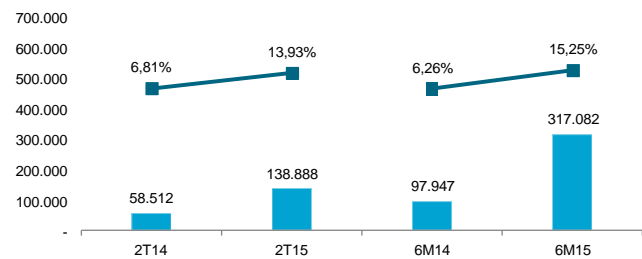
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



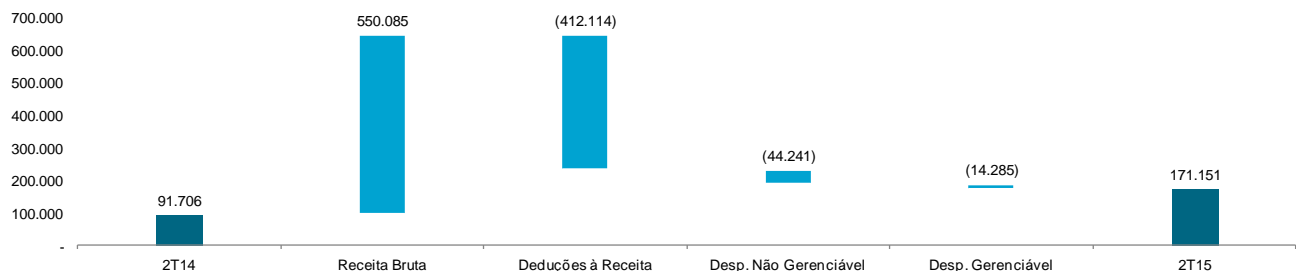
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



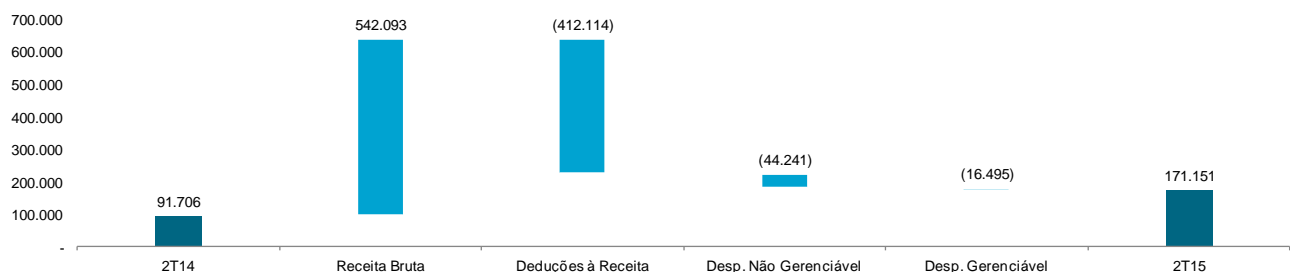
Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*

Evolução 2T14 - 2T15



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)

Evolução 2T14 - 2T15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

O EBITDA da Coelce, no 2T15, atingiu o montante de R\$ 171 milhões*, o que representa um aumento de R\$ 79 milhões em relação ao 2T14. A margem EBITDA da Companhia no 2T15 foi de 19,16%*, refletindo um acréscimo de 7,15 p.p. em relação ao 2T14.

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)

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	89.375	26.805	>100,0%	131.548	-32,1%	220.923	91.451	>100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro	20.757	(28.853)	<-100,0%	29.339	-29,3%	50.096	(59.543)	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro	28.756	60.560	-52,5%	17.307	66,2%	46.063	66.039	-30,2%
(-) EBIT	138.888	58.512	>100,0%	178.194	-22,1%	317.082	97.947	>100,0%
(+) Depreciações e Amortizações	32.263	33.194	-2,8%	38.331	-15,8%	70.594	68.786	2,6%
(-) EBITDA	171.151	91.706	86,6%	216.525	-21,0%	387.676	166.733	>100,0%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	3.825	2.364	61,8%	5.251	-27,2%	9.076	4.447	>100,0%
Acréscimo Moratário sobre Conta de Energia	15.002	8.346	79,8%	11.895	26,1%	26.897	17.379	54,8%
Receita/Despesa ativo indenizável	7.280	(19.140)	<-100,0%	15.147	-51,9%	22.427	9.288	>100,0%
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	6.312	-	-	11.426	-44,8%	17.738	-	-
Outras	5.403	253	>100,0%	569	>100,0%	5.972	1.874	>100,0%
Total - Receitas Financeiras	37.822	(8.177)	<-100,0%	44.288	-14,6%	82.110	32.988	>100,0%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(30.722)	(21.190)	45,0%	(29.334)	4,7%	(60.056)	(38.612)	55,5%
Variações Monetárias	(8.517)	(6.248)	36,3%	(14.357)	-40,7%	(22.874)	(13.204)	73,2%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(8.508)	(8.555)	-0,5%	(10.187)	-16,5%	(18.695)	(14.829)	26,1%
IOF e IOC	(656)	(589)	11,4%	(910)	-27,9%	(1.566)	(3.756)	-58,3%
Multas	(12.409)	(10.899)	13,9%	(1.330)	>100,0%	(13.739)	(12.341)	11,3%
Outras	(5.766)	(4.902)	17,6%	(5.477)	5,3%	(11.243)	(16.285)	-31,0%
Total - Despesas Financeiras	(66.578)	(52.383)	27,1%	(61.595)	8,1%	(128.173)	(99.027)	29,4%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(28.756)	(60.560)	-52,5%	(17.307)	66,2%	(46.063)	(66.039)	-30,2%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

O resultado financeiro da Coelce, no 2T15, teve uma redução de +R\$ 32 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior, como resultado das seguintes variações relevantes:

Incremento de R\$ 46 milhões nas receitas financeiras, explicadas principalmente por:

- Incremento de 79,8% na rubrica de acréscimo moratário sobre conta de energia (+R\$ 7 milhões): A variação reflete, principalmente, aumento da inadimplência entre o 2T15 e o 2T14.
- Incremento de R\$ 26 milhões na rubrica de receita/despesa do ativo indenizável: O incremento 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 no ano de 2014.
- Incremento de R\$ 6 milhões na rubrica Variação Monetária Parcela A e outros itens financeiros: 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 27,1% nas despesas financeiras (-R\$ 14 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 45,0% (-R\$ 30 milhões versus -R\$ 21 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 9 milhões): Este incremento deve-se principalmente ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados, em conjunto com a variação de 1,98 p.p. do CDI médio entre o 2T15 e o 2T14.
- Incremento de 36,3% na rubrica de variações monetárias (-R\$ 2 milhões): Esta variação é explicada principalmente pela variação de 0,70 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 debêntures que são indexadas a IPCA entre o 2T15 e o 2T14.

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
IR e CSLL	(36.359)	4.821	<-100,0%	(53.560)	-32,1%	(89.919)	(4.946)	>100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	17.615	26.231	-32,8%	26.233	-32,9%	43.848	68.886	-36,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.013)	(2.199)	-8,5%	(2.012)	0,0%	(4.025)	(4.397)	-8,5%
Total	(20.757)	28.853	<-100,0%	(29.339)	-29,3%	(50.096)	59.543	<-100,0%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

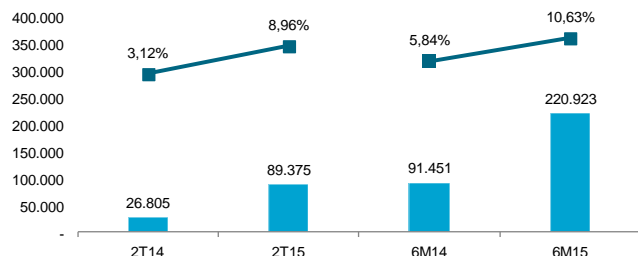
Comentário do Desempenho

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 2T15 registraram uma elevação (-R\$ 49 milhões) em relação ao 2T14. Esta variação é o reflexo do aumento da base de cálculo para estes tributos.

Lucro Líquido

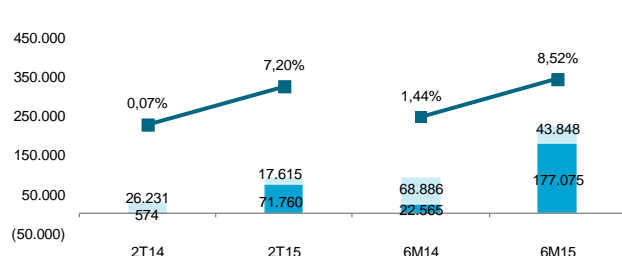
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



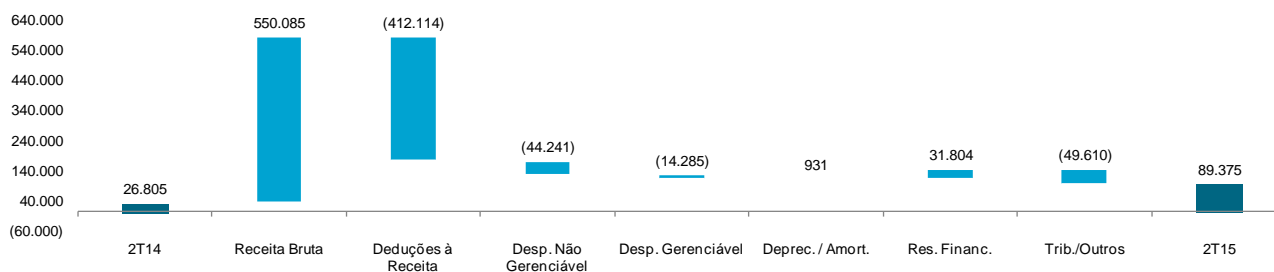
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



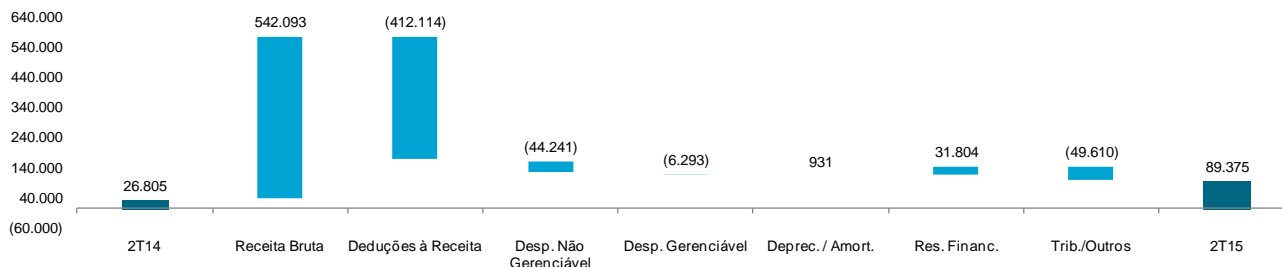
Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)

Evolução 2T14 - 2T15



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)

Evolução 2T14 - 2T15



A Coelce registrou no 2T15 um Lucro Líquido de R\$ 89 milhões, valor R\$ 63 milhões superior ao registrado no 2T14. A Margem Líquida no 2T15 alcançou 10,00%.

Endividamento

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	1.267.928	1.068.896	18,6%	1.272.801	-0,4%	1.267.928	1.068.896	18,6%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	124.875	26.418	>100,0%	158.017	-21,0%	124.875	26.418	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.143.053	1.042.478	9,6%	1.114.784	2,5%	1.143.053	1.042.478	9,6%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	1,37	3,44	-60,2%	1,51	-9,3%	1,37	3,44	-60,2%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	8,67	4,22	>100,0%	8,64	0,3%	8,67	4,22	>100,0%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,40	0,40	-0,9%	0,41	-3,0%	0,40	0,40	-0,9%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,37	0,39	-5,6%	0,38	-1,4%	0,37	0,39	-5,6%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

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

A dívida bruta da Coelce encerrou o 2T15 com um incremento de 18,6% em relação ao 2T14 (+R\$ 199 milhões). Este incremento é o efeito líquido de (i) novas captações de dívidas (no valor de R\$ 300 milhões, realizadas no último trimestre de 2014) e de constituição de provisões de encargos e variações monetárias. As captações foram compensadas parcialmente (ii) por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 230 milhões.

A Coelce encerrou o 2T15 com o custo da dívida médio de 11,63% a.a., ou CDI + 0,45% a.a.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

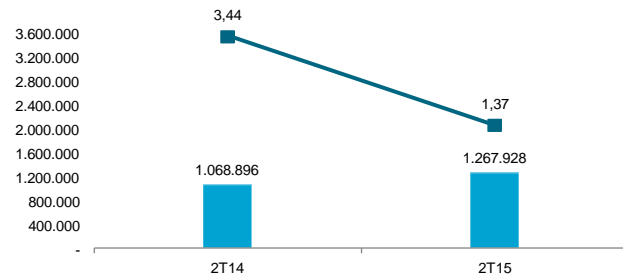
Colchão de Liquidez

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 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.

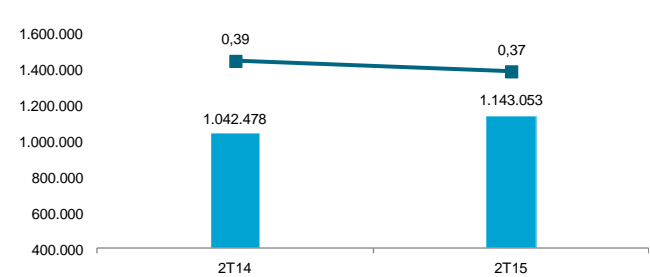
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)

Evolução 2T14 - 2T15



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)

Evolução 2T14 - 2T15



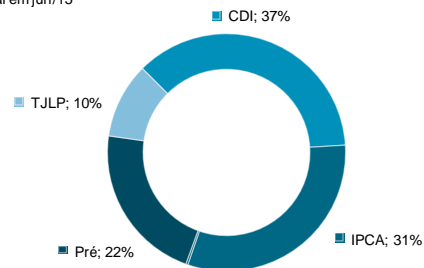
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP

Posição Final em jun/15



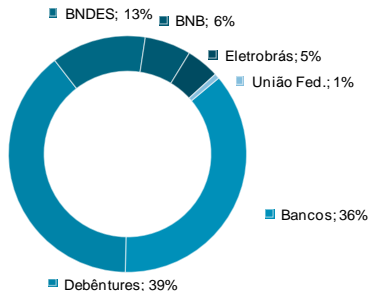
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores

Posição Final em jun/15



Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em jun/15



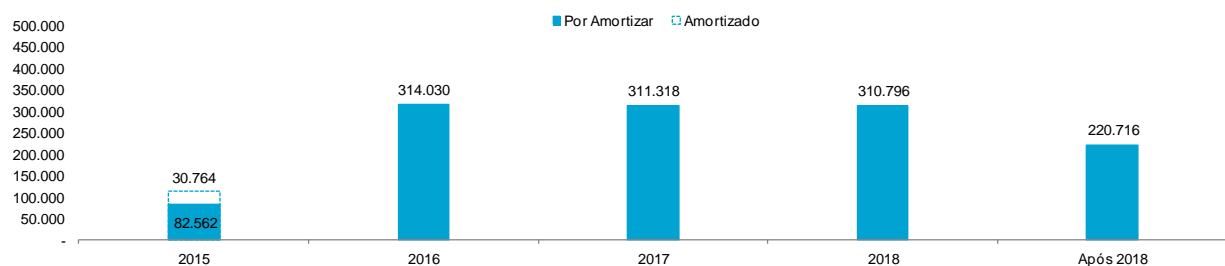
Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em jun/15



Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em jun/15



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Investimentos

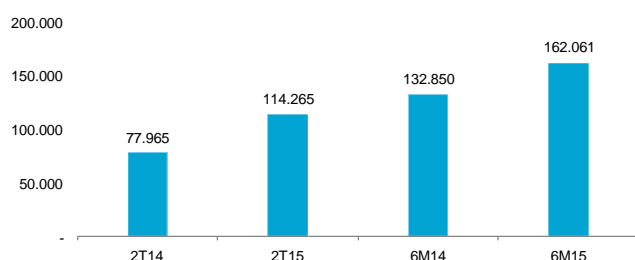
INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Novas Conexões	46.634	53.406	-12,7%	30.214	54,3%	76.848	74.011	3,8%
Rede	30.964	19.133	61,8%	9.911	>100,0%	40.875	32.092	27,4%
Combate às Perdas	9.238	9.079	1,8%	5.828	58,5%	15.066	14.993	0,5%
Qualidade do Sistema Elétrico	12.786	7.362	73,7%	(691)	<-100,0%	12.094	12.369	-2,2%
Outros	8.940	2.692	>100,0%	4.774	87,3%	13.715	4.730	>100,0%
Medidores	1.980	1.039	90,6%	1.325	49,4%	3.305	3.234	2,2%
Outros (Non - Network)	5.918	10.732	-44,9%	1.949	>100,0%	7.867	18.010	-56,3%
Varição de Estoque	28.769	(6.345)	<-100,0%	4.398	>100,0%	33.166	5.503	>100,0%
Total Investido	114.265	77.965	46,6%	47.797	>100,0%	162.061	132.850	22,0%
Aportes / Subsídios	(8.980)	16.818	<-100,0%	(9.315)	-3,6%	(18.295)	9.418	<-100,0%
Investimento Líquido	105.285	94.783	11,1%	38.482	>100,0%	143.766	142.268	1,1%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

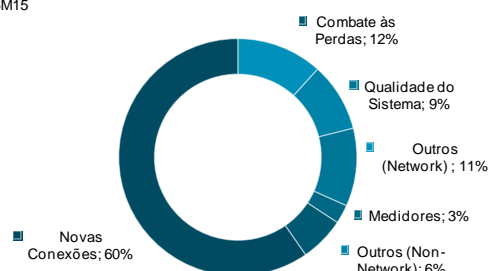
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 6M15



Os investimentos realizados pela Coelce no 2T15 foram 12,9% superiores (+R\$ 26 milhões) aos realizados no mesmo período do ano anterior. O maior volume de investimentos no 2T15, foi direcionado aos investimentos para Novas Conexões, que totalizaram R\$ 46 milhões*.

No 2T14, houve devolução parcial do valor do VI Contrato do Programa Luz para Todos com a Eletrobrás, em razão disso foi provisionado o valor de R\$ 23 milhões.

Mercado Bursátil

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	40,00	39,10	2,3%	45,00	-11,1%	40,00	39,10	2,3%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	41,66	34,90	19,4%	41,40	0,6%	41,66	34,90	19,4%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

INDICADORES DE MERCADO*

	2T15	2T14	Var. %	1T15	Var. % (1)	6M15	6M14	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	41,66	34,90	19,4%	41,40	0,6%	41,66	34,90	19,4%
Média Diária de Negócios	83	90	-7,8%	104	-20,2%	93	163	-42,9%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.007.869	1.232.899	-18,3%	1.042.741	-3,3%	1.025.305	2.905.920	-64,7%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	3.153	2.919	8,0%	3.386	-6,9%	3.153	2.919	8,0%
Enterprise Value (EV) (3) (R\$ milhões)	4.296	3.962	8,4%	4.501	-4,6%	4.296	3.962	8,4%
EV/EBITDA (4)	4,66	12,73	-63,4%	5,34	-12,7%	4,66	12,73	-63,4%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (4) (P/L)	(30,27)	(36,85)	-17,9%	(33,02)	-8,3%	(30,27)	(36,85)	-17,9%
Dividend Yield da Ação PNA (5)	11,75%	4,05%	7,70 p.p	9,88%	1,87 p.p	11,75%	4,05%	7,70 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,63	1,81	-9,9%	1,83	-10,9%	1,63	1,81	-9,9%

(1) Variação entre 2T15 e 1T15; (2) Variação entre 6M15 e 6M14

(3) EV = Valor de mercado + Dívida líquida; (4) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres;

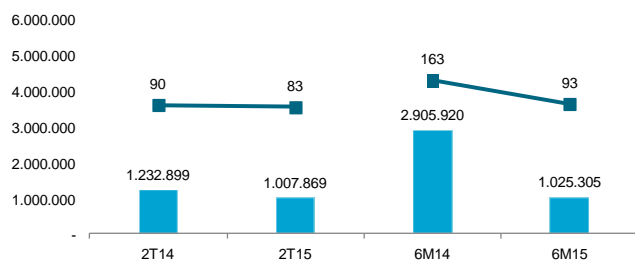
(5) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

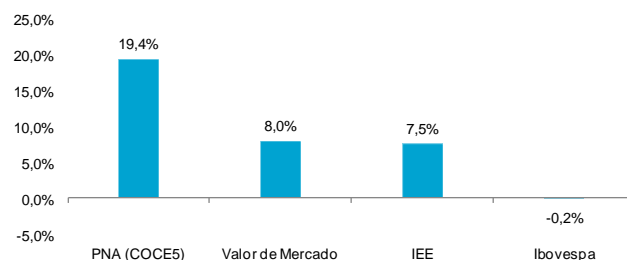
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 2T14 - 2T15 e 6M14 - 6M15



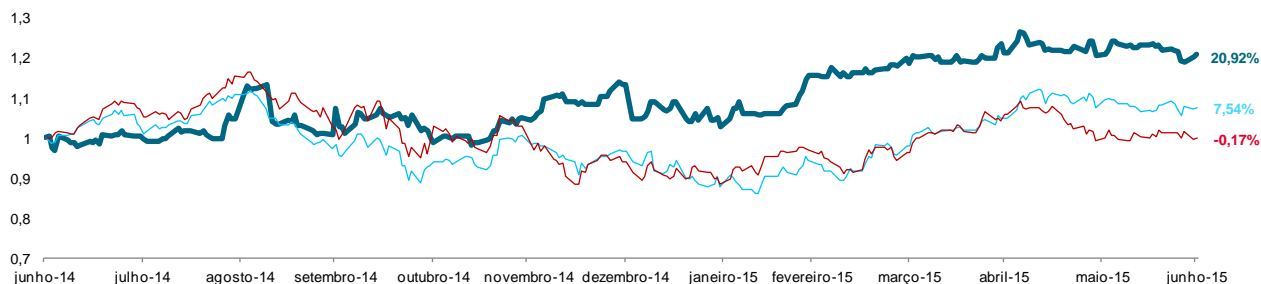
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até dez/14



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até jun/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 2T15 teve uma média de 83 negócios diários (-7,8% vs. 2T14) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,0 milhões (-18,3% vs. 2T14). 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 19,4% nos 12 meses até março de 2015. O IEE e o Ibovespa apresentaram valorização de 7,5% e desvalorização 0,2%, respectivamente. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 20,9%.

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

17ª Edição do Prêmio ABRADÉE (2015)

A Coelce foi eleita pela Abradee (Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica) a melhor distribuidora de energia do Brasil, pela quinta vez. Além disso, a Coelce foi eleita a melhor distribuidora de energia do Nordeste, pela nona vez. A empresa recebeu também o primeiro lugar na categoria "Responsabilidade Social", pela quarta vez consecutiva, e o primeiro lugar na categoria "Qualidade na gestão".

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%.

Comentário do Desempenho

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.

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.

Revisão Tarifária Ordinária

A Companhia passou pelo 4º ciclo de revisão tarifária, com data base em 22 de abril de 2015, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição:

- (i) Reposicionamento tarifário de 4,50%;
- (ii) Adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%;
- (iii) Exclusão do componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%.

Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelo consumidor de 11,69% [4,50% + 6,67% + 0,52%].

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

1. Contexto operacional

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, e esta toma por base o 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), conforme informado na Nota 10.

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 24 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 24 de julho de 2015.

3. Alterações e atualizações na legislação regulatória

a) Conta do Ambiente de Contratação Regulada - ACR

A Conta do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, criada em 2014 pelo decreto nº 8221/2014 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

b) Bandeiras tarifárias

A partir de janeiro de 2015 entrou em vigor o sistema de bandeiras tarifárias. O que implica na cobrança de adicional de tarifa aplicado a todos os consumidores cativos em função das condições de eletricidade.

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

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. Em 30 de junho de 2015, encontra-se registrado, em Aporte CCRBT, no ativo circulante o montante de R\$ 11.634, dos quais (i) R\$ 7.651, homologados nos Despachos ANEEL nº 1.743, de 29/05/2015 e nº 2.131 de 30/06/2015; e (ii) valor remanescente de R\$ 3.983 refere-se a estimativa de recebimento da conta de Bandeira – CCRBT competência junho/15.

c) Revisão Extraordinária da COELCE

Foi aprovada em 27 de fevereiro de 2015, através da Resolução Homologatória nº 1.858 a revisão extraordinária da COELCE que teve como objetivo repassar às tarifas os descasamentos observados entre custos reais e as coberturas 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%.

d) Revisão e reajuste tarifária

Em 22 de abril de 2015, a Companhia teve homologado, em caráter provisório¹, a 4ª Revisão Tarifária, conforme previsto no contrato de concessão. A ANEEL definiu as tarifas, através da Resolução Homologatória nº 1.882/2015. Essa definição conduz a um efeito tarifário médio para os consumidores cativos da distribuidora de 11,69%, que tem a seguinte composição: (i) reposicionamento tarifário de 4,50%; (ii) adição de componentes financeiros para o período 2015-2016 de 6,67%; e (iii) exclusão do componentes financeiros do reajuste de 2014, um impacto positivo de 0,52%. Essas movimentações tarifárias combinadas resultam no efeito médio percebido pelo consumidor de 11,69% [4,50% + 6,67% + 0,52%].

¹ Até 22 de abril de 2015, parte da metodologia a ser aplicada ao 4º Ciclo de Revisão Tarifária das distribuidoras ainda não havia sido aprovada pela ANEEL. Dessa forma, a 4ª Revisão Tarifária da COELCE foi em parte realizada adotando-se a metodologia do 3º Ciclo de Revisão Tarifária. Para garantir um tratamento isonômico entre a COELCE e as demais distribuidoras, a ANEEL optou por homologar em caráter provisório a 4ª Revisão Tarifária da COELCE. As diferenças apuradas entre as tarifas de energia homologadas e os resultantes da aplicação da nova metodologia serão compensadas no reajuste tarifário de 2016.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Quanto ao reposicionamento tarifário, o efeito líquido de 4,50% no resultado reflete além dos reajustes das componentes de parcela A, os efeitos positivos decorrentes da definição da nova Base de Remuneração Regulatória ("BRR") para o 4º ciclo, que considera todos os novos investimentos efetuados pela Companhia, e definição da Quota de Reintegração através de uma taxa média de depreciação de 3,84% e o efeito positivo relacionado ao aumento do WACC real depois de impostos de 7,50% para 8,09%, dentre outros efeitos.

Em função da definição da nova BRR, a Administração procedeu ao recálculo do ativo financeiro remanescente ao final da concessão não tendo sido identificados ajustes significativos.

4. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	30/06/2015	31/12/2014
Caixa e contas correntes bancárias	10.671	42.043
Aplicações financeiras:		
Aplicações diretas		
CDB (Aplicações diretas)	46.609	101.474
Operações compromissadas	53.017	-
	<u>99.626</u>	101.474
Fundos exclusivos		
CDB (Fundos exclusivos)	1.672	13.063
Operações compromissadas (fundos exclusivos)	6.272	23.854
	<u>7.944</u>	36.917
Aplicações financeiras	<u>107.570</u>	138.391
Tota de caixa e equivalentes de caixa	<u>118.241</u>	180.434

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.

5. Títulos e valores mobiliários

Em 30 de junho de 2015 e 31 de dezembro 2014, as aplicações financeiras classificadas como títulos e valores mobiliários são compostas da seguinte forma:

	30/06/2015	31/12/2014
Títulos públicos (Investimentos exclusivos)	6.634	11.455
Total	<u>6.634</u>	<u>11.455</u>

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

6. Consumidores, concessionários e permissionários

Classe de consumidores	Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				30/06/2015	31/12/2014
Circulante					
Fornecimento	247.278	182.694	62.438	492.410	336.969
Encargo emergencial	-	-	2.462	2.462	2.457
Créditos junto a clientes com ações judiciais (a)	-	-	67.411	67.411	65.980
Consumidores livres	5.940	-	-	5.940	3.468
Consumidores baixa renda (b)	32.642	-	-	32.642	37.318
Parcelamento de débitos	10.728	-	-	10.728	12.447
Fornecimento não faturado	196.279	-	-	196.279	140.186
Contas a receber com partes relacionadas - vide Nota 19	-	-	80	80	40
Outros créditos	3.237	5.516	181	8.934	5.982
Subtotal	496.104	188.210	132.572	816.886	604.847
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(102.406)	(102.406)	(97.933)
Total circulante	496.104	188.210	30.166	714.480	506.914
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	8.888	-	-	8.888	7.231
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	455	-	(15.289)	(14.834)	(15.825)
Total não circulante	9.343	-	-	9.343	6.695

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

	31/12/2014	Reversão de		30/06/2015
		Adições	baixas	
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(113.758)	(16.087)	12.605	(117.240)
Circulante	(97.933)			(102.406)
Não circulante	(15.825)			(14.834)

A provisão para créditos de liquidação duvidosa ("PCLD") foi constituída com base nos critérios estabelecidos pela legislação regulatória aliada à análise dos riscos de perdas dos valores vencidos de clientes, ações judiciais e ou dívidas parceladas. Esta provisão é considerada suficiente pela Companhia para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber.

a) 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. A Companhia mantém PCLD para esses casos no montante de R\$ 53.207 em 30 de junho de 2015 (R\$ 54.751 em 31 de dezembro de 2014), suficientes para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

b) 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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

7. 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, redação dada pela Medida Provisória nº 605, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891. Os recursos são oriundos da CDE, e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

Em 14 de abril de 2015, foi emitida a Resolução Homologatória nº 1.882/2015 aprovando o valor mensal de R\$ 21.635 a ser repassado pela Eletrobras durante o período de abril de 2015 a março de 2016, dos quais o montante de R\$ 3.558 corresponde ao ajuste referente à diferença entre os valores previstos e realizados em relação ao período de abril de 2014 a março de 2015, e o valor de R\$ 18.077 corresponde à previsão para o período de abril de 2015 a março de 2016.

	30/06/2015	31/12/2014
Resolução Homologatória 1.711/2014	74.173	105.581
Resolução Homologatória 1.882/2015	82.072	-
Parcela de ajuste (estimativa)	(7.936)	(2.278)
Atualização monetária (*)	1.869	-
	150.178	103.303

* A Aneel homologou a Resolução Homologatória 1.857/2015, no qual ficou estabelecido que a Eletrobras deverá atualizar os valores dos repasses dos recursos da CDE realizados em atraso com relação à data fixada para repasse pela variação mensal do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA") e que deverá ser aplicada a partir de março de 2015.

8. Tributos a compensar

	30/06/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	26.604	-	25.188	-
ICMS (a)	34.898	19.527	34.595	18.488
ICMS parcelamento	11.056	-	11.056	-
PIS e COFINS	2.452	-	2.452	-
INSS Patronal (b)	7.440	-	18.645	-
Outros tributos	995	-	734	-
Total	83.445	19.527	92.670	18.488

(a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 35.674 em 30 de junho de 2015 (R\$ 31.454 em 31 de dezembro de 2014) 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\$ 20.114 (R\$ 21.765 em 31 de dezembro de 2014) 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 de 2014 a Companhia obteve decisão favorável no Mandado de Segurança (Processo nº 0011488-23.2000.4.05.8100 - AMS77770-CE). 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\$ 13.508 em 30 de junho de 2015.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

9. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de Aplicação	30/06/2015		31/12/2014	
		Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Itaú-Unibanco TOP DI	Fundo de Investimento	33.837	-	30.136	-
Bradesco	CDB	-	12	-	13
Itaú	CDB	-	694	-	659
BNB	CDB	-	18.481	-	17.458
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	-	5.912	-	5.912
Caixa	Caução	320	-	320	-
Outros	-	-	194	-	20
Total		34.157	25.293	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.

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

	30/06/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Amortização / diferimentos tarifários (CVAs) (a)	171.388	13.375	113.163	44.576
Compra de energia	248.437	19.972	138.931	55.555
Encargo de serviço do sistema - ESS	(104.576)	(22.792)	(46.403)	(18.502)
Uso da rede básica	26.012	8.172	19.690	7.933
Outros	1.515	8.023	945	(410)
Outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	12.723	174.456	38.317	110.353
Sobrecontratação de energia (b)	(37.496)	87.236	42.310	17.700
Recomposição de ICMS (c)	68.747	78.755	30.710	91.210
Diferencial Eletrônuclear	374	1.609	5.497	2.434
Postergação de revisão tarifária	-	-	(34.574)	-
Bandeiras tarifárias - receita não faturada	(23.418)	-	-	-
Outros ativos e passivos regulatórios	4.516	6.856	(5.626)	(991)
Total dos outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	184.111	187.831	151.480	154.929
Variação líquida em 12 (doze) meses (ativo-passivo) - Não revisado				
Diferimento tarifários (CVAs)	71.600			
Outros valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	148.862			
Total	220.462			

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 ao contrato de concessão – comentado na Nota 1. 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 à Receita de vendas de bens e serviços. A partir de 1º de janeiro de 2015, a Companhia passou a reconhecer as atualizações monetárias sobre os referidos saldos em aberto nas receitas financeiras.

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) Repasso 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.

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****11. Benefício fiscal - ágio incorporado****Ágio de incorporação da controladora**

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., aprovada em 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 período, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

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	30/06/2015	31/12/2014
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(596.898)	(585.061)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	310.935	303.121
Saldo	60.631	64.655
Circulante	7.708	8.049
Não Circulante	52.923	56.606
Reserva de capital	30/06/2015	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

12. Depósitos vinculados a litígios

	30/06/2015	31/12/2014
Trabalhistas	14.650	11.179
Cíveis	19.282	19.313
Fiscais	7.621	3.513
Total	41.553	34.005

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará - COELCE****13. Ativo indenizável (concessão)**

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

Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>630.799</u>
Transferências do ativo intangível	257.891
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>(104.977)</u>
Saldo em 31 de dezembro de 2014	<u>783.713</u>
Transferências do ativo intangível	3.357
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>(31.868)</u>
Saldo em 30 junho de 2015	<u><u>755.202</u></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.

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

14. 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	3.568.882	(1.770.968)	(443.541)	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)
(-) Provisão para redução de recuperabilidade	2.805	-	-	2.805	799,00	-	799	3.604
Saldo em 31 de dezembro de 2014	3.837.197	(1.860.532)	(486.474)	1.490.191	222.400	(161.186)	61.214	1.551.405
Adições	-	-	-	-	160.956	(18.295)	142.661	142.661
Baixas	(33.585)	25.647	54.295	46.357	-	-	-	46.357
Amortização	-	(89.615)	16.530	(73.085)	-	-	-	(73.085)
Transferências	32.022	-	(2.174)	29.848	(32.022)	2.174	(29.848)	-
Transferências para o ativo indenizável	(4.136)	-	779	(3.357)	-	-	-	(3.357)
Saldo em 30 de junho de 2015	3.831.498	(1.924.500)	(417.044)	1.489.954	351.334	(177.307)	174.027	1.663.981

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 indenizável nos moldes da Lei nº 12.783/2013

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, que determina o registro da amortização mensal na obrigação especial, é iniciada somente a partir da segunda revisão tarifária da Companhia, tendo sido realizada a primeira em abril de 2009, com base na taxa média dos bens a ela vinculados.

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

15. Fornecedores

	30/06/2015	31/12/2014
Suprimento e transporte de energia		
Compra de energia	294.641	247.969
Energia livre	15.594	8.516
Encargo de Uso da Rede	11.094	11.005
Diferencial Eletronuclear	5.011	8.592
Partes relacionadas (vide nota 19)	102.374	94.113
Materiais e serviços	76.195	70.943
Total	504.909	441.138
Circulante	497.280	434.264
Não circulante	7.629	6.874

16. Obrigações fiscais

	30/06/2015			31/12/2014		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	4.496	-	4.496	-	-	-
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	92.744	-	92.744	54.112	-	54.112
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.759	14.655	16.414	1.719	15.045	16.764
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	13.051	-	13.051	6.852	-	6.852
Programa de integração social - PIS	2.830	-	2.830	1.484	-	1.484
Imposto sobre serviços - ISS	918	-	918	1.536	-	1.536
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	1.481	-	1.481	1.754	-	1.754
Outros tributos e contribuições	4.790	-	4.790	6.124	-	6.124
Total	122.069	14.655	136.724	73.581	15.045	88.626

17. Empréstimos e financiamentos

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

Moeda estrangeira:					Tipo de amortização	Garantias	Encargos financeiros
	30/06/2015	31/12/2014	Início	Vencimento			
União Federal – Bônus de Desconto (i)	3.550	3.040	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus ao Par (i)	5.140	4.400	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 6,2% a.a.
Total moeda estrangeira	8.690	7.440					
Moeda nacional:							
Eletrobras (ii)	57.092	62.234	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste – FNE (iii)	79.891	90.563	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Fiança Bancária e Conta Reserva	10% a.a.
BNDES FINAME 2012-2013 (iv)	33.011	35.076	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	3,00% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 A (iv)	65.026	71.516	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 B (iv)	65.051	71.547	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,8% a.a.
ITAÚ CCB (v)	155.663	155.070	20/03/2014	20/03/2019	Mensal	-	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário) (vi)	305.971	304.692	12/11/2014	07/11/2019	Anual	-	107% CDI
Total moeda nacional	761.705	790.698					
Total de empréstimos e financiamentos	770.395	798.138					
Circulante	73.977	72.189					
Não circulante	696.418	725.949					

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).

Os contratos de DMLP com variação em moeda estrangeira celebradas com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não estão vinculados a contratos de swap. O percentual de exposição cambial destes contratos está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 0,69% da dívida total, na posição de 30 de junho de 2015.

- (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, Banco do Brasil e ao Banco Itaú, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 30 de junho de 2015:

Obrigações especiais financeiras	Banco	Índice
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	BNDES / FINEM / Itaú CCB	3,50
Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	BNDES / FINEM / Itaú CCB	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:

30/06/2015	
2016	105.477
2017	185.409
2018	184.817
2019	168.255
Após 2019	52.460
	696.418

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

18. Debêntures

	30/06/2015		31/12/2014		Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante		Inicial	Final			
1ª Série 3ª Emissão	54.850	52.000	54.613	52.000	15/10/2011	15/10/2015	15/10/2016	CDI + 0,97% a.a.	Semestral	10.400
2ª Série 3ª Emissão	17.927	378.513	5.105	356.970	15/10/2011	15/10/2016	15/10/2018	IPCA + 6,85% a.a.	Anual	29.600
(-) Custo de transação	(377)	(632)	(377)	(820)	-	-	-	-	-	-
Total sem efeito de swap	72.400	429.881	59.341	408.150						
Resultado das operações de swap	(936)	(3.814)	(585)	(4.984)						
Total de debêntures	71.464	426.067	58.756	403.166						

Em 30 de junho de 2015 as debêntures são simples e não conversíveis em ações
A seguir apresentamos a movimentação das debêntures:

	Circulante	Não circulante	Total
31 de dezembro de 2014	58.756	403.166	461.922
Correção monetária	-	21.543	21.543
Transferências	(376)	376	-
Encargos provisionados	19.481	-	19.481
Encargos pagos	(6.422)	-	(6.422)
Transferência custo de transação	188	(188)	-
Apropriação custo de transação	188	-	188
Resultado das operações de swap	(351)	1.170	819
Em 30 de junho de 2015	71.464	426.067	497.531

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).

Em 30 de junho de 2015, a Companhia atendeu todos os indicadores requeridos pelas respectivas escrituras de emissão.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

19. 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	Natureza da operação	30/06/2015					31/12/2014			30/6/2014	
		*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/ (despesa)	Intangível	*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/ (despesa)	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF (a)	Compra de Energia	-	101.429	-	(309.998)	-	-	91.834	-	(276.483)	-
Endesa Cachoeira - CDSA (b)	Compra de Energia	-	647	-	(2.770)	-	-	643	-	(3.053)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN (c)	Encargo de Uso	-	298	-	(653)	-	-	290	-	(789)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE (d)	Plano de pensão	-	-	86.789	(3.998)	241	-	-	90.312	(1.170)	151
EN-Comercio e Serviço SA (PRÁTIL) (e)	Amecadação	80	-	-	463	-	40	-	-	239	-
Enel Energy Europe (f)	Serviço	-	-	-	-	-	-	1.346	-	(1.279)	-
		80	102.374	86.789	(316.956)	241	40	94.883	90.312	(282.535)	151
(-) Plano de pensão		-	-	86.789	-	-	-	770	90.312	-	-
Parte relacionadas		80	102.374	-	(316.956)	241	40	94.113	-	(282.535)	151

* Esses valores são classificados como contas a receber, fornecedores e obrigações com benefícios pós-emprego, respectivamente (vide Notas 6, 15 e 21).

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 cujo preço normativo é estabelecido pela Aneel reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGPM, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado.
- CDSA - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.:** Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da companhia oriundos de leilão CCEAR 2º LEE – 2005 ou MCSD 2º LEE 2005.
- CIEN - Companhia de Interconexão Energética:** Os saldos incorridos estão relacionados com as despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela a ANEEL mediante despacho.
- 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”.
- 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.
- 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 semestre findo em 30 de junho de 2015 foi de R\$ 4.653 (R\$ 5.188 em 30 de junho de 2014). A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

20. Programas de P&D e de eficiência energética

	30/06/2015		31/12/2014	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Programa de Eficiência Energética	5.481	35.740	7.726	26.917
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	-	28.671	5.527	25.054
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(4)	-	416	-
Ministério de Minas e Energia- MME	495	-	(165)	-
Total	5.972	64.411	13.504	51.971

Conforme Lei nº 9.991, 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 em aberto são corrigidos pela SELIC até a efetiva realização.

21. 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>30/06/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Custo do serviço corrente	1.519	2.892
Custos dos juros	4.861	5.014
Total de despesas	<u>6.380</u>	<u>7.906</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 30 de junho de 2015, foi adotada premissa de crescimento dos custos médicos (inflação médica) de 9,18% a.a. (3% a.a. em termos reais).

22. 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>30/06/2015</u>			<u>Saldo</u>	
	<u>Saldo</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Atualização</u>	<u>acumulado</u>	
	<u>acumulado</u>			<u>monetária</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>acumulado</u>
Trabalhistas (a)	32.690	12.886	(9.683)	11.831	(4.963)	42.761
Cíveis (b)	60.152	9.629	(8.605)	5.631	(3.854)	62.953
Fiscais	1.997	-	-	144	(20)	2.121
Regulatório (c)	88.352	-	-	(1.467)	(15.450)	71.435
Total	<u>183.191</u>	<u>22.515</u>	<u>(18.288)</u>	<u>16.139</u>	<u>(24.287)</u>	<u>179.270</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, 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 30 de junho 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>31/06/2015</u>	<u>31/12/2014</u>
Trabalhistas	46.601	41.085
Cíveis	704.874	644.569
Fiscais	437.811	396.678
Juizados especiais	9.453	8.135
	<u>1.198.739</u>	<u>1.090.467</u>

As ações consideradas na avaliação dos assessores jurídicos da Companhia com expectativa de perda possível referem-se, substancialmente, a mesma natureza das causas apresentadas com expectativa de perda provável.

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

- I. No âmbito estadual, a Companhia discute diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 363.467 em 30 de junho 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.
- II. No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com o Município de Fortaleza referentes ao ISS. O saldo atual atualizado corresponde a R\$34.510 em 30 de junho 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. A empresa ganhou execução fiscal no valor de R\$20.162 e por isso o total dos processos foi reduzido. A Companhia possui ainda processo judicial com o Município de Iguatu referente ao ISS no valor de R\$3.197 em 30 de junho de 2015.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

- III. Em relação aos tributos federais, a Companhia possui (i) processos administrativos referentes ao IRPJ que totalizam o montante de R\$ 7.655 (R\$7.530 em 31 de dezembro de 2014), (ii) processo judicial referente ao IRPJ e à CSLL no valor de R\$ 20.083 (R\$ 19.573 em 31 de dezembro de 2014), bem como um (iii) processo judicial referente a COFINS no valor de R\$ 1.083 em 30 de junho de 2015 (R\$ 1.064 em 31 de dezembro de 2014).
- IV. 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\$ 7.815 (R\$ 7.000 em 31 de dezembro de 2014).

23. 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%
Eneris	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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

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 30 de junho de 2015 o valor de R\$ 43.848 (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.

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 30 de junho de 2015 reconheceu o valor líquido de R\$ 541 (R\$ 1.150 em 30 de junho de 2014) na rubrica de outros resultados abrangentes.

24. Lucro por ação

	<u>30/06/2015</u>	<u>30/06/2014</u>
Lucro do período	220.923	91.451
Lucro atribuível às ações ordinárias	136.398	56.462
Nº de ações ordinárias (em unidades)	48.067.937	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	2,84	1,17

Não há diferença significativa entre o lucro por ação básico e o diluído, uma vez que a companhia não possui instrumentos patrimoniais emitidos com realização no período.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

25. Receita líquida

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

	<u>30/06/2015</u>	<u>30/06/2014</u>
Fornecimento faturado	2.195.480	1.625.722
Fornecimento não faturado	32.676	20.155
Consumidores, concessionários e permissionários	<u>2.228.156</u>	<u>1.645.877</u>
Valores a Receber de Parcela A e outros itens financeiros	428.094	-
Subvenção baixa renda	86.736	97.508
Subvenção CDE - desconto tarifário	132.380	88.670
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	45.995	37.093
Receita de construção	142.660	138.007
Outras receitas	<u>21.639</u>	<u>26.065</u>
Receita operacional bruta	<u>3.085.660</u>	<u>2.033.220</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(572.103)	(385.934)
COFINS	(236.458)	(48.396)
PIS	(51.336)	(10.507)
P&D	(17.147)	(14.953)
Encargo setorial CDE	(127.060)	(4.963)
Taxa de fiscalização	(2.734)	(2.312)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	<u>(23)</u>	<u>(853)</u>
Total de deduções de receita	<u>(1.006.861)</u>	<u>(467.918)</u>
Total	<u><u>2.078.799</u></u>	<u><u>1.565.302</u></u>

26. Custos e despesas operacionais

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

Descrição	30/06/2015				30/06/2014	
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(56.329)	-	(23.352)	-	(79.681)	(70.709)
Material	(19.801)	-	(115)	-	(19.916)	(4.768)
Serviços de terceiros	(79.895)	(2.518)	(24.954)	-	(107.367)	(119.583)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.208.782)	-	-	-	(1.208.782)	(993.047)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(85.408)	-	-	-	(85.408)	(47.538)
Depreciação e amortização	(65.875)	-	(4.719)	-	(70.594)	(68.786)
Reversão da provisão de baixas	(7.938)	-	-	-	(7.938)	-
Custo na desativação de bens	-	-	-	-	-	2.038
Reversão de perdas de estoques	-	-	-	-	-	1.206
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(16.087)	-	-	(16.087)	1.128
Custo de construção	(142.660)	-	-	-	(142.660)	(138.007)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(4.227)	-	(4.227)	(4.948)
Indenizações DIC / FIC	(4.690)	-	-	-	(4.690)	(3.558)
Outras despesas operacionais	(7.263)	-	(5.119)	(1.984)	(14.366)	(20.783)
Total	<u>(1.678.642)</u>	<u>(18.605)</u>	<u>(62.486)</u>	<u>(1.984)</u>	<u>(1.761.717)</u>	<u>(1.467.355)</u>

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

Despesa de pessoal	30/06/2015	30/06/2014
Remuneração	(46.407)	(36.977)
Encargos sociais	(16.528)	(16.510)
Provisão de férias e décimo	(6.190)	(6.378)
Plano de saúde (*)	(4.938)	(4.654)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(7.218)	(6.607)
Participação nos resultados	(5.961)	(5.961)
Previdencia Privada	(4.011)	(2.009)
Outros	(136)	(219)
(-) Transferências para intangível em curso	11.708	8.606
Total	(79.681)	(70.709)

* A variação na linha de plano de saúde recorreram basicamente pelo motivo mencionado na Nota 8.

27. Resultado financeiro

A composição do resultado financeiro está disposta abaixo:

	30/06/2015	30/06/2014
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	9.076	4.447
Multas e acréscimos moratórios em conta de energia	26.897	17.379
Receita de ativo indenizável	22.427	9.288
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	17.738	-
Outras receitas financeiras	5.972	1.874
Total das receitas financeiras	82.110	32.988
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(22.874)	(13.204)
Encargos de dívidas	(60.056)	(38.612)
Encargos fundo de pensão	(4.861)	(4.294)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(16.139)	(12.691)
Atualizações de impostos e multas	(2.556)	(2.138)
Correção P&D/PEE	(436)	(298)
IOF/IOC	(1.566)	(3.756)
Baixa de depósito judicial	-	(4.191)
Outras multas	(12.044)	(10.167)
Outras despesas financeiras	(7.641)	(9.676)
Total das despesas financeiras	(128.173)	(99.027)
Resultado financeiro	(46.063)	(66.039)

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

28. Imposto de renda e contribuição social

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

	30/06/2015		30/06/2014	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	271.019	271.019	33.956	33.956
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	(67.749)	(24.392)	(8.483)	(3.056)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Depreciação	(1.732)	(623)	-	-
Incentivos fiscais	43.848	-	42.655	-
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(1.152)	(415)	(540)	(169)
Àgio e perdas indedutíveis	1.716	403	1.918	563
Imposto de renda e contribuição social no resultado	(25.069)	(25.027)	35.550	(2.662)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(23.036)	(24.334)	(18.868)	(22.278)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.033)	(693)	54.418	19.616
Total	(25.069)	(25.027)	35.550	(2.662)

	Balancos patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/06/2015	31/12/2014	30/06/2015	30/06/2014
	IR e CS sobre diferenças temporárias	110.375	107.010	3.365
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	39.862	38.678	1.184	79
Provisão para ações judiciais e regulatórias	67.525	67.238	287	36.640
Provisão para obsolescência de estoque	1.210	1.039	171	(720)
Outras	1.778	55	1.723	675
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(44.605)	(38.514)	(6.091)	37.360
Ativo indenizável (concessão)	(46.523)	(40.394)	(6.129)	(9.666)
Desreconhecimento de passivo regulatório	-	-	-	46.981
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.794)	(1.832)	38	44
Diferido Perdas de Bens	3.712	3.712	-	1
Subtotal - impacto no resultado de período	65.770	68.496	(2.726)	74.034
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	47.513	47.235	278	(138)
Plano de pensão	49.128	49.128	-	-
Swap passivo	(1.615)	(1.893)	278	(138)
Total	113.283	115.731	(2.448)	73.896

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

29. 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 no fluxo 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
30 de junho de 2015						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.687	7.784	34.036	126.620	33.841	205.968
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	2.160	17.582	79.666	695.217	3.860	798.485
Debêntures	-	-	89.279	491.556	-	580.835
	5.847	25.366	202.981	1.313.393	37.701	1.585.288
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:

	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
30 de junho de 2015			
"Swaps" de juros 08/11/12	2.575	2.900	5.475
	2.575	2.900	5.475
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 30 junho 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 17 e 18, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 4 e 5, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 23)).

O índice de endividamento em 30 de junho 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 Eletrobrás) 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 30 de junho 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 (8% 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 30 de junho de 2015, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 4.750 (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	30/06/2015		31/12/2014		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	118.241	118.241	180.434	95.287
Titulos e valores mobiliarios	Valor justo por meio de resultado	2	6.634	6.634	11.455	12.023
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	59.450	59.450	54.518	60.730
Consumidores, concessionários e permissionários	Empréstimos e recebíveis	2	723.823	723.823	513.609	513.609
Instrumentos financeiros derivativos	Empréstimos e recebíveis	2	4.750	4.750	5.569	5.569
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	Empréstimos e recebíveis	2	395.360	395.360	306.409	306.409
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	755.202	755.202	783.713	783.713
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	761.705	749.346	790.698	777.031
Debêntures em moeda nacional	Empréstimos e recebíveis	2	502.281	487.326	467.491	467.418
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Empréstimos e recebíveis	2	8.690	8.328	7.440	7.034
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	504.909	504.909	441.138	441.138

As aplicações financeiras registradas no período (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 30 de junho 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 30 de junho de 2015.

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil S.A.	936	4.750	3.814

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de junho 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 30 de junho 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	
					31/06/2015	31/12/2014
Contratos de swaps						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97%aa 9,43%	-BRL 4.750	-BRL 5.569
					Efeito acumulado (valor a receber)	
					Valor justo	
					30/06/15	31/12/14
Descrição	Contraparte				30/06/15	31/12/14
Contratos de swaps						
(+) Ativo					105.528	104.566
(-) Passivo	HSBC BANK BRASIL S.A.				100.778	98.997
(=) Ajuste					4.750	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

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	30/06/2015	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	30/06/15	Cenário + 25%	Cenário + 50%
Debênture 1ª série - 3ª emissão	15.263	18.567	21.782
Swap Ponta Ativa	(15.263)	(18.567)	(21.782)
Swap Ponta Passiva	9.116	9.116	9.116
Total	9.116	9.116	9.116

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.

30. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 1.053.777 em 2015, R\$ 2.150.073 em 2016, R\$ 2.249.906 em 2017 e R\$ 46.929.054 após 2017.

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

31. 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 junho de 2015 foi de R\$ 5.961 (R\$5.961 em 30 de junho de 2014).

32. 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 30 de junho de 2015, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2015 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis 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 seis meses findo em 30 de junho 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 forma consistente com as informações intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 24 de julho 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