

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 - 01/01/2014 à 30/09/2014	11
DMPL - 01/01/2013 à 30/09/2013	12
Demonstração do Valor Adicionado	13
Comentário do Desempenho	14
Notas Explicativas	30

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	65
--	----

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 30/09/2014
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	16/02/2014	Dividendo	31/12/2014	Ordinária		0,98681
Assembléia Geral Ordinária	16/04/2014	Dividendo	16/04/2014	Preferencial	Preferencial Classe A	0,98681
Assembléia Geral Ordinária	16/04/2014	Dividendo	16/04/2014	Preferencial	Preferencial Classe B	0,98681

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
1	Ativo Total	3.680.580	3.371.127
1.01	Ativo Circulante	925.525	750.927
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	13.004	95.287
1.01.02	Aplicações Financeiras	2.136	12.023
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo	2.136	12.023
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	2.136	12.023
1.01.03	Contas a Receber	815.671	583.421
1.01.03.01	Clientes	477.407	387.950
1.01.03.01.01	Consumidores, Concessionários e Permissionárias	573.831	481.208
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-96.472	-93.307
1.01.03.01.03	Partes relacionadas	48	49
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	338.264	195.471
1.01.03.02.01	Consumidores Baixa Renda	37.139	47.541
1.01.03.02.02	Serviços em Curso	53.717	57.398
1.01.03.02.03	Cauções e Depósitos	28.248	25.375
1.01.03.02.04	Recursos CDE - Decreto no 7.945/2013	0	10.298
1.01.03.02.05	Recursos CDE - Decreto no 8.221/2014	85.663	0
1.01.03.02.06	Outros Créditos	51.468	34.387
1.01.03.02.07	Benefício fiscal - ágio incorporado	8.235	8.793
1.01.03.02.08	Subvenção CDE - desconto tarifário	72.683	11.679
1.01.03.02.09	Instrumentos Financeiros Derivativos - Swap	1.111	0
1.01.04	Estoques	2.635	3.450
1.01.06	Tributos a Recuperar	87.472	50.676
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	87.472	50.676
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	87.472	50.676
1.01.07	Despesas Antecipadas	4.607	6.070
1.02	Ativo Não Circulante	2.755.055	2.620.200
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	1.111.524	828.297
1.02.01.03	Contas a Receber	5.874	5.784
1.02.01.03.01	Clientes	22.521	22.441
1.02.01.03.02	Outras Contas a Receber	-16.647	-16.657
1.02.01.06	Tributos Diferidos	190.921	18.695
1.02.01.06.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	190.921	18.695
1.02.01.07	Despesas Antecipadas	1.424	1.424
1.02.01.09	Outros Ativos Não Circulantes	913.305	802.394
1.02.01.09.03	Depósitos vinculados a Litigio	31.040	42.264
1.02.01.09.04	Cauções e depósitos	22.399	35.355
1.02.01.09.05	Beneficio fiscal - ágio incorporado	58.619	64.656
1.02.01.09.06	Ativo indenizavel (concessao)	778.090	630.799
1.02.01.09.07	Instrumentos Financeiros Derivativos - Swap	4.800	0
1.02.01.09.08	Tributos a compensar	18.357	29.320
1.02.03	Imobilizado	47.137	42.732
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	40.378	20.242
1.02.03.02	Imobilizado Arrendado	6.759	22.490
1.02.04	Intangível	1.596.394	1.749.171
1.02.04.01	Intangíveis	1.596.394	1.749.171

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.553.778	1.700.643
1.02.04.01.02	Softwares	42.616	48.528

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
2	Passivo Total	3.680.580	3.371.127
2.01	Passivo Circulante	842.717	706.134
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	35.330	32.109
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	35.330	32.109
2.01.02	Fornecedores	440.559	336.881
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	440.559	336.881
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	324.911	252.506
2.01.02.01.02	Partes Relacionadas	115.648	84.375
2.01.03	Obrigações Fiscais	83.664	80.614
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	28.390	26.774
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	54.354	52.131
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	920	1.709
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	103.242	147.976
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	75.199	141.940
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	75.068	141.717
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	131	223
2.01.04.02	Debêntures	28.043	6.036
2.01.04.02.02	Encargos de dividas	28.043	6.036
2.01.05	Outras Obrigações	127.848	81.187
2.01.05.02	Outros	127.848	81.187
2.01.05.02.01	Dividendos e JCP a Pagar	77.899	25.079
2.01.05.02.05	Taxas Regulamentares	3.869	3.446
2.01.05.02.07	Contribuição de Iluminação Pública Arrecadada	14.851	9.810
2.01.05.02.08	Programas de Pesq, Desenv e Eficiência Energ	15.654	18.859
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	0	12.824
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	15.575	11.169
2.01.06	Provisões	52.074	27.367
2.01.06.02	Outras Provisões	52.074	27.367
2.01.06.02.05	Provisões Luz para Todos	52.074	27.367
2.02	Passivo Não Circulante	1.236.241	1.098.670
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	893.984	774.042
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	440.754	342.665
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	433.949	336.161
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	6.805	6.504
2.02.01.02	Debêntures	453.230	431.377
2.02.01.02.01	Debentures	453.230	431.377
2.02.02	Outras Obrigações	158.022	162.691
2.02.02.02	Outros	158.022	162.691
2.02.02.02.03	Fornecedores	13.976	13.533
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	15.444	16.156
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	80.970	84.506
2.02.02.02.06	Programas de Pesq, Desenv e de Eficiência Energ	46.497	47.115
2.02.02.02.07	Outras Obrigações	1.135	1.381
2.02.04	Provisões	184.235	161.937
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	184.235	161.937
2.03	Patrimônio Líquido	1.601.622	1.566.323

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 30/09/2014	Exercício Anterior 31/12/2013
2.03.01	Capital Social Realizado	442.946	442.946
2.03.02	Reservas de Capital	358.671	358.671
2.03.02.02	Reserva Especial de Ágio na Incorporação	221.188	221.188
2.03.02.07	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital	31.160	31.160
2.03.02.08	Incentivo fiscal - Adene	106.323	106.323
2.03.04	Reservas de Lucros	707.469	760.289
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	402.792	402.792
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	52.820
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	255.832	255.832
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	88.634	0
2.03.06	Ajustes de Avaliação Patrimonial	3.902	4.417

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2014 à 30/09/2014	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/09/2014	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/09/2013
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	815.342	2.382.956	707.662	2.065.627
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-670.655	-2.072.460	-657.341	-1.700.920
3.03	Resultado Bruto	144.687	310.496	50.321	364.707
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-39.884	-104.188	-34.130	-148.274
3.04.01	Despesas com Vendas	-6.873	-9.701	-6.030	-20.584
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-26.675	-79.753	-26.297	-70.485
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-6.336	-14.734	-1.803	-57.205
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	104.803	206.308	16.191	216.433
3.06	Resultado Financeiro	-133.210	-202.807	-2.277	-41.355
3.06.01	Receitas Financeiras	16.150	49.138	28.687	86.251
3.06.02	Despesas Financeiras	-149.360	-251.945	-30.964	-127.606
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	-28.407	3.501	13.914	175.078
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	25.590	85.133	-1.185	-24.474
3.08.01	Corrente	-26.400	-86.827	-27.240	-69.679
3.08.02	Diferido	51.990	171.960	26.055	45.205
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	-2.817	88.634	12.729	150.604
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	-2.817	88.634	12.729	150.604
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	-0,03617	1,13845	0,00000	0,00000
3.99.01.02	PNA	-0,03617	1,13845	0,00000	0,00000
3.99.01.03	PNB	-0,03617	1,13845	0,00000	0,00000
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	-0,03617	1,13845	0,00000	0,00000
3.99.02.02	PNA	-0,03617	1,13845	0,00000	0,00000
3.99.02.03	PNB	-0,03617	1,13845	0,00000	0,00000

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 01/07/2014 à 30/09/2014	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/09/2014	Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/07/2013 à 30/09/2013	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/09/2013
4.01	Lucro Líquido do Período	-2.817	88.634	-12.057	150.604
4.02	Outros Resultados Abrangentes	635	-515	-3.278	4.174
4.03	Resultado Abrangente do Período	-2.182	88.119	-15.335	154.778

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/09/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/09/2013
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	133.530	384.293
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	271.259	342.087
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	88.634	150.604
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	3.186	13.275
6.01.01.04	Amortização e depreciação	118.442	107.274
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	77.480	75.500
6.01.01.06	Baixas de intangível em serviço	1.097	38.194
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	-171.960	-45.205
6.01.01.08	Provisões(reversão) para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	41.390	20.551
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	6.595	7.207
6.01.01.10	Resultado atuarial	6.440	-5.494
6.01.01.11	Provisão para perdas em estoques	-4.346	81
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	81.086	-30.819
6.01.01.14	Provisão para redução de recuperabilidade	0	10.919
6.01.01.15	Programa de P&D e de Eficiência Energética	23.215	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-137.729	42.206
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-92.733	70.798
6.01.02.02	Consumidores de baixa renda	10.402	19.234
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	-61.004	23.357
6.01.02.04	Tributos a compensar	-25.833	462
6.01.02.05	Estoques	5.161	-1.146
6.01.02.06	Despesas pagas antecipadamente	1.463	330
6.01.02.07	Cauções e depósitos	10.083	-5.030
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	11.224	-487
6.01.02.09	Outros Ativos	-13.400	-1.843
6.01.02.10	Fornecedores	104.121	-29.075
6.01.02.11	Foha de pagamento	3.221	-1.786
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	6.807	-17.199
6.01.02.13	Taxas regulamentares	423	-16.276
6.01.02.14	Débitos com partes relacionadas	0	6.764
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-9.559	-3.830
6.01.02.16	Programa de P&D e de Eficiência Energética	-27.556	0
6.01.02.17	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-19.092	-10.264
6.01.02.18	Outros passivos	33.908	19.689
6.01.02.19	Repasse CDE	-75.365	-11.456
6.01.02.20	Créditos com partes relacionadas	0	-36
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-189.657	-190.350
6.02.01	Aplicações no intagível	-199.544	-170.426
6.02.03	Aplicações financeiras	9.887	-19.924
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	-26.156	-104.967
6.03.01	Pagamento de empréstmos e financiamentos	-160.258	-81.089
6.03.02	Pagamento de juros de empréstmos	-33.155	-20.970
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-5.552	-14.788
6.03.04	Pagamento Contrato de dívida Faelce	-13.241	-6.838

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/09/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/09/2013
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	-4.856	-5.138
6.03.06	Captação de empréstimos e financiamentos	190.906	153.076
6.03.07	Pagamento de debêntures	0	-129.220
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	-82.283	88.976
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	95.287	152.715
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	13.004	241.691

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2014 à 30/09/2014**(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	88.634	-515	88.119
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	88.634	0	88.634
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-515	-515
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	-781	-781
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	266	266
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	707.469	88.634	3.902	1.601.622

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2013 à 30/09/2013**(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	759.133	0	-420	1.560.330
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	442.946	358.671	759.133	0	-420	1.560.330
5.04	Transações de Capital com os Sócios	0	0	-117.404	0	0	-117.404
5.04.06	Dividendos	0	0	-117.404	0	0	-117.404
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	150.604	4.174	154.778
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	150.604	0	150.604
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	4.174	4.174
5.05.02.06	Ajuste de avaliação patrimonial-Swap	0	0	0	0	6.324	6.324
5.05.02.07	Tributos diferidos	0	0	0	0	-2.150	-2.150
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	47.961	-47.961	0	0
5.06.04	Reserva de lucros-incentivo fiscal-ADENE	0	0	47.961	-47.961	0	0
5.07	Saldos Finais	442.946	358.671	689.690	102.643	3.754	1.597.704

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2014 à 30/09/2014	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2013 à 30/09/2013
7.01	Receitas	3.126.070	2.719.919
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	2.918.428	2.555.358
7.01.02	Outras Receitas	19.835	12.538
7.01.02.01	Provisão para redução de recuperabilidade	0	-10.919
7.01.02.02	Outras Receitas	19.835	23.457
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	190.993	165.298
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-3.186	-13.275
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.952.064	-1.603.593
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.737.004	-1.383.780
7.02.04	Outros	-215.060	-219.813
7.02.04.01	Custo de construção	-190.993	-165.298
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-24.067	-54.515
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.174.006	1.116.326
7.04	Retenções	-119.684	-107.274
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-119.684	-107.274
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.054.322	1.009.052
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	49.138	86.251
7.06.02	Receitas Financeiras	49.138	86.251
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.103.460	1.095.303
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.103.460	1.095.303
7.08.01	Pessoal	93.898	106.149
7.08.01.01	Remuneração Direta	65.497	66.560
7.08.01.02	Benefícios	5.469	17.664
7.08.01.03	F.G.T.S.	3.258	3.687
7.08.01.04	Outros	19.674	18.238
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	5.141	4.477
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	3.268	5.575
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	11.265	8.186
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	661.887	701.790
7.08.02.01	Federais	61.153	167.658
7.08.02.02	Estaduais	600.491	532.483
7.08.02.03	Municipais	243	1.649
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	259.041	136.760
7.08.03.01	Juros	76.496	71.950
7.08.03.02	Aluguéis	7.097	9.154
7.08.03.03	Outras	175.448	55.656
7.08.05	Outros	88.634	150.604
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	85.113	47.961
7.08.05.02	Retenção de Lucros	3.521	102.643

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 28 de outubro de 2014 – A Companhia Energética do Ceará - Coelce (Coelce) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], eleita entre as três melhores distribuidoras de energia elétrica do Brasil desde 2009, pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE), presente nos 184 municípios cearenses, que abrigam mais de 8,8 milhões de habitantes, divulga seus resultados do terceiro trimestre de 2014 (3T14) e dos nove primeiros meses de 2014 (9M14). 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\$ 154 MILHÕES NO 3T14

Receita Líquida apresenta evolução de 15,2% em relação ao 3T13

DESTAQUES

A Coelce encerrou o 3T14 com um total de **3.586.064 consumidores**, o que representa um crescimento de **3,5%** em relação ao mesmo período do ano anterior.

O **volume de energia vendida e transportada** pela Coelce atingiu o montante de **2.843 GWh*** no 3T14, um incremento de **6,7%** em relação ao volume registrado no 3T13, de 2.664 GWh*.

Os indicadores de qualidade do fornecimento **DEC e FEC** encerraram o 3T14 em **9,42 horas*** e **4,71 vezes***, representando melhorias de **3,7%** e **13,4%**, respectivamente, em relação ao 3T13.

Os indicadores de produtividade **MWh/colaborador e Consumidor/colaborador** atingiram, no 3T14, os valores de **2.330*** e **572,85***, representando avanços de **12,1%** e **10,7%**, ambos em relação ao 3T13.

A **Receita Operacional Bruta** registrada no 3T14 foi de **R\$ 1.076 milhões***, um incremento de **16,8%** em relação ao 3T13, que alcançou no citado trimestre o montante de R\$ 922 milhões*.

O **EBITDA**, no 3T14, alcançou o montante de **R\$ 154 milhões***, representando um incremento significativo em relação ao 3T13, que alcançou o montante de **R\$ 66 milhões***. Com esse resultado, a Margem EBITDA da Companhia encerrou o 3T14 em **18,94%***, percentual superior em **9,59 p.p.** comparado ao 3T13.

No 3T14, a empresa apresentou **Prejuízo Líquido de -R\$ 3 milhões**, refletindo uma Margem Líquida de **-0,35%**.

A Coelce foi reconhecida pela **segunda vez consecutiva como empresa premiada** no Prêmio Nacional da Qualidade do ano de 2014, o maior reconhecimento público feito pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) à excelência da gestão das organizações brasileiras.

Em setembro de 2014, a Coelce foi classificada, **pela 9ª vez consecutiva**, como uma das 150 Melhores Empresas para se Trabalhar no Brasil segundo o Guia Exame/Você S/A.

DESTAQUES DO PERÍODO

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.843	2.664	6,7%	2.661	6,8%	8.285	7.891	5,0%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.076.201	921.639	16,8%	1.101.997	-2,3%	3.109.421	2.720.655	14,3%
Receita Líquida (R\$ mil)	815.342	707.662	15,2%	860.280	-5,2%	2.382.956	2.065.627	15,4%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	154.459	66.140	>100,0%	93.577	65,1%	324.750	323.706	0,3%
Margem EBITDA (%)*	18,94%	9,35%	9,59 p.p	10,88%	8,06 p.p	13,63%	15,67%	-2,04 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	104.803	16.191	>100,0%	60.383	73,6%	206.308	216.433	-4,7%
Margem EBIT (%)*	12,85%	2,29%	10,56 p.p	7,02%	5,83 p.p	8,66%	10,48%	-1,82 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	(2.817)	12.729	<-100,0%	26.805	<-100,0%	88.634	150.604	-41,1%
Margem Líquida (%)	-0,35%	1,80%	-2,15 p.p	3,12%	-3,47 p.p	3,72%	7,29%	-3,57 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	61.503	76.086	-19,2%	77.965	-21,1%	194.355	191.891	1,3%
DEC (12 meses)*	9,42	9,78	-3,7%	10,03	-6,1%	9,42	9,78	-3,7%
FEC (12 meses)*	4,71	5,44	-13,4%	5,06	-6,9%	4,71	5,44	-13,4%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	97,87%	100,33%	-2,46 p.p	98,03%	-0,16 p.p	97,87%	100,33%	-2,46 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,69%	12,54%	0,15 p.p	12,54%	0,15 p.p	12,69%	12,54%	0,15 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.586.064	3.465.367	3,5%	3.558.744	0,8%	3.586.064	3.465.367	3,5%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.220	1.281	-4,8%	1.206	1,2%	1.220	1.281	-4,8%
MWh/Colaborador*	2.330	2.079	12,1%	2.207	5,6%	6.839	6.163	11,0%
Consumidor/Colaborador*	572,85	517,53	10,7%	550,55	4,1%	1.670,25	1.507,64	10,8%
PMSO (5)/Consumidor*	26,20	30,77	-14,9%	31,07	-15,7%	87,12	93,85	-7,4%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

(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 3,6 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de mais 8,8 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	3T14	3T13	Var. %
Área de Concessão (km2)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	8.827.499	8.762.607	0,7%
Consumidores (Unid.)	3.586.064	3.465.367	3,5%
Linhas de Distribuição (Km)	132.589	130.966	1,2%
Linhas de Transmissão (Km)	5.069	4.677	8,4%
Subestações (Unid.)	108	106	1,9%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.127	10.471	6,3%
Posição no Nordeste em Volume de Energia	3ª	3ª	-
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,72%	4,71%	0,01 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (2)	2,36%	2,28%	0,08 p.p

(1) O número de Habitantes do Ceará está estimado

(2) O número de consumidores Brasil está estimado



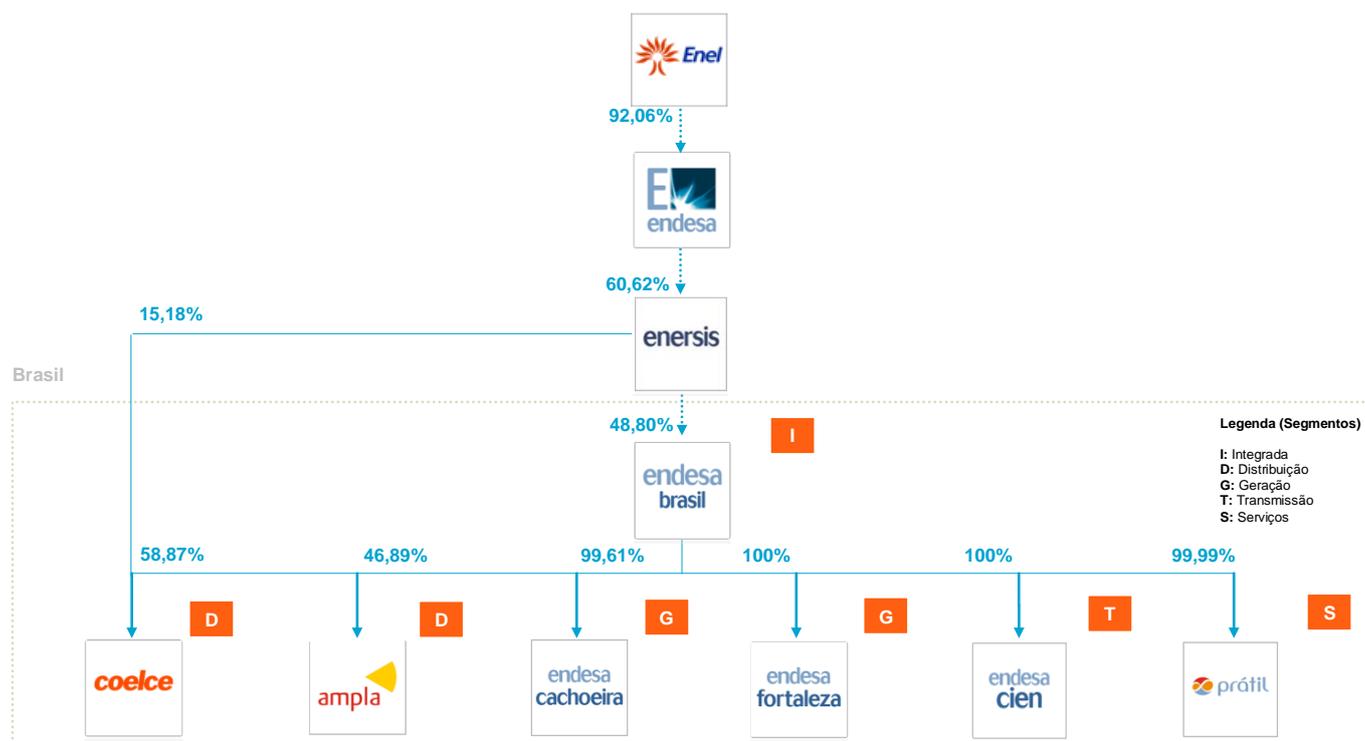
Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

Sociedade anônima de capital aberto, a Companhia é controlada pela Endesa Brasil, que detém, diretamente, 58,9% do capital total e 91,7% do capital votante da Coelce, e controlada indiretamente, pela Enersis, que detém, diretamente, 15,2% do capital total e 6,2% do capital votante da Coelce. O restante das ações pertence a pessoas físicas, investidores institucionais nacionais e estrangeiros, fundos de pensão, clubes e fundos de investimentos, bem como outras pessoas jurídicas, sendo negociado na BM&FBovespa.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/09/2014)

	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%
Endesa 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%	3.706.719	-	3.706.719	12,4%	4.626.122	5,9%
Fundos e Clubes de Investimentos	3.710	0,0%	5.707.513	-	5.707.513	19,2%	5.711.223	7,4%
Pessoas Físicas	46.037	0,1%	3.268.160	377	3.268.537	11,0%	3.314.574	4,3%
Outros	34.542	0,1%	1.014.546	2.720	1.017.266	3,4%	1.051.808	1,2%
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

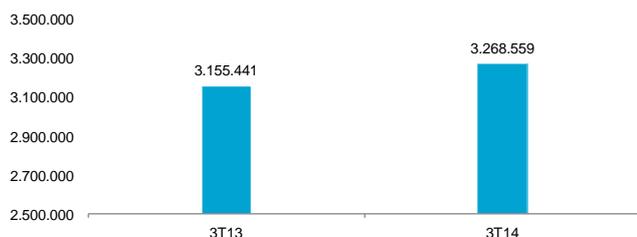
NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Mercado Cativo	3.268.487	3.155.373	3,6%	3.241.457	0,8%	3.268.487	3.155.373	3,6%
Residencial - Convencional	1.344.598	1.267.617	6,1%	1.325.708	1,4%	1.344.598	1.267.617	6,1%
Residencial - Baixa Renda	1.223.322	1.215.730	0,6%	1.229.792	-0,5%	1.223.322	1.215.730	0,6%
Industrial	6.045	6.031	0,2%	6.063	-0,3%	6.045	6.031	0,2%
Comercial	175.787	171.694	2,4%	174.918	0,5%	175.787	171.694	2,4%
Rural	473.748	450.896	5,1%	460.489	2,9%	473.748	450.896	5,1%
Setor Público	44.987	43.405	3,6%	44.487	1,1%	44.987	43.405	3,6%
Clientes Livres	70	66	6,1%	70	-	70	66	6,1%
Industrial	37	36	2,8%	37	-	37	36	2,8%
Comercial	33	30	10,0%	33	-	33	30	10,0%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Subtotal - Consumidores Efetivos	3.268.559	3.155.441	3,6%	3.241.529	0,8%	3.268.559	3.155.441	3,6%
Consumo Próprio	380	378	0,5%	377	0,8%	380	378	0,5%
Consumidores Ativos sem Fornecimento	317.125	309.548	2,4%	316.838	0,1%	317.125	309.548	2,4%
Total - Número de Consumidores	3.586.064	3.465.367	3,5%	3.558.744	0,8%	3.586.064	3.465.367	3,5%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

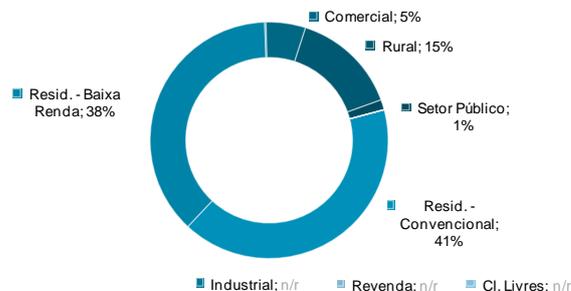
Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Evolução 3T13 - 3T14



Número de Consumidores Efetivos (Unidades)*

Posição Final em set/14



A Coelce encerrou o 3T14 com um incremento de 3,5% em relação ao número de consumidores registrado ao final do 3T13. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e rural, com mais 76.981 e 22.852 novos consumidores*, respectivamente.

Essa evolução reflete o crescimento vegetativo do mercado cativo da Coelce, impulsionado pelo crescimento econômico do Estado do Ceará. Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 157 milhões*.

Em termos de consumidores efetivos, a Companhia encerrou o 3T14 com um crescimento de 3,6% em relação ao 3T13.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.505	2.319	8,0%	2.354	6,4%	7.323	6.892	6,3%
Clientes Livres	338	345	-2,0%	307	10,1%	962	999	-3,7%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.843	2.664	6,7%	2.661	6,8%	8.285	7.891	5,0%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

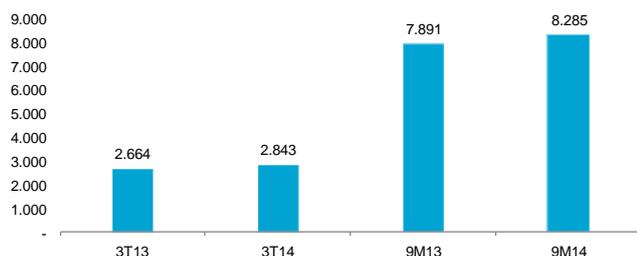
O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Coelce no 3T14 apresentou um incremento de 6,7% (+179 GWh) em relação ao 3T13. Este crescimento é o efeito combinado de (i) uma evolução observada no mercado cativo da Companhia de 8,0% (+186 GWh), e (ii) um menor volume de energia transportada para os clientes livres no 3T14, que foi 2,0% (-7 GWh) inferior ao registrado no 3T13. 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

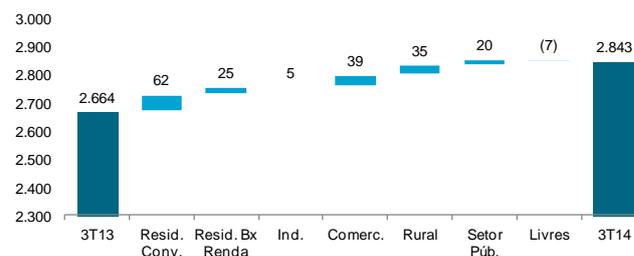
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



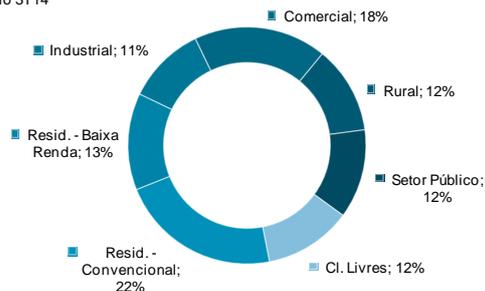
Evolução Anual do Consumo de Energia por Classe (GWh)*

Evolução 3T13 - 3T14



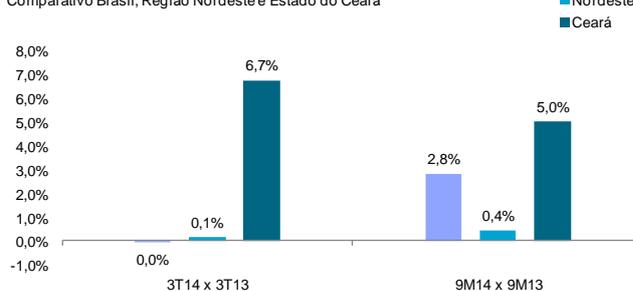
Venda e Transporte de Energia (GWh)*

Volume Total no 3T14



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

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Residencial - Convencional	625	563	11,0%	603	3,6%	1.860	1.688	10,2%
Residencial - Baixa Renda	376	351	7,1%	364	3,3%	1.119	1.065	5,1%
Industrial	305	300	1,7%	285	7,0%	872	856	1,9%
Comercial	513	474	8,2%	493	4,1%	1.519	1.439	5,6%
Rural	340	305	11,5%	277	22,7%	942	868	8,5%
Setor Público	346	326	6,1%	332	4,2%	1.011	976	3,6%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.505	2.319	8,0%	2.354	6,4%	7.323	6.892	6,3%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

O mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 8,0% no 3T14 quando comparado ao 3T13. Os principais fatores que ocasionaram essa evolução no consumo foram (i) o crescimento vegetativo do mercado cativo, de 3,6%, em conjunto, com o (ii) incremento da venda de energia per capita no mercado cativo, de 4,2% (conforme quadro abaixo).

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

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Residencial - Convencional	465	444	4,7%	455	2,2%	1.383	1.332	3,8%
Residencial - Baixa Renda	307	289	6,2%	296	3,7%	915	876	4,5%
Industrial	50.455	50.042	0,8%	47.295	6,7%	144.251	142.786	1,0%
Comercial	2.918	2.761	5,7%	2.819	3,5%	8.641	8.383	3,1%
Rural	718	676	6,2%	602	19,3%	1.988	1.925	3,3%
Setor Público	7.691	7.511	2,4%	7.463	3,1%	22.473	22.486	-0,1%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	766	735	4,2%	726	5,5%	2.240	2.184	2,6%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

A venda de energia per capita no mercado cativo no 3T14 apresentou um incremento de 4,2% em relação à observada no 3T13. As principais variações foram observadas nas seguintes classes:

(i) residencial convencional e residencial baixa renda: quando analisadas em conjunto, apresentam uma evolução na venda de energia per capita de 6,0%, a qual se atribui, principalmente, ao aumento da renda da população e maior acesso ao crédito, ocasionando assim um maior poder de compra.

(ii) rural: o incremento observado se deve, principalmente, ao período de colheita de agricultura, em conjunto com a redução do volume de chuvas no 3T14 quando comparado ao 3T13, dessa forma, o acionamento dos equipamentos de irrigação foi superior ao comparar os períodos.

(iii) comercial: a evolução observada se deve principalmente, pelo crescimento da atividade de hospedagem e alimentação, devido ao crescimento do turismo, ocasionado pela Copa do Mundo.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

** Fonte EPE: Valores de Brasil e Nordeste apurados até ago/14

Comentário do Desempenho

Cientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Industrial	312	322	-3,1%	282	10,6%	887	941	-5,7%
Comercial	26	23	13,0%	25	4,0%	75	58	29,3%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	338	345	-2,0%	307	10,1%	962	999	-3,7%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

O transporte de energia para os clientes livres na área de concessão da Companhia no 3T14 apresentou uma redução de 2,0% (-7 GWh) em relação ao 3T13, refletindo: (i) uma redução de 7,6% no transporte de energia per capita aos clientes livres os períodos comparados, conforme quadro abaixo, compensado, em parte, pelo (ii) crescimento de 6,1%* do número de clientes livres *, no 3T14 (mais 4 novos clientes, sendo 1 industrial e 3 comerciais*).

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

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Industrial	8.432	8.944	-5,7%	7.622	10,6%	23.973	26.139	-8,3%
Comercial	788	767	2,7%	758	4,0%	2.273	1.933	17,6%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	4.829	5.227	-7,6%	4.386	10,1%	13.743	15.136	-9,2%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 3T14 em relação ao 3T13 é atribuída, principalmente, ao representativo incremento do preço no mercado de curto prazo de energia (mercado spot), como resultado do aumento do despacho térmico ocasionado pelo baixo nível dos reservatórios, em conjunto com a redução da atividade industrial.

Balanco Energético

BALANÇO DE ENERGIA*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Demanda máxima de energia (MW)	1.909	1.834	4,1%	1.816	5,1%	1.909	1.834	4,1%
Energia requerida (GWh)	3.266	3.090	5,7%	3.079	6,1%	9.416	8.995	4,7%
Energia distribuída (GWh)	2.815	2.695	4,5%	2.648	6,3%	8.229	7.884	4,4%
Residencial - Convencional	613	566	8,3%	599	2,3%	1.832	1.688	8,5%
Residencial - Baixa Renda	369	355	3,9%	358	3,1%	1.106	1.053	5,0%
Industrial	304	303	0,3%	286	6,3%	873	854	2,2%
Comercial	510	481	6,0%	493	3,4%	1.513	1.435	5,4%
Rural	331	307	7,8%	270	22,6%	919	862	6,6%
Setor Público	345	333	3,6%	330	4,5%	1.007	975	3,3%
Clientes Livres	338	345	-2,0%	307	10,1%	962	999	-3,7%
Revenda	2	2	-	2	-	7	8	-12,5%
Consumo Próprio	3	3	-	3	-	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	451	395	14,2%	431	4,6%	1.187	1.111	6,8%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	13,81%	12,78%	1,03 p.p	14,00%	-0,19 p.p	12,61%	12,35%	0,26 p.p

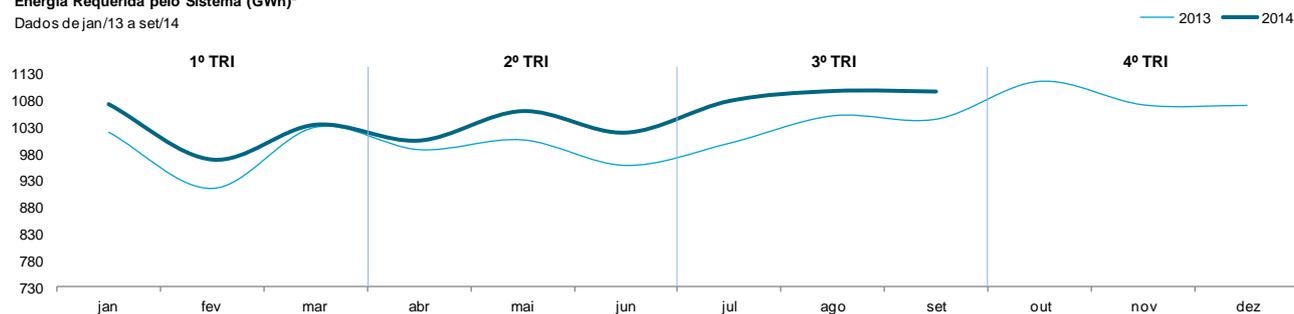
(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

A energia total requerida pelo sistema da Coelce no 3T14 apresentou um percentual 5,7% superior ao registrado no 3T13. Da mesma forma a energia efetivamente distribuída pelo sistema apresentou um incremento de 4,5%. A diferença entre o incremento apresentado pela energia total requerida e pela energia efetivamente distribuída é o reflexo do incremento (1,03 p.p) nas perdas de distribuição entre os trimestres comparados.

Sazonalidade

Energia Requerida pelo Sistema (GWh)*

Dados de jan/13 a set/14



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
Centrais Elétricas - FURNAS	325	346	-6,1%	335	-3,0%	964	1.015	-5,0%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	403	397	1,5%	388	3,9%	1.175	1.177	-0,2%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	91	142	-35,9%	87	4,6%	265	412	-35,7%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	161	87	85,1%	188	-14,4%	476	258	84,5%
Eletronorte	156	94	66,0%	145	7,6%	433	275	57,5%
COPEL	39	61	-36,1%	38	2,6%	117	180	-35,0%
CEMIG	36	114	-68,4%	35	2,9%	106	334	-68,3%
Tractebel Energia S.A	48	47	2,1%	54	-11,1%	147	139	5,8%
Eletronuclear S/A - Eletronuclear	97	97	-	96	1,0%	287	289	-0,7%
PROINFA	60	58	3,4%	55	9,1%	167	163	2,5%
Outros	785	579	35,6%	643	22,1%	2.014	1.648	22,2%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	2.879	2.700	6,6%	2.735	5,3%	8.163	7.902	3,3%
Liquidação na CCEE	109	73	49,3%	81	34,6%	437	194	>100,0%
Total - Compra de Energia	2.988	2.773	7,8%	2.816	6,1%	8.600	8.096	6,2%
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	18	15	20,0%	7	>100,0%	36	32	12,5%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	3.006	2.788	7,8%	2.823	6,5%	8.636	8.128	6,3%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

Os contratos de compra de energia celebrados no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, os contratos bilaterais, os contratos de energia distribuída e a liquidação das diferenças na CCEE apresentaram, no 3T14, um acréscimo de 7,8% em relação ao 3T13, ocasionado pela evolução do consumo no mercado cativo da Companhia.

Inputs e Outputs do Sistema

INPUTS E OUTPUTS DO SISTEMA (GWH)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Totais - Inputs	2.988	2.773	7,8%	2.816	6,1%	8.600	8.096	6,2%
Compra de Energia	2.988	2.773	7,8%	2.816	6,1%	8.600	8.096	6,2%
Contratos	2.879	2.700	6,6%	2.735	5,3%	8.163	7.902	3,3%
CGTF	678	678	-	671	1,0%	2.012	2.012	-
FURNAS	325	346	-6,1%	335	-3,0%	964	1.015	-5,0%
CHESF	403	397	1,5%	388	3,9%	1.175	1.177	-0,2%
CESP	91	142	-35,9%	87	4,6%	265	412	-35,7%
Petrobrás	161	87	85,1%	188	-14,4%	476	258	84,5%
Eletronorte	156	94	66,0%	145	7,6%	433	275	57,5%
COPEL	39	61	-36,1%	38	2,6%	117	180	-35,0%
CEMIG	36	114	-68,4%	35	2,9%	106	334	-68,3%
Tractebel	48	47	2,1%	54	-11,1%	147	139	5,8%
Eletronuclear	97	97	-	96	1,0%	287	289	-0,7%
PROINFA	60	58	3,4%	55	9,1%	167	163	2,5%
Outros	785	579	35,6%	643	22,1%	2.014	1.648	22,2%
Liquidação CCEE	109	73	49,3%	81	34,6%	437	194	>100,0%
Totais - Outputs	2.988	2.773	7,8%	2.816	6,1%	8.600	8.096	6,2%
Perdas na Transmissão + Energia Não Faturada	62	30	>100,0%	46	34,8%	153	108	41,7%
Energia Distribuída - Mercado Cativo	2.475	2.348	5,4%	2.339	5,8%	7.260	6.877	5,6%
Residencial - Convencional	613	566	8,3%	599	2,3%	1.832	1.688	8,5%
Residencial - Baixa Renda	369	355	3,9%	358	3,1%	1.106	1.053	5,0%
Industrial	304	303	0,3%	286	6,3%	873	854	2,2%
Comercial	510	481	6,0%	493	3,4%	1.513	1.435	5,4%
Rural	331	307	7,8%	270	22,6%	919	862	6,6%
Setor Público	345	333	3,6%	330	4,5%	1.007	975	3,3%
Consumo Próprio + Revenda	3	3	-	3	-	10	10	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce	451	395	14,2%	431	4,6%	1.187	1.111	6,8%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	9,42	9,78	-3,7%	10,03	-6,1%	9,42	9,78	-3,7%
FEC 12 meses (vezes)	4,71	5,44	-13,4%	5,06	-6,9%	4,71	5,44	-13,4%
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,69%	12,54%	0,15 p.p	12,54%	0,15 p.p	12,69%	12,54%	0,15 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	97,87%	100,33%	-2,46 p.p	98,03%	-0,16 p.p	97,87%	100,33%	-2,46 p.p
MWh/Colaborador	2.330	2.079	12,1%	2.207	5,6%	6.839	6.163	11,0%
Consumidor/Colaborador	572,85	517,53	10,7%	550,55	4,1%	1.670,25	1.507,64	10,8%
PM50 (3)/Consumidor	26,20	30,77	-14,9%	31,07	-15,7%	87,12	93,85	-7,2%

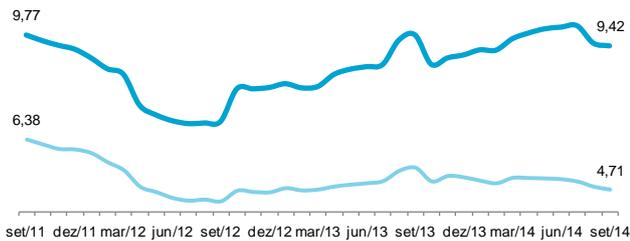
(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

(3) PM50: Pessoal, Material, Serviços e Outros

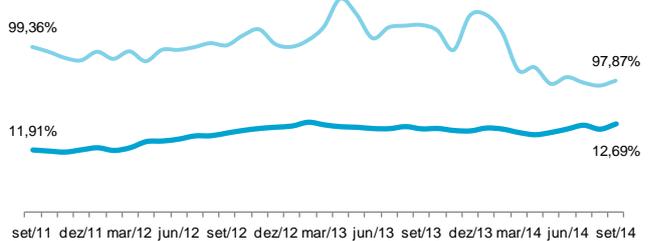
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*
Dados de set/11 a set/14



Evolução das Perdas Totais (%) e Arrecadação (%) TAM*
Dados de set/11 a set/14



TAM – Valor acumulado nos últimos doze meses

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

A Coelce encerrou o 3T14 com DEC de 9,42 horas*, o índice apresentou uma melhoria de 3,7% em relação ao registrado no 3T13, de 9,78 horas*. O FEC alcançou o patamar de 4,71 vezes*, o que representa uma melhoria de 13,4% em relação ao 3T13, que fechou em 5,44 vezes*. A Coelce investiu R\$ 53 milhões* em qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) houve um incremento de 0,15 p.p. em relação às perdas registradas no 3T13. Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 33 milhões* no combate às perdas.

Em relação ao índice de arrecadação TAM (valores arrecadados sobre valores faturados, em 12 meses), o mesmo encerrou o 3T14 com o percentual inferior (2,46 p.p.) em relação ao encerramento do 3T13.

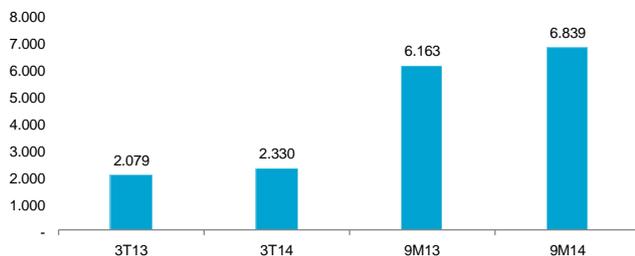
Produtividade

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

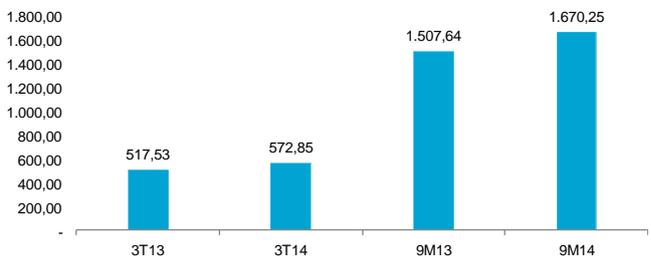
A Coelce encerrou o 3T14 com o indicador de MWh/colaborador com o índice 12,1% superior que o do 3T13. O índice Consumidor/colaborador apresentou uma melhoria de 10,7% no 3T14 em relação ao 3T13.

O indicador PMSO/consumidor, que busca avaliar a eficiência de custos pela base comercial da Companhia, alcançou o valor de R\$ 26,20/consumidor no 3T14, o que representa uma redução de 14,9% em relação ao mesmo período do ano anterior, que fechou em R\$ 30,77/consumidor.

Indicador de Produtividade - MWh/Colaborador*
Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



Indicador de Produtividade - Consumidor/Colaborador*
Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.076.201	921.639	16,8%	1.101.997	-2,3%	3.109.421	2.720.655	14,3%
Deduções à Receita Operacional	(260.859)	(213.977)	21,9%	(241.717)	7,9%	(726.465)	(655.028)	10,9%
Receita Operacional Líquida	815.342	707.662	15,2%	860.280	-5,2%	2.382.956	2.065.627	15,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(710.539)	(691.471)	2,8%	(799.897)	-11,2%	(2.176.648)	(1.849.194)	17,7%
EBITDA(3)*	154.459	66.140	>100,0%	93.577	65,1%	324.750	323.706	0,3%
Margem EBITDA*	18,94%	9,35%	9,59 p.p	10,88%	8,06 p.p	13,63%	15,67%	-2,04 p.p
EBIT(4)*	104.803	16.191	>100,0%	60.383	73,6%	206.308	216.433	-4,7%
Margem EBIT*	12,85%	2,29%	10,56 p.p	7,02%	5,83 p.p	8,66%	10,48%	-1,82 p.p
Resultado Financeiro	(133.210)	(2.277)	>100,0%	(62.431)	>100,0%	(202.807)	(41.355)	>100,0%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	25.590	(1.185)	<-100,0%	28.853	-11,3%	85.133	(24.474)	<-100,0%
Lucro Líquido	(2.817)	12.729	<-100,0%	26.805	<-100,0%	88.634	150.604	-41,1%
Margem Líquida	-0,35%	1,80%	-2,15 p.p	3,12%	-3,47 p.p	3,72%	7,29%	-3,57 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	(0,04)	0,16	<-100,0%	0,34	<-100,0%	1,14	1,93	-41,1%

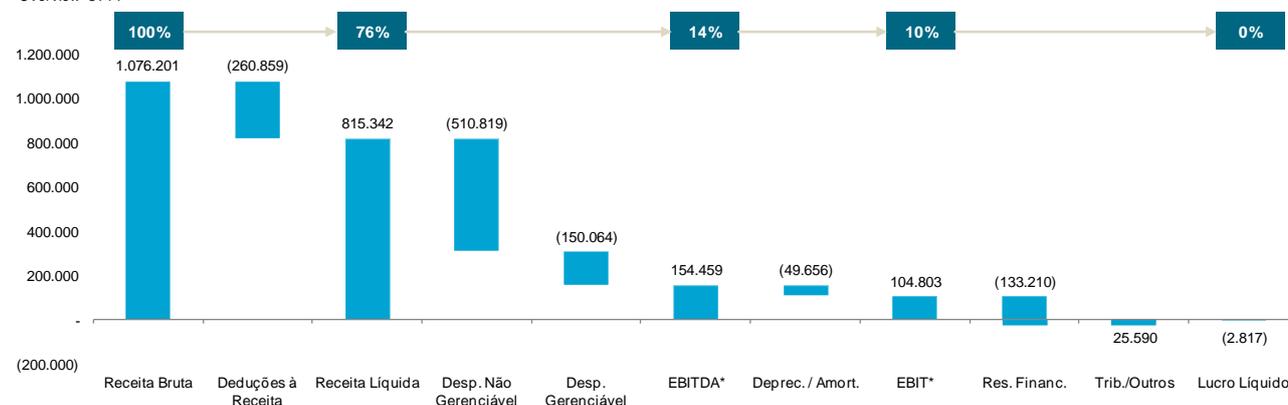
(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

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

Overview

Principais Contas do Resultado (R\$ Mil)

Overview 3T14



Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	897.115	744.627	20,5%	873.885	2,7%	2.543.036	2.223.874	14,4%
Subsídio Baixa Renda	59.310	45.777	29,6%	48.301	22,8%	156.818	143.762	9,1%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	33.666	35.036	-3,9%	53.634	-37,2%	122.336	88.236	38,6%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	990.091	825.440	19,9%	975.820	1,5%	2.822.190	2.455.872	14,9%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.254	19.317	-0,3%	18.899	1,9%	56.303	64.440	-12,6%
Receita Operacional IFRIC- 12	52.986	69.143	-23,4%	95.780	-44,7%	190.993	165.298	15,5%
Outras Receitas	13.870	7.739	79,2%	11.498	20,6%	39.935	35.045	14,0%
Total - Receita Operacional Bruta	1.076.201	921.639	16,8%	1.101.997	-2,3%	3.109.421	2.720.655	14,3%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

A receita operacional bruta da Coelce alcançou, no 3T14, um incremento de 16,8% em relação ao 3T13, (+R\$ 154 milhões). Esse incremento é, basicamente, o efeito dos seguintes fatores:

- Incremento de 20,5% (R\$ 897 milhões versus R\$ 745 milhões) na receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo (+R\$ 152 milhões):

Este incremento está associado aos seguintes fatores:

- Aumento de 8,0% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (2.505 GWh no 3T14 versus 2.319 GWh no 3T13);
- Efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% em média;

A receita pelo fornecimento de energia elétrica para o mercado cativo ainda se encontra negativamente impactada pela:

- Devolução da segunda parcela da receita extraordinária obtida pela Companhia entre abril de 2011 e março de 2012, em função da não aplicação do resultado do 3º ciclo de revisão tarifária da Coelce em abril de 2011, fato ocasionado pela não conclusão das discussões em torno da metodologia definitiva. A devolução está sendo efetuada, via tarifa, em duas parcelas, nos reajustes de 2013 e de 2014. Para o reajuste de 2014, a devolução da segunda parte da receita extraordinária correspondeu a um componente financeiro de -4,6% (R\$ 138 milhões durante 12 meses, aprox. R\$ 35 milhões no 3T14).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Incremento de 29,6% (R\$ 59 milhões versus R\$ 46 milhões) na subvenção baixa renda (+R\$ 13 milhões): Este incremento está associado ao efeito do Reajuste Tarifário Anual de 2014, aplicado a partir de 22 de abril de 2014, que incrementou as tarifas da Coelce em 16,77% em média, em conjunto com a conciliação, com impacto positivo no 3T14, da diferença entre os valores provisionados pela Companhia e os efetivamente homologados pela Aneel para este subsídio.

Excluindo-se o efeito da receita operacional - IFRIC 12, a receita operacional bruta da Companhia, no 3T14, alcançou o montante de R\$ 1.023 milhões, o que representa um incremento de 20,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 852 milhões (+R\$ 171 milhões).

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
ICMS	(214.556)	(173.842)	23,4%	(199.138)	7,7%	(600.490)	(532.467)	12,8%
COFINS	(29.760)	(25.748)	15,6%	(25.661)	16,0%	(78.156)	(81.206)	-3,8%
PIS	(6.461)	(5.590)	15,6%	(5.571)	16,0%	(16.968)	(17.630)	-3,8%
Total - Tributos	(250.777)	(205.180)	22,2%	(230.370)	8,9%	(695.614)	(631.303)	10,2%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	6.667	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	-	-	-	-	-	(5.012)	-100,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(8.262)	(7.037)	17,4%	(7.824)	5,6%	(23.215)	(19.413)	19,6%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(1.820)	(1.760)	3,4%	(3.523)	-48,3%	(7.636)	(5.967)	28,0%
Total - Encargos Setoriais	(10.082)	(8.797)	14,6%	(11.347)	-11,1%	(30.851)	(23.725)	30,0%
Total - Deduções da Receita	(260.859)	(213.977)	21,9%	(241.717)	7,9%	(726.465)	(655.028)	10,9%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

As deduções da receita apresentaram um incremento de 21,9% em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 47 milhões). Esse efeito é o incremento de 22,5% (-R\$ 251 milhões versus -R\$ 205 milhões) nos tributos ICMS, COFINS e PIS (-R\$ 46 milhões): Esta variação deve-se, principalmente, ao aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.

Custos e Despesas Operacionais

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

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Custos e despesas não gerenciáveis								
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(461.971)	(407.602)	13,3%	(535.411)	-13,7%	(1.455.018)	(1.181.407)	23,2%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.110)	(1.210)	-8,3%	(1.102)	0,7%	(3.422)	(3.560)	-3,9%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(28.844)	(10.489)	>100,0%	(19.100)	51,0%	(64.287)	(37.365)	72,1%
Encargo de Serviço do Sistema	(18.894)	672	<-100,0%	(6.785)	>100,0%	(30.989)	16.631	<-100,0%
Total - Não gerenciáveis	(510.819)	(418.629)	22,0%	(562.398)	-9,2%	(1.553.716)	(1.205.701)	28,9%
Custos e despesas gerenciáveis								
Pessoal	(24.322)	(33.035)	-26,4%	(35.862)	-32,2%	(95.031)	(101.040)	-5,9%
Material e Serviços de Terceiros	(62.359)	(64.153)	-2,8%	(65.513)	-4,8%	(186.710)	(181.639)	2,8%
Depreciação e Amortização	(49.656)	(49.949)	-0,6%	(33.194)	49,6%	(118.442)	(107.273)	10,4%
Custo de Desativação de Bens	(3.135)	(47.137)	-93,3%	2.038	<-100,0%	(1.097)	(45.681)	-97,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.314)	(3.476)	24,1%	2.994	<-100,0%	(3.186)	(13.275)	-76,0%
Provisões para Contingências	(4.294)	521	<-100,0%	(1.035)	>100,0%	(9.242)	(4.015)	>100,0%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(52.986)	(69.143)	-23,4%	(95.780)	-44,7%	(190.993)	(165.298)	15,5%
Outras Despesas Operacionais	1.346	(6.470)	<-100,0%	(11.147)	<-100,0%	(18.231)	(25.272)	-27,9%
Total - Gerenciáveis	(199.720)	(272.842)	-26,8%	(237.499)	-15,9%	(622.932)	(643.493)	-3,2%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(710.539)	(691.471)	2,8%	(799.897)	-11,2%	(2.176.648)	(1.849.194)	17,7%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

Os custos e despesas operacionais no 3T14 apresentaram um incremento de 2,8% em relação ao 3T13 (-R\$ 19 milhões). Este aumento é o efeito, principalmente, das seguintes variações:

Incremento de 22,0% nos custos e despesas não gerenciáveis (-R\$ 92 milhões), principalmente, por:

- Aumento de 13,3% na linha de energia elétrica comprada para revenda (-R\$ 54 milhões):
O aumento acima mencionado se deve aos seguintes fatores:
 - Incremento de 6,6% no volume de energia comprada (CCEARs e Bilaterais) entre o 3T14 e o 3T13;
 - Reajuste de preço dos contratos de compra de energia vigentes ocorridos entre os períodos (principalmente pelo índice de inflação IPCA, indicador que reajusta os CCEARs);
 - 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, vigentes a partir de maio de 2014;
 - Aumento do custo variável pago às térmicas despachadas dentro da ordem de mérito pelo ONS, para garantir o nível mínimo dos reservatórios nacionais;
 - Maior exposição ao mercado de curto prazo, tendo em vista o cenário de desconstrução involuntária, ocasionado pela redistribuição das cotas em função da Lei 12.783/13 e/ou por projetos térmicos postergados ou cancelados, em conjunto com a elevação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) entre os trimestres comparados.

Estes acréscimos foram parcialmente compensados pela:

- Contabilização/reconhecimento das medidas do Governo Federal de auxílio às distribuidoras de energia, mediante o Decreto e 8.221/14. Os itens (iv) e (v) foram compensados pelos repasses oriundos da CONTA-ACR. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 153 milhões no 3T14 e R\$ 348 milhões nos 9M14.
- Incremento na rubrica de encargo de uso da rede elétrica (-R\$ 19 milhões): Este incremento se deve, principalmente, à modificações na metodologia de cálculo do custo com transporte de energia, conforme procedimento definido na Audiência Pública Nº 017/2014 e homologado pela Resolução Nº 1.758/14. Todos os incrementos oriundos desta mudança de metodologia serão repassados à tarifa na próxima revisão tarifária da Companhia.

Comentário do Desempenho

- Incremento na rubrica de encargo de serviço do sistema (-R\$ 19 milhões): Esta variação decorre de dois efeitos, basicamente: (i) No 3T13, o encargo de serviço do sistema foi integralmente compensado pelos repasses oriundos da CDE, em função do Decreto 7.945/13 (o que não está ocorrendo agora no 3T14), em conjunto com (ii) o aumento do despacho de térmicas no 3T14.

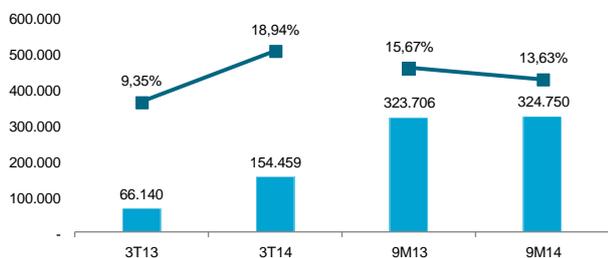
Redução de 26,8% nos custos e despesas gerenciáveis (+R\$ 73 milhões), basicamente por:

- Redução de 26,4% (-R\$ 24 milhões versus -R\$ 33 milhões) nas despesas com pessoal (+R\$ 9 milhões): Essa variação se deve, principalmente, a um resultado favorável à Coelce em ação judicial em disputa desde 2000, que considerava indevido o pagamento de INSS sobre os valores pagos às cooperativas de saúde.
- Redução na rubrica custos de desativação de bens (+R\$ 44 milhões). A redução se deve, basicamente, a dois efeitos extraordinários registrados no 3T13: (i) ajuste de R\$ 33 milhões para adequação dos saldos contábeis dos ativos da Companhia aos seus respectivos montantes físicos e (ii) constituição de provisão no valor de R\$ 13 milhões para baixa de bens com Valor Novo de Reposição (VNR) igual a zero.
- Redução na rubrica provisões para contingências (-R\$ 5 milhões): Esta variação é o reflexo, basicamente, de reversões efetuadas no 3T13, em função de reavaliações efetuadas pela Companhia sobre as provisões relativas ao estoque de processos judiciais.

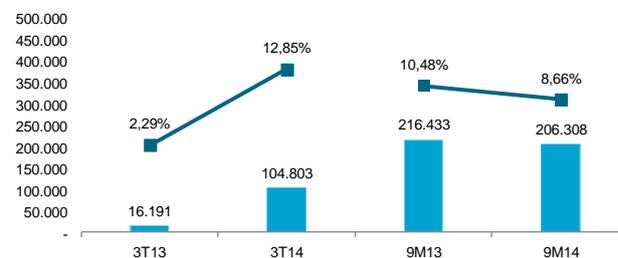
Excluindo-se o efeito do custo operacional - IFRIC 12, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 3T14, alcançaram o montante de -R\$ 147 milhões, o que representa uma redução de 28,0% em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de -R\$ 204 milhões (+R\$ 57 milhões).

EBITDA

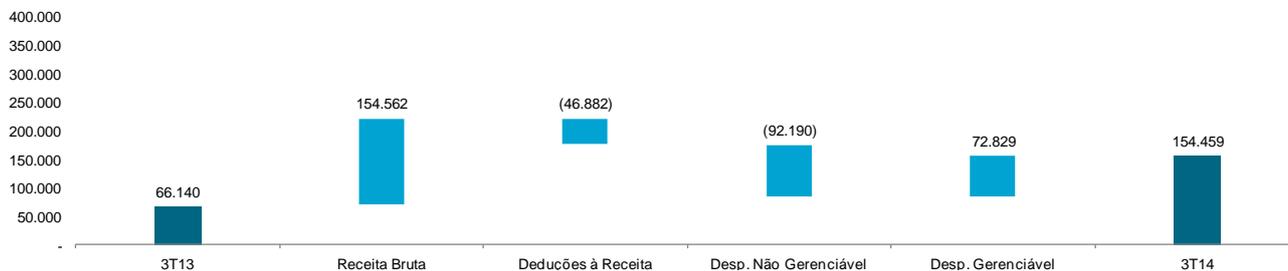
EBITDA (R\$ Mil) e Margem EBITDA (%)*
Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



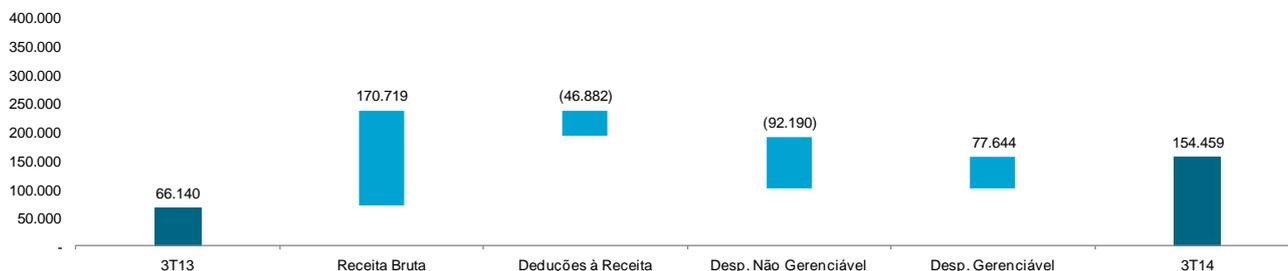
EBIT (R\$ Mil) e Margem EBIT (%)*
Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)*
Evolução 3T13 - 3T14



Análise da Evolução do EBITDA (R\$ Mil)* s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 3T13 - 3T14



Com base nas variações expostas acima, o EBITDA da Coelce no 3T14, atingiu o montante de R\$ 154 milhões*, o que representa um aumento em relação ao 3T13, cujo montante foi de R\$ 66 milhões* (+R\$ 88 milhões). A margem EBITDA da Companhia no 3T14 foi de 18,94%, refletindo um acréscimo de 9,59 p.p. em relação ao 3T13, de 9,35%*.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações financeiras da companhia. Assim, segue abaixo a conciliação dos cálculos do EBITDA e do EBIT:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

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

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	(2.817)	12.729	<-100,0%	26.805	<-100,0%	88.634	150.604	-41,1%
(+) Tributo sobre o Lucro	(25.590)	1.185	<-100,0%	(28.853)	-11,3%	(85.133)	24.474	<-100,0%
(+) Resultado Financeiro	133.210	2.277	>100,0%	62.431	>100,0%	202.807	41.355	>100,0%
(=) EBIT	104.803	16.191	>100,0%	60.383	73,6%	206.308	216.433	-4,7%
(+) Depreciações e Amortizações	49.656	49.949	-0,6%	33.194	49,6%	118.442	107.273	10,4%
(=) EBITDA	154.459	66.140	>100,0%	93.577	65,1%	324.750	323.706	0,3%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

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

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Receitas Financeiras								
Renda de Aplicações Financeiras	1.373	7.019	-80,4%	2.364	-41,9%	5.820	16.282	-64,3%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	11.139	9.120	22,1%	8.346	33,5%	28.518	29.194	-2,3%
Receita/Despesa ativo indenizável	(90.374)	8.256	<-100,0%	(19.140)	>100,0%	(81.086)	30.819	<-100,0%
Outras	12.926	4.292	>100,0%	253	>100,0%	14.800	9.956	48,7%
Total - Receitas Financeiras	(64.936)	28.687	<-100,0%	(8.177)	>100,0%	(31.948)	86.251	<-100,0%
Despesas financeiras								
Encargo de Dívidas	(22.208)	(17.802)	24,8%	(21.190)	4,8%	(60.820)	(52.116)	16,7%
Variações Monetárias	(2.472)	(2.423)	2,0%	(6.248)	-60,4%	(15.676)	(19.834)	-21,0%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(11.513)	(10.654)	8,1%	(18.722)	-38,5%	(36.509)	(40.881)	-10,7%
IOF e IOC	(599)	(181)	>100,0%	(589)	1,7%	(4.355)	(471)	>100,0%
Multas	(14.063)	4.699	<-100,0%	(732)	>100,0%	(16.237)	(1.569)	>100,0%
Outras	(17.419)	(4.603)	>100,0%	(6.773)	>100,0%	(37.262)	(12.735)	>100,0%
Total - Despesas Financeiras	(68.274)	(30.964)	>100,0%	(54.254)	25,8%	(170.859)	(127.606)	33,9%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(133.210)	(2.277)	>100,0%	(62.431)	>100,0%	(202.807)	(41.355)	>100,0%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

O resultado financeiro da Coelce, no 3T14, apresentou um incremento em relação ao mesmo trimestre do ano anterior (-R\$ 131 milhões). Este incremento é o efeito líquido, basicamente, das seguintes variações:

Redução de R\$ 94 milhões nas receitas financeiras (-R\$ 65 milhões versus +R\$ 29 milhões), principalmente, por:

- Redução de 80,4% em renda de aplicações financeiras (-R\$ 6 milhões): A variação reflete a redução do caixa médio no trimestre em 89%, passando de R\$ 325 milhões em 3T13 para R\$ 34 milhões no 3T14.
- Redução na Receita/Despesa do ativo indenizável (-R\$ 98 milhões): A redução observada se deve, basicamente, ao recálculo do ativo indenizável, em função do refinamento metodológico pelo qual a valoração pelo VNR passou ao longo do terceiro ciclo de revisões tarifárias.
- Incremento na rubrica de outras receitas financeiras (+R\$ 9 milhões): Essa variação se deve, principalmente, a um resultado favorável à Coelce em ação judicial em disputa desde 2000, que considerava indevido o pagamento de INSS sobre os valores pagos às cooperativas de saúde.

Incremento nas despesas financeiras (-R\$ 37 milhões), principalmente, por:

- Incremento de 24,8% (-R\$ 22 milhões versus -R\$ 18 milhões) em encargos de dívidas (-R\$ 4 milhões): Este incremento deve-se, basicamente, ao aumento da dívida bruta da companhia entre os trimestres comparados.
- Redução de -R\$ 19 milhões na rubrica de multas: Esta variação reflete, basicamente, ao (i) ingresso de multas regulatórias no 3T14, no montante total de R\$ 13 milhões, devido a não conformidades operacionais, em conjunto com (ii) a reclassificação de atualizações financeiras de multas para a linha de atualizações de impostos, provisões e multas.
- Incremento de -R\$ 12 milhões em outras despesas financeiras (-R\$ 17 milhões versus -R\$ 5 milhões): A variação observada reflete, principalmente, (i) o prêmio pago pela Coelce aos seus debenturistas, em função da renegociação, em setembro de 2014, de cláusulas na escritura da 3ª emissão de debêntures da Companhia e (ii) o aumento das despesas com os encargos de fundo de pensão, em virtude das obrigações da Coelce enquanto patrocinadora Faelce (fundo de pensão fechado dos colaboradores da Companhia).

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
IR e CSLL	11.561	(13.998)	<-100,0%	4.821	>100,0%	6.615	(65.228)	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	16.227	15.216	6,6%	26.231	-38,1%	85.113	47.961	77,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.198)	(2.403)	-8,5%	(2.199)	-0,0%	(6.595)	(7.207)	-8,5%
Total	25.590	(1.185)	<-100,0%	28.853	-11,3%	85.133	(24.474)	<-100,0%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

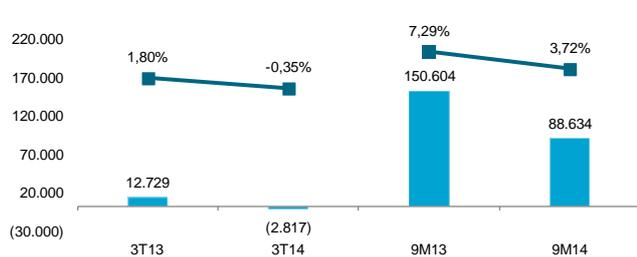
As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) no 3T14 registrou uma redução (+R\$ 27 milhões) em relação ao 3T13. Esta variação é o reflexo, principalmente, do aumento do diferimento de impostos (IR e CSLL) em função de uma maior base de cálculo para estes tributos (feita com base no resultado regulatório) quando comparada ao resultado societário. Esta diferença foi ocasionada pela não inclusão da receita/despesa com ativo indenizável na base de cálculo (baseada no resultado regulatório).

* Valores não auditados pelos auditores independentes

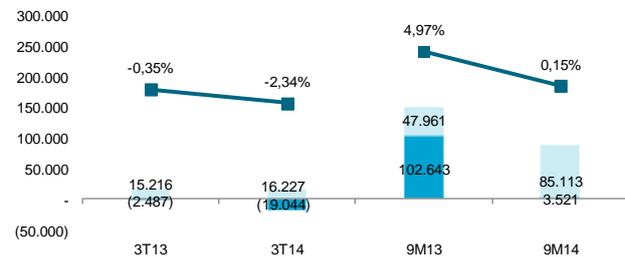
Comentário do Desempenho

Lucro Líquido

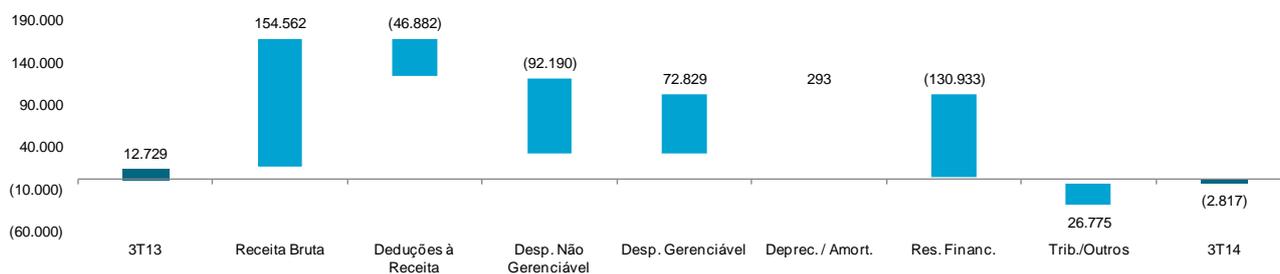
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



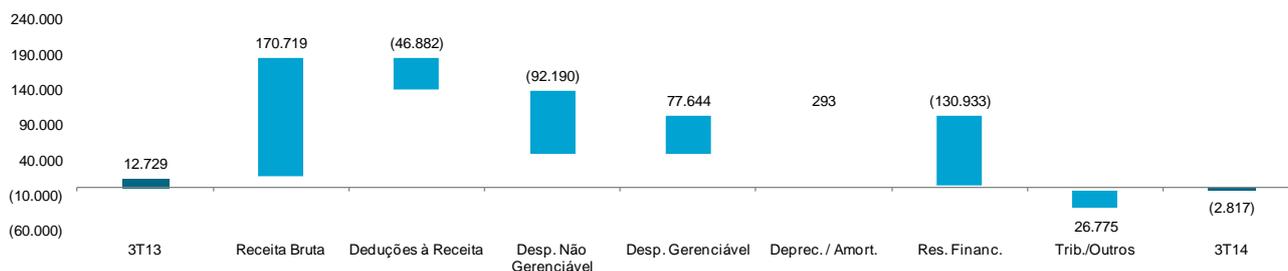
Lucro Líquido (R\$ Mil) e Margem Líquida (%)
Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil)
Evolução 3T13 - 3T14



Análise da Evolução do Lucro Líquido (R\$ Mil), s/ variações de Receita e Custo de Construção (IFRIC 12)
Evolução 3T13 - 3T14



Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Coelce registrou no 3T14 um Prejuízo Líquido de -R\$ 3 milhões, resultado inferior ao registrado no 3T13, que foi de R\$ 13 milhões (-R\$ 16 milhões). Desta forma, a Margem Líquida no 3T14 alcançou -0,35%.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	991.315	938.984	5,6%	1.068.896	-7,3%	991.315	938.984	5,6%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	13.004	323.931	-96,0%	26.418	-50,8%	13.004	323.931	-96,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	978.311	615.053	59,1%	1.042.478	-6,2%	978.311	615.053	59,1%
Dívida Bruta / EBITDA(3)*	2,46	2,13	15,5%	3,40	-27,6%	2,46	2,13	15,5%
EBITDA(3) / Encargos de Dívida(3)*	3,10	6,28	-50,6%	4,27	-27,4%	3,10	6,28	-50,6%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,38	0,37	3,3%	0,40	-4,2%	0,38	0,37	3,3%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,38	0,28	36,4%	0,39	-3,5%	0,38	0,28	36,4%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

(3) EBITDA e Encargo de Dívida acumulado nos últimos 12 meses; (4) Dívida Líquida = Dívida Bruta - Caixa, Equivalentes e Aplicações Financeiras

A dívida bruta da Coelce encerrou o 3T14 com um incremento de 5,6% em relação ao 3T13 (+R\$ 52 milhões). Este incremento é o efeito líquido de (i) novas captações de dívidas (CCB – Cédula de Crédito Bancário, no valor de R\$ 150 milhões) e liberações de financiamento junto ao BNDES e Eletrobrás (que juntamente somam R\$ 47 milhões). As captações foram compensadas parcialmente (ii) por amortizações ocorridas no período, que alcançaram R\$ 166 milhões.

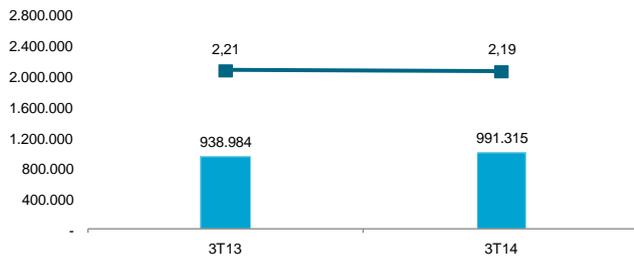
Foi aprovada, em setembro de 2014, em Assembleia Geral de Debenturistas, mudança na metodologia dos cálculos dos *covenants* da 3ª emissão de debêntures da Companhia. Vide nota explicativa nº 19 desta/da ITR 3T14 para maiores detalhes.

A Coelce encerrou o 3T14 com o custo da dívida médio de 10,20% a.a., ou CDI + 0,03% a.a.

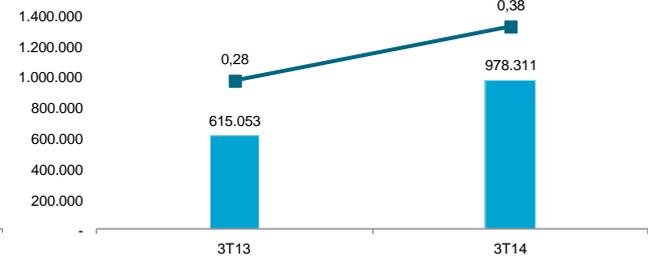
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

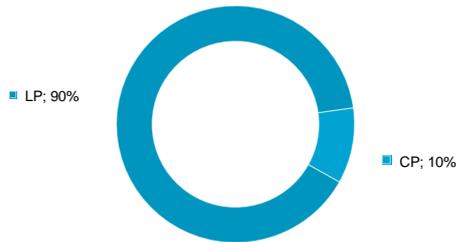
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 3T13 - 3T14



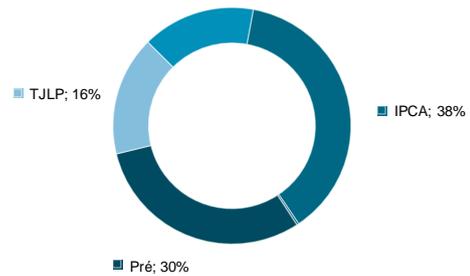
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 3T13 - 3T14



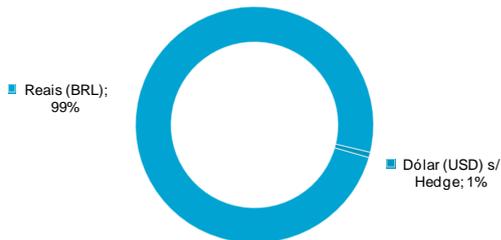
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em set/14



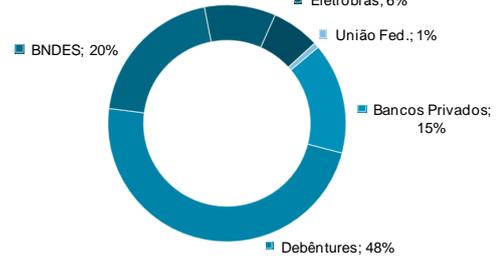
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em set/14



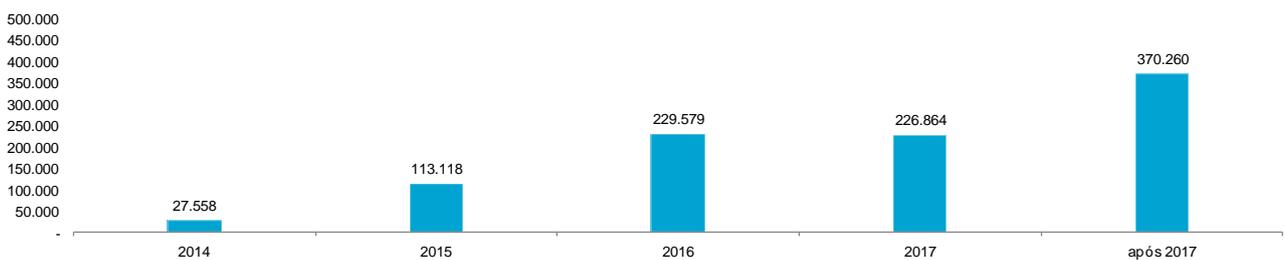
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em set/14



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em set/14



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em set/14



Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

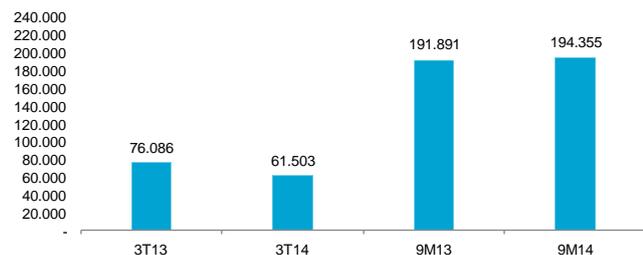
	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Novas Conexões	31.300	44.733	-30,0%	53.406	-41,4%	105.311	91.040	15,7%
Rede	31.941	37.856	-15,6%	19.133	66,9%	64.033	71.014	-9,8%
Combate às Perdas	8.318	6.450	29,0%	9.079	-8,4%	23.311	21.326	9,3%
Qualidade do Sistema Elétrico	14.477	18.943	-23,6%	7.362	96,6%	26.847	28.391	-5,4%
Outros	9.146	12.463	-26,6%	2.692	>100,0%	13.875	21.297	-34,8%
Medidores	2.242	2.168	3,4%	1.039	>100,0%	5.477	6.847	-20,0%
Outros (Non - Network)	(3.388)	3.280	<-100,0%	10.732	<-100,0%	14.623	15.237	-4,0%
Varição de Estoque	(592)	(11.951)	-95,0%	(6.345)	-90,7%	4.911	7.753	-36,7%
Total Investido	61.503	76.086	-19,2%	77.965	-21,1%	194.355	191.891	1,3%
Aportes / Subsídios	(10.123)	(9.166)	10,4%	16.818	<-100,0%	(704)	(25.351)	-97,2%
Investimento Líquido	51.380	66.920	-23,2%	94.783	-45,8%	193.651	166.540	16,3%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

Comentário do Desempenho

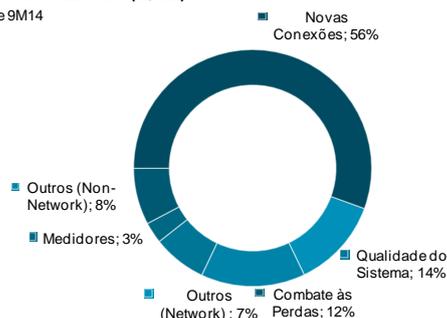
Investimentos Totais (R\$ Mil)*

Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



Portfólio de Investimentos (R\$ mil)

Dados de 9M14



Os investimentos realizados pela Coelce no 3T14 apresentaram uma redução de 19,2% (-R\$ 14 milhões) em relação ao mesmo período do ano anterior. No 3T14, foi direcionado aos investimentos para Rede, que representou R\$ 32 milhões* de todo o valor investido no período mencionado.

Mercado de Capitais

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	35,10	40,65	-13,7%	39,10	-10,2%	35,10	40,65	-13,7%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	37,50	38,15	-1,7%	34,90	7,4%	37,50	38,15	-1,7%
Preferenciais B - PNB (COCE6)	35,00	35,00	-	35,00	-	35,00	35,00	-

(1) Variação entre 3T14 e 3T13; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

INDICADORES DE MERCADO*

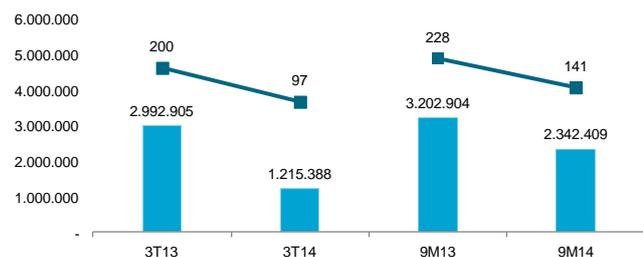
	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Informações sobre Ação Preferencial A (COCE5)								
Cotação (R\$/ação)	37,50	38,15	-1,7%	34,90	7,4%	37,50	38,15	-1,7%
Média Diária de Negócios	97	200	-51,5%	90	7,8%	141	228	-38,2%
Média Diária de Volume Financeiro (R\$)	1.215.388	2.992.905	-59,4%	1.232.899	-1,4%	2.342.409	3.202.904	-26,9%
Valor de Mercado (R\$ milhões)	2.800	3.086	-9,2%	2.919	-4,1%	2.800	3.086	-9,2%
Enterprise Value (EV) (2) (R\$ milhões)	3.779	3.701	2,1%	3.962	-4,6%	3.779	3.701	2,1%
EV/EBITDA (3)	9,38	8,40	11,7%	12,59	-25,5%	9,38	8,40	11,7%
Preço da Ação PNA / Lucro por Ação (3) (P/L)	30,87	10,29	>100,0%	24,67	25,1%	30,87	10,29	>100,0%
Dividend Yield da Ação PNA (4)	7,33%	9,29%	-1,96 p.p	7,88%	-0,55 p.p	7,33%	9,29%	-1,96 p.p
Valor de Mercado/Patrimônio Líquido	1,75	1,93	-9,3%	1,81	-3,3%	1,75	1,93	-9,3%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

(2) EV = Valor de mercado + Dívida líquida; (3) EBITDA e Lucro por Ação dos quatro últimos trimestres; (4) Proventos por Ação pagos nos últimos 4 trimestres / Preço da Ação no final do período

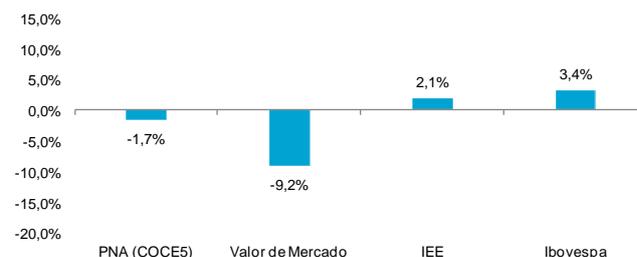
Média Diária de Negócios (Negócios) e Volume Médio Diário (R\$)*

Evolução 3T13 - 3T14 e 9M13 - 9M14



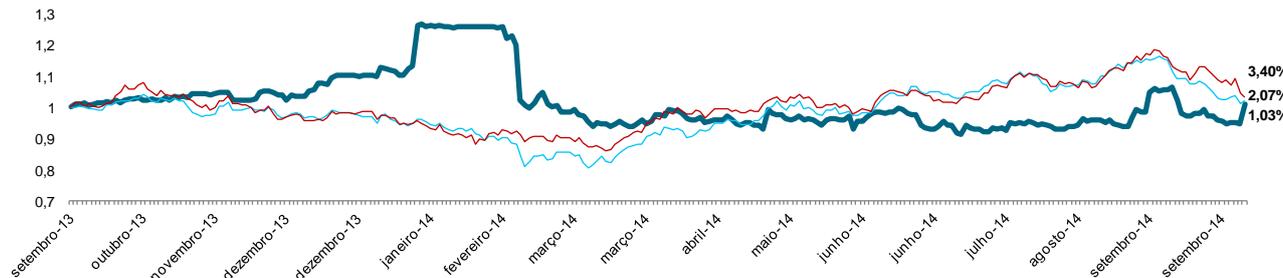
Indicadores de Mercado - Variação 12 meses (%)*

Dados até set/14



Evolução diária COCE5, IEE e IBOVESPA - base 1

Dados de 12 meses - até set/14



O free float do Capital Social da Coelce (ações em livre negociação na BM&FBovespa) é de 25,9%, enquanto os demais 74,1% estão nas mãos do grupo controlador.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

A Coelce possui, atualmente, 3 papéis negociados na BM&FBovespa, sendo que o de maior liquidez é a ação preferencial A (COCE5), que no 3T14 teve uma média de 97 negócios diários (-51,5% vs. 3T13) e um volume financeiro diário médio de R\$ 1,2 milhões (-59,4% vs. 3T13). 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 desvalorização (sem ajuste por proventos) de 1,7% nos 12 meses até dezembro de 2013, enquanto o IEE e o Ibovespa apresentaram respectivamente, valorização de 2,1% e 3,4%. Ajustando-se as cotações pelos proventos deliberados, a valorização da ação preferencial classe A (COCE5) seria de 1,0%.

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Prêmios e Reconhecimentos

Prêmio Nacional da Qualidade

A Coelce foi reconhecida pela segunda vez consecutiva como empresa Premiada no Prêmio Nacional da Qualidade 2014, o maior reconhecimento público feito pela Fundação Nacional da Qualidade (FNQ) à excelência da gestão das organizações brasileiras. Ser premiada significa ter pontuação considerada "excelente" na maior parte dos oito critérios avaliados – Liderança, Estratégias e Planos, Clientes, Sociedade, Informações e Conhecimento, Pessoas, Processos e Resultados – e ainda atender aos 13 fundamentos da excelência. A Coelce já foi Destaque em Clientes em 2009; Finalista em 2010; Premiada em 2011 e em 2014. Em 2012 e 2013, por regras do Prêmio, a distribuidora não concorreu. E pelo fato de ser sido premiada em 2011, a empresa participou do Prêmio Iberoamericano de Qualidade e também obteve o reconhecimento máximo.

Decreto 8.221/14

Em 2 de abril de 2014 foi publicado o Decreto 8.221/2014, instituindo a criação da, denominada, "CONTA-ACR", e normatizando o que se previa em normas anteriores que a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) procedesse à contratação de empréstimos junto a bancos, para obter os fundos necessários para viabilizar os pagamento às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16/4/2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612 e em 22/4/2014 a mesma emitiu o Despacho 1.256, detalhando o funcionamento da CONTA-ACR, e homologando os valores a serem repassados pela CCEE às empresas distribuidoras, relativamente à competência de fevereiro/2014.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$11,2 bilhões, a serem repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima. A CCEE liquidará esse compromisso financeiro com o recebimento das cotas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas cotas serão estabelecidas, futuramente, pela ANEEL para cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. A Companhia não foi interveniente no contrato entre CCEE e os bancos financiadores, e não disponibilizou nenhuma garantia para esse contrato.

Em 15 de agosto de 2014 foi assinado um novo Contrato de Financiamento da Operação ACR pela CCEE, com diversas instituições financeiras, no valor de R\$ 6,6 bilhões, que estão sendo repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de maio em diante, limitado à extinção do saldo. As condições são as mesmas do contrato anterior.

Reajuste Tarifário Anual de 2014

O Reajuste Tarifário da Coelce de 2014, com vigência a partir do dia 22 de abril de 2014, estabeleceu um incremento nas tarifas de 8,09%, sendo o efeito médio a ser percebido pelos consumidores da Companhia foi um incremento de 16,77%, tendo em vista a retirada da tarifa dos componentes financeiros oriundos do reajuste tarifário anual anterior (-8,68%).

Comentário do Desempenho

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	3T14	3T13	Var. %	2T14	Var. % (1)	9M14	9M13	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.076.201	921.639	16,8%	1.101.997	-2,3%	3.109.421	2.720.655	14,3%
Fornecimento de Energia Elétrica	897.115	744.627	20,5%	873.885	2,7%	2.543.036	2.223.874	14,4%
Subvenção Baixa Renda	59.310	45.777	29,6%	48.301	22,8%	156.818	143.762	9,1%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	33.666	35.036	-3,9%	53.634	-37,2%	122.336	88.236	38,6%
Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica	19.254	19.317	-0,3%	18.899	1,9%	56.303	64.440	-12,6%
Receita Operacional IFRIC- 12	52.986	69.143	-23,4%	95.780	-44,7%	190.993	165.298	15,5%
Outras Receitas	13.870	7.739	79,2%	11.498	20,6%	39.935	35.045	14,0%
Deduções da Receita	(260.859)	(213.977)	21,9%	(241.717)	7,9%	(726.465)	(655.028)	10,9%
ICMS	(214.556)	(173.842)	23,4%	(199.138)	7,7%	(600.490)	(532.467)	12,8%
COFINS	(29.760)	(25.748)	15,6%	(25.661)	16,0%	(78.156)	(81.206)	-3,8%
PIS	(6.461)	(5.590)	15,6%	(5.571)	16,0%	(16.968)	(17.630)	-3,8%
Quota Reserva Global de Reversão - RGR	-	-	-	-	-	-	6.667	-100,0%
Conta de Consumo de Combust. Fósseis - CCC	-	-	-	-	-	-	(5.012)	-100,0%
Programa de Eficiência Energética e P&D	(8.262)	(7.037)	17,4%	(7.824)	5,6%	(23.215)	(19.413)	19,6%
Encargo de Capacidade/Aquisição Emergencial/Outros	(1.820)	(1.760)	3,4%	(3.523)	-48,3%	(7.636)	(5.967)	28,0%
Receita Operacional Líquida	815.342	707.662	15,2%	860.280	-5,2%	2.382.956	2.065.627	15,4%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(710.539)	(691.471)	2,8%	(799.897)	-11,2%	(2.176.648)	(1.849.194)	17,7%
Custos e despesas não gerenciáveis	(510.819)	(418.629)	22,0%	(562.398)	-9,2%	(1.553.716)	(1.205.701)	28,9%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(461.971)	(407.602)	13,3%	(535.411)	-13,7%	(1.455.018)	(1.181.407)	23,2%
Taxa de Fiscalização da ANEEL	(1.110)	(1.210)	-8,3%	(1.102)	0,7%	(3.422)	(3.560)	-3,9%
Encargo do Uso da Rede Elétrica	(28.844)	(10.489)	>100,0%	(19.100)	51,0%	(64.287)	(37.365)	72,1%
Encargo do Serviço do Sistema	(18.894)	672	<-100,0%	(6.785)	>100,0%	(30.989)	16.631	<-100,0%
Custos e despesas gerenciáveis	(199.720)	(272.842)	-26,8%	(237.499)	-15,9%	(622.932)	(643.493)	-3,2%
Pessoal	(24.322)	(33.035)	-26,4%	(35.862)	-32,2%	(95.031)	(101.040)	-5,9%
Material e Serviços de Terceiros	(62.359)	(64.153)	-2,8%	(65.513)	-4,8%	(186.710)	(181.639)	2,8%
Depreciação e Amortização	(49.656)	(49.949)	-0,6%	(33.194)	49,6%	(118.442)	(107.273)	10,4%
Custos de Desativação de Bens	(3.135)	(47.137)	-93,3%	2.038	<-100,0%	(1.097)	(45.681)	-97,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(4.314)	(3.476)	24,1%	2.994	<-100,0%	(3.186)	(13.275)	-76,0%
Provisões para Contingências	(4.294)	521	<-100,0%	(1.035)	>100,0%	(9.242)	(4.015)	>100,0%
Despesa IFRIC- 12 (Custo de Construção)	(52.986)	(69.143)	-23,4%	(95.780)	-44,7%	(190.993)	(165.298)	15,5%
Outras Despesas Operacionais	1.346	(6.470)	<-100,0%	(11.147)	<-100,0%	(18.231)	(25.272)	-27,9%
EBITDA (3)	154.459	66.140	>100,0%	93.577	65,1%	324.750	323.706	0,3%
Margem EBITDA	18,94%	9,35%	9,59 p.p	10,88%	8,06 p.p	13,63%	15,67%	-2,04 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	104.803	16.191	>100,0%	60.383	73,6%	206.308	216.433	-4,7%
Resultado Financeiro	(133.210)	(2.277)	>100,0%	(62.431)	>100,0%	(202.807)	(41.355)	>100,0%
Receita Financeira	(64.936)	28.687	<-100,0%	(8.177)	>100,0%	(31.948)	86.251	<-100,0%
Renda de Aplicações Financeiras	1.373	7.019	-80,4%	2.364	-41,9%	5.820	16.282	-64,3%
Acréscimo Moratório sobre Conta de Energia	11.139	9.120	22,1%	8.346	33,5%	28.518	29.194	-2,3%
Receita/Despesa ativo indenizável	(90.374)	8.256	<-100,0%	(19.140)	>100,0%	(81.086)	30.819	<-100,0%
Outras	12.926	4.292	>100,0%	253	>100,0%	14.800	9.956	48,7%
Despesas financeiras	(68.274)	(30.964)	>100,0%	(54.254)	25,8%	(170.859)	(127.606)	33,9%
Encargo de Dívidas	(22.208)	(17.802)	24,8%	(21.190)	4,8%	(60.820)	(52.116)	16,7%
Variações Monetárias	(2.472)	(2.423)	2,0%	(6.248)	-60,4%	(15.676)	(19.834)	-21,0%
Atualizações de Impostos, Provisões e Multas	(11.513)	(10.654)	8,1%	(18.722)	-38,5%	(36.509)	(40.881)	-10,7%
IOF e IOC	(599)	(181)	>100,0%	(589)	1,7%	(4.355)	(471)	>100,0%
Multas	(14.063)	4.699	<-100,0%	(732)	>100,0%	(16.237)	(1.569)	>100,0%
Outras	(17.419)	(4.603)	>100,0%	(6.773)	>100,0%	(37.262)	(12.735)	>100,0%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	(28.407)	13.914	<-100,0%	(2.048)	>100,0%	3.501	175.078	-98,0%
Tributos e Outros	25.590	(1.185)	<-100,0%	28.853	-11,3%	85.133	(24.474)	<-100,0%
IR e CSLL	11.561	(13.998)	<-100,0%	4.821	>100,0%	6.615	(65.228)	<-100,0%
Incentivo Fiscal SUDENE	16.227	15.216	6,6%	26.231	-38,1%	85.113	47.961	77,5%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(2.198)	(2.403)	-8,5%	(2.199)	-0,0%	(6.595)	(7.207)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	(2.817)	12.729	<-100,0%	26.805	<-100,0%	88.634	150.604	-41,1%
Margem Líquida	-0,35%	1,80%	-2,15 p.p	3,12%	-3,47 p.p	3,72%	7,29%	-3,57 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	(0,0362)	0,1635	<-100,0%	0,3443	<-100,0%	1,1384	1,9344	-41,1%

(1) Variação entre 3T14 e 2T14; (2) Variação entre os 9M14 e 9M13

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Notas explicativas às informações trimestrais

Em 30 de setembro de 2014

(Em milhares de reais, exceto quando especificado de outra forma)

1. Informações gerais

A Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), sociedade por ações de capital aberto registrada na BM&FBOVESPA S.A. - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, controlada pela Endesa Brasil S.A., é uma concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

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

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 2013, publicadas na imprensa oficial em 17 de março de 2014. 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 28 de outubro de 2014.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

3. Alterações na legislação brasileira e assuntos regulatórios

Desde o último trimestre de 2012 houve elevação dos custos na compra de energia no mercado de curto prazo, assim como energia produzida por geradores térmicos, ocasionada por diversos fatores, tais como: condições hidrológicas, redução da oferta decorrente de algumas usinas que não renovaram suas concessões nos moldes da Lei 12.783/13, elevado custo da energia térmica por conta do nível de despacho utilizado atualmente pelas usinas e atraso na entrada em operação comercial de alguns empreendimentos de geração.

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

Adicionalmente, em 02 de abril de 2014, foi publicado o Decreto 8.221/14, que criou a “CONTA-ACR” e regulamentou o que já estava previsto na legislação, incluindo a Lei 12.783/13, quanto à possibilidade da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) contratar empréstimos junto a bancos, com a finalidade de viabilizar os pagamentos às empresas distribuidoras, do incremento de custos de energia aos quais as mesmas estiveram expostas devido aos fatores anteriormente mencionados. Subsequentemente, em 16 de abril de 2014 a ANEEL emitiu a Resolução 612/14 detalhando o funcionamento da CONTA-ACR.

Em 25 de abril de 2014 foi assinado um Contrato de Financiamento da Operação ACR – Ambiente de Contratação Regulada pela CCEE, junto a diversas instituições financeiras, com limite total de até R\$ 11,2 bilhões, que foram repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de fevereiro a abril/2014. A CCEE liquidará esse financiamento a partir do recebimento das cotas de CDE a serem estabelecidas futuramente pela ANEEL, para cada agente do setor elétrico. Para esses agentes, não existe nenhum vínculo dessas cotas futuras com os valores recebidos para cobrir os custos de energia através da operação de financiamento. A Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta para esse contrato.

Em 15 de agosto de 2014 foi assinado um novo Contrato de Financiamento da Operação ACR pela CCEE, com diversas instituições financeiras, no valor de R\$ 6 bilhões, que estão sendo repassados às distribuidoras que incorreram nos custos adicionais descritos acima para as competências de maio em diante, limitado à extinção do saldo. As condições são as mesmas do contrato anterior.

A contabilização dos recursos cobertos por esses repasses de CDE no resultado da Companhia são em contrapartida a conta de “Energia comprada para revenda”, e ocorrem de acordo com a competência (mesmo momento em que os custos são incorridos) e totalizam R\$ 348.199 em 30 de setembro de 2014, composto por: (i) R\$ 19.449 relativos ao mês de janeiro de 2014, recebidos diretamente da CDE em 11 de março de 2014; (ii) R\$ 243.088 relativos aos meses de fevereiro a julho de 2014 os quais foram recebidos através da CONTA-ACR no decorrer deste ano; (iii) R\$ 30.826 referente ao valor homologado para a competência de agosto e ajuste de julho conforme Despacho 3.968 de 30 de setembro de 2014, os quais foram recebidos no dia 06 de outubro de 2014 e (iv) pelo valor estimado pela Companhia de R\$ 54.836 relativos ao mês de setembro de 2014, feita com base nos custos incorridos no mês, considerando que a CONTA-ACR ainda possui fundos do último empréstimo.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

4. Caixa e equivalentes de caixa

	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Caixa e contas correntes bancárias	7.504	11.807
Aplicações financeiras	5.500	83.480
Total	<u>13.004</u>	<u>95.287</u>

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

Em 30 de setembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013, as aplicações financeiras classificadas como equivalentes de caixa são compostas da seguinte forma:

<u>Descrição</u>	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
CDB (Aplicações diretas)	-	67.761
CDB (Fundos exclusivos)	857	8.181
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	4.643	7.538
Total	<u>5.500</u>	<u>83.480</u>

A redução significativa nos saldos de caixa e equivalentes de caixa da Companhia no período de nove meses findos em 30 de setembro de 2014 está associada ao incremento de custos com compra de energia derivado principalmente da exposição involuntária ao mercado SPOT e risco hidrológico (vide Nota 3), bem como pelo atraso no recebimento de repasses governamentais relativos a subsídios homologados pela ANEEL (vide Nota 8). Adicionalmente, a Companhia conta com linhas de crédito comprometidas e contas garantidas para assegurar o cumprimento de seus compromissos operacionais e financeiros no curto e médio prazo, no valor total de R\$ 240.000. Ainda assim, como forma de cobertura adicional de liquidez, a Companhia conta com autorização da ANEEL para tomar empréstimos de sua controladora no Brasil em um valor máximo de R\$ 200.000, caso necessário.

5. Títulos e valores mobiliários

Em 30 de setembro de 2014 e 31 de dezembro 2013, as aplicações financeiras classificadas como títulos e valores mobiliários são compostas da seguinte forma:

	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Fundos de investimentos	-	300
Títulos públicos (Investimentos exclusivos)	2.096	6.676
Cotas de fundos (Investimentos exclusivos)	-	3.614
Outros (Investimentos exclusivos)	40	1.433
Total	<u>2.136</u>	<u>12.023</u>

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

6. Consumidores, concessionários e permissionários

Classe de consumidores	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	
				30/09/2014	31/12/2013
Circulante					
Fornecimento	173.087	125.174	53.087	351.348	274.756
Encargo emergencial	-	-	2.473	2.473	2.487
Créditos junto a clientes com ações judiciais (a)	-	-	66.167	66.167	64.948
Consumidores livres	3.230	-	-	3.230	3.466
Parcelamento de débitos	15.844	-	-	15.844	15.764
Fornecimento não faturado	131.242	-	-	131.242	118.778
Contas a receber com partes relacionadas (vide Nota 20)	-	-	48	48	49
Outros créditos	1.258	1.593	676	3.527	1.009
Subtotal	324.661	126.767	122.451	573.879	481.257
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-	-	(96.472)	(96.472)	(93.307)
Total circulante	324.661	126.767	25.979	477.407	387.950
Não circulante					
Comercialização na CCEE	-	-	15.289	15.289	15.289
Parcelamento de débitos	7.232	-	-	7.232	7.152
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(1.358)	-	(15.289)	(16.647)	(16.657)
Total não circulante	5.874	-	-	5.874	5.784

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

	31/12/2013	Adições	Reversão de	30/09/2014
			Baixas	
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(109.964)	(3.186)	31	(113.119)
Circulante	(93.307)			(96.472)
Não circulante	(16.657)			(16.647)

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

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 (última instância). A Companhia mantém PCLD para esses casos no montante de R\$ 54.693 em 30 de setembro de 2014 (R\$ 53.858 em 31 de dezembro de 2013), suficientes para cobrir eventuais perdas em relação a essas ações.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

7. Consumidores de baixa renda

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

Em virtude dos critérios estabelecidos pelas resoluções mencionadas e calendário de recadastramento dos clientes que tem direito a receber o benefício, o saldo a receber em 30 de setembro de 2014 é de R\$ 37.139 (R\$ 47.541 em 31 de dezembro de 2013) relativo às subvenções dos meses de agosto e setembro 2014. A referida subvenção é calculada mensalmente pela Companhia e submetida à ANEEL para aprovação e homologação através de Despacho específico.

8. Subvenção CDE - desconto tarifário

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

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

Em 30 de setembro de 2014 a Companhia possui registrado o valor de R\$ 72.683 (R\$ 11.679 em 31 de dezembro de 2013) os quais são compostos por: (i) R\$ 60.726 relativo à previsão dos meses de maio a setembro de 2014; (ii) R\$ 11.957 corresponde ao registro integral da parcela de ajuste relativa a fevereiro de 2013 a fevereiro de 2014.

9. Tributos a compensar

	30/09/2014		31/12/2013	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	14.623	-	11.677	-
ICMS (a)	33.374	18.357	24.869	29.320
ICMS parcelamento	11.056	-	11.056	-
PIS e COFINS	4.095	-	2.390	-
INSS Patronal (b)	23.308	-	-	-
Outros tributos	1.016	-	684	-
Total	87.472	18.357	50.676	29.320

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

(b) No decorrer do trimestre findo em 30 de setembro a Companhia obteve decisão favorável no Mandado de Segurança (Processo nº 0011488-23.2000.4.05.8100 - AMS77770-CE), pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região (TRF5), que, ao julgar a ação, seguiu a repercussão geral proferida pelo Supremo Tribunal Federal (STF) e reconheceu a inconstitucionalidade do artigo 22, inciso IV, da Lei nº 8.212/1991. Dita lei estabelece uma contribuição previdenciária no percentual de 15% sobre os serviços contratados por meio de cooperativas de trabalho. A decisão concede à Coelce o direito de não mais pagar a referida contribuição, bem como de recuperar os valores, através de compensação financeira a partir de outubro de 2014, considerando os montantes desde a apresentação da ação (ano 2000). O montante a ser recuperado é de R\$ 23.308.

10. Cauções e depósitos

Instituição	Tipo de aplicação	30/09/2014		31/12/2013	
		Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Itaú-Unibanco TOP DI	Fundo de Investimento	27.928	-	25.055	-
Bradesco	CDB	-	13	-	120
Itaú	CDB	-	644	-	602
Banco do Brasil	CDB	-	-	-	9.729
BNB	CDB	-	16.994	-	20.302
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	-	4.728	-	4.582
Caixa	Caução	320	-	320	-
Outros		-	20	-	20
Total		28.248	22.399	25.375	35.355

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.

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 exercício, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo exercício.

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

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	30/09/2014	31/12/2013
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(578.596)	(559.198)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	298.855	286.052
Saldo	66.854	73.449
Circulante	8.235	8.793
Não Circulante	58.619	64.656
Reserva de capital	30/09/2014	31/12/2013
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. Tributos diferidos

A Companhia reconheceu imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias, cuja composição e origem estão demonstrados a seguir:

	Imposto de renda		Contribuição social		Total	
	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2014	31/12/2013	30/09/2014	31/12/2013
Ativo						
Diferenças temporárias						
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	48.154	40.862	17.336	14.710	65.490	55.572
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	28.280	27.491	10.180	9.897	38.460	37.388
Provisão para obsolescência de estoque	975	2.061	351	742	1.326	2.803
Diferido perda de bens	2.730	2.730	983	983	3.713	3.713
Perda plano de pensão	33.377	33.377	12.016	12.016	45.393	45.393
Provisão SWAP	1.610	639	580	231	2.190	870
Desreconhecimento de ativo regulatório	61.577	-	24.503	-	86.080	-
Outras provisões	1.401	23	503	7	1.904	30
Total	178.104	107.183	66.452	38.586	244.556	145.769
Passivo						
Diferenças temporárias						
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(793)	(833)	(1.438)	(1.526)	(2.231)	(2.359)
Desreconhecimento de passivo regulatório	-	(36.261)	-	(10.719)	-	(46.980)
Ativo indenizável (concessão)	(34.460)	(54.597)	(12.745)	(19.993)	(47.205)	(74.590)
Swap Passivo	(3.088)	(2.313)	(1.111)	(832)	(4.199)	(3.145)
Total	(38.341)	(94.004)	(15.294)	(33.070)	(53.635)	(127.074)
Tributos diferidos						
Ativos diferidos	139.763	13.179	51.158	5.516	190.921	18.695

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

Estudos técnicos de viabilidade indicam a recuperação dos valores de imposto de renda e da contribuição social, nos parâmetros determinados pelo Pronunciamento Técnico CPC 32 - Tributos sobre o lucro, os quais correspondem às melhores estimativas da Administração, cuja expectativa de realização está apresentada a seguir:

Ano de realização	30/09/2014
2014	22.700
2015	16.883
2016	21.396
2017	22.464
2018 a 2020	63.681
2021 a 2023	97.432
Total	244.556

As projeções utilizadas para estabelecer o prazo de realização estão sujeitas a alterações periódicas.

13. Depósitos vinculados a litígios

	30/09/2014	31/12/2013
Trabalhistas	8.610	15.240
Cíveis	19.360	22.435
Fiscais	3.070	4.589
Total	31.040	42.264

14. Ativo indenizável (concessão)

Refere-se à parcela dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 – (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contrato de Concessão.

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

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

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

Saldo em 31 de dezembro de 2012	606.556
Transferências do ativo intangível	2.243
Marcação a mercado - ativo financeiro	22.000
Saldo em 31 de dezembro de 2013	<u>630.799</u>
Efeitos advindos por mudança de estimativa	
Marcação a mercado - ativo financeiro (a)	(123.922)
Efeitos advindos do curso normal da operação	
Transferências do ativo intangível	228.377
Marcação a mercado - ativo financeiro	<u>42.836</u>
Saldo em 30 de setembro de 2014	<u><u>778.090</u></u>

- (a) Com base nos resultados apurados nas revisões tarifárias de algumas distribuidoras de energia elétrica ao longo do 3º ciclo de revisões tarifárias, a Administração identificou que a ANEEL passou a utilizar novas premissas e conceitos para fins de cálculo da marcação a mercado da Base de Remuneração Regulatória (“BRR”).

Considerando a natureza prospectiva do referido assunto, decorrente das novas estimativas utilizadas pela ANEEL, a Administração procedeu ao recálculo do ativo financeiro remanescente ao final da concessão, tendo como consequência o registro de um ajuste de marcação a mercado contra o resultado do período, no montante de R\$123.922, calculado com base na nova base de remuneração.

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

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

Valor novo de reposição – Lei nº 12.783/13

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

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

15. Intangível

A movimentação dos saldos do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais		Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2012	3.687.702	(1.608.390)	(617.553)	1.461.759	430.084	(196.715)	233.369	1.695.128
Adições	-	-	-	-	287.479	(33.638)	253.841	253.841
Baixas	(41.242)	3.045	-	(38.197)	-	-	-	(38.197)
Amortização	-	(176.634)	28.195	(148.439)	-	-	-	(148.439)
Transferências	97.141	-	(4.729)	92.412	(97.141)	4.729	(92.412)	-
Transferências para o ativo indenizável	(2.243)	-	-	(2.243)	-	-	-	(2.243)
(-) Provisão para redução de recuperabilidade	(21.930)	11.011	-	(10.919)	-	-	-	(10.919)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	3.719.428	(1.770.968)	(594.087,00)	1.354.373	620.422	(225.624)	394.798	1.749.171
Adições	-	-	-	-	191.697	(704)	190.993	190.993
Baixas	(4.262)	3.165	-	(1.097)	-	-	-	(1.097)
Amortização	-	(137.313)	23.017	(114.296)	-	-	-	(114.296)
Transferências	555.591	-	(4.268)	551.323	(555.591)	4.268	(551.323)	-
Transferências para ativo indenizável	(228.377)	-	-	(228.377)	-	-	-	(228.377)
Saldo em 30 de setembro de 2014	4.042.380	(1.905.116)	(575.338)	1.561.926	256.528	(222.060)	34.468	1.596.394

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

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

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

Obrigações especiais vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

Representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

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

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

16. Fornecedores

	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Suprimento e transporte de energia		
Compra de energia	227.468	161.922
Energia livre	6.045	5.602
Encargo de uso da rede	11.338	5.622
Diferencial Eletronuclear	10.574	15.862
Partes relacionadas (vide Nota 20)	115.648	84.375
Materiais e serviços	83.462	77.031
Total	<u>454.535</u>	<u>350.414</u>
Circulante	440.559	336.881
Não circulante	13.976	13.533

17. Obrigações fiscais

	<u>30/09/2014</u>			<u>31/12/2013</u>		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	11.211	-	11.211	10.226	-	10.226
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	54.354	-	54.354	48.317	-	48.317
REFIS - Parcelamento ICMS	-	-	-	3.814	-	3.814
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.700	15.444	17.144	1.643	16.156	17.799
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	8.711	-	8.711	7.731	-	7.731
Programa de integração social - PIS	1.891	-	1.891	1.679	-	1.679
Imposto sobre serviços - ISS	920	-	920	1.709	-	1.709
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	1.079	-	1.079	1.109	-	1.109
Outros tributos e contribuições	3.798	-	3.798	4.386	-	4.386
Total	<u>83.664</u>	<u>15.444</u>	<u>99.108</u>	<u>80.614</u>	<u>16.156</u>	<u>96.770</u>

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

18. Empréstimos e financiamentos

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

	30/09/2014			31/12/2013		
	Encargos		Principal	Encargos		Principal
	Circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira:						
União Federal – Bônus de Capitalização (i)	-	-	-	3	163	-
União Federal – Bônus de Desconto (i)	17	-	2.797	8	-	2.673
União Federal – Bônus ao Par (i)	114	-	4.008	49	-	3.831
Total moeda estrangeira	131	-	6.805	60	163	6.504
Moeda nacional:						
Eletrobras (ii)	-	10.217	54.562	13	11.177	68.315
União Federal – Lei 8.727 (Caixa Econômica Federal)	-	-	-	1	76	-
União Federal – Lei 8.727 (Eletrobras)	-	-	-	25	3.092	-
Banco do Brasil (BB Fat Fomentar)	-	-	-	2	936	-
Banco do Nordeste – FNE (iii)	301	21.239	74.330	412	61.315	90.259
BNDES FINEM 2007 (Sindicalizado) (iv)	43	12.276	-	171	49.106	-
BNDES FINAME 2012-2013 (v)	44	4.121	31.940	46	2.061	35.031
BNDES FINEM 2012-2013 A (v)	234	12.960	61.558	244	6.480	71.278
BNDES FINEM 2012-2013 B (v)	261	12.960	61.559	273	6.480	71.278
ITAÚ CCB (vi)	412	-	150.000	-	-	-
Total moeda nacional	1.295	73.773	433.949	1.187	140.723	336.161
Custos de transação	-	-	-	-	(193)	-
Total moeda nacional líquido dos custos de transação	1.295	73.773	433.949	1.187	140.530	336.161
Total de empréstimos e financiamentos	1.426	73.773	440.754	1.247	140.693	342.665

	Início	Vencimento	Tipo de amortização	Garantias	Encargos financeiros
Moeda estrangeira:					
União Federal – Bônus de Desconto (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus ao Par (i)	15/08/1997	11/04/2024	Ao final	Recebíveis e Conta Reserva	USD + 6,2% a.a.
Moeda nacional:					
Eletrobras (ii)	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	Recebíveis e Nota Promissória	6,95% a.a.
Banco do Nordeste – FNE (iii)	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	Fiança Bancária e Conta Reserva	10% a.a.
BNDES Finem 2007 (Sindicalizado) (iv)	28/04/2008	15/12/2014	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,7% a.a.
BNDES FINAME 2012-2013 (v)	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	3% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 A (v)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM 2012-2013 B (v)	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	Recebíveis e Conta Reserva	TJLP + 3,8% a.a.
ITAÚ CCB (vi)	20/03/2014	20/03/2019	Mensal	-	112% CDI

(i) União Federal (Agente financeiro: Banco do Brasil) - dívida de médio e longo prazo (DMLPs) - Confissão de dívida com a União Federal em 15 de agosto de 1997. O contrato está dividido em 7 (sete) subcréditos (quatro deles já liquidados), remunerados a base de variação cambial (dólares norte-americanos).

(ii) Eletrobras - Empréstimo contratado para cobertura financeira dos custos diretos das obras do programa de eletrificação rural, que integra o programa de universalização do acesso e uso de energia elétrica – Luz para Todos, do Ministério das Minas e Energia, com recursos originários da RGR e CDE.

(iii) Banco do Nordeste do Brasil - Programa de incentivo as fontes alternativas de energia (Proinfra) - A Companhia celebrou contrato com o Banco do Nordeste do Brasil para o financiamento de inversões fixas, através de recursos do FNE/PROINFRA.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

(iv) BNDES FINEM: Financiamento para o plano de investimento 2007/2009 da Companhia contratado em 28 de abril de 2008, no montante de R\$ 330.000, junto ao sindicato liderado pelo Unibanco, com repasse de recursos do BNDES. A Companhia captou 74% do total do contrato.

(v) 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.

(vi) 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.

Nas operações de empréstimo junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram adequadamente atendidas em 30 de setembro de 2014:

Obrigações Especiais Financeiras	Banco	Índice
Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	BNDES / FINEM	3,5
Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	BNDES / FINEM	0,6

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

	30/09/2014
2015	15.376
2016	61.230
2017	110.412
2018	109.820
2019	93.258
Após 2019	50.658
	440.754

Os contratos de DMLP com variação em moeda estrangeira contratados com a União Federal, tendo o Banco do Brasil S.A. como agente financeiro, não estão vinculados a contratos de swap. Apesar da exposição cambial deste contrato de DMLP, o percentual de exposição cambial está dentro do limite estipulado na política de riscos financeiros da Companhia, representando apenas 1,34% da dívida total, na posição de 30 de setembro de 2014.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

19. Debêntures

	30/09/2014			31/12/2013		
	Encargos	Principal		Encargos	Principal	
		Circulante	Não Circulante		Circulante	Circulante
1ª Série 3ª Emissão	5.516	-	104.000	2.219	-	104.000
2ª Série 3ª Emissão	22.904	-	350.145	4.698	-	334.764
(-) Custo de transação	-	(377)	(915)	-	(652)	(924)
Total sem efeito de swap	28.420	(377)	453.230	6.917	(652)	437.840
Resultado das operações de swap	-	(1.111)	(4.800)	-	(229)	(6.463)
Total de debêntures	28.420	(1.488)	448.430	6.917	(881)	431.377

Características das emissões:

Características	3ª Emissão - 1ª Série	3ª Emissão - 2ª Série
Conversibilidade	Debêntures simples, não conversíveis em ações	Debêntures simples, não conversíveis em ações
Espécie	Quirografária	Quirografária
Tipo e forma	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados	Nominativas e escriturais, sem emissão de cautelas ou certificados
Quantidade de títulos	10.400 debêntures simples	29.600 debêntures simples
Valor nominal	R\$ 10	R\$ 10
Data de emissão	15 de outubro de 2011	15 de outubro de 2011
Vencimento inicial	15 de outubro de 2015	15 de outubro de 2016
Vencimento final	15 de outubro de 2016	15 de outubro de 2018
Atualização monetária	Sem atualização	IPCA
Repactuação	Não haverá	Não haverá
Remuneração	CDI+0,97% a.a.	6,85% a.a.
Exigibilidade de juros	Semestral	Anual
Amortizações	Em duas parcelas Anuais	Em três parcelas anuais
Data das amortizações	2015 e 2016	2016, 2017 e 2018

A Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas demonstrações financeiras.

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 (ativos e passivos regulatórios), 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, no cálculo do EBITDA para fins de aferição dos índices financeiros exigidos.

A íntegra dos termos e das condições da distribuição pública da 3ª emissão de debêntures estão disponíveis no website de Relações com Investidores da Coelce: www.coelce.com.br/ri.htm.

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

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

Segue abaixo quadro demonstrativo dos ajustes positivos e negativos da Companhia:

	<u>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>30/09/2013</u>
	(não revisado)	(não revisado)	(não revisado)
Diferimentos tarifários (CVAs)	131.573	5.997	(8.892)
Compra de energia	130.182	16.080	11.163
Encargo de serviço do sistema - ESS	(18.834)	(12.212)	(21.107)
Uso da rede básica	17.883	5.144	3.656
Outros	2.342	(3.015)	(2.604)
Outros ativos e passivos regulatórios	121.038	(144.666)	(207.454)
Sobrecontratação de energia	24.169	8.551	(11.199)
Recomposição de ICMS	133.510	-	-
Recomposição Eletronuclear	9.418	15.861	-
Postergação da revisão tarifária do 3º ciclo	(69.148)	(164.404)	(196.078)
Outros ativos e passivos regulatórios	23.089	(4.674)	(177)
Total dos ativos e passivos regulatórios	252.611	(138.669)	(216.346)
Varição líquida em 12 (doze) meses (ativo - passivo)			
Diferimentos tarifários (CVAs)	140.465		
Outros ativos e passivos regulatórios	328.492		
Total	468.957		

Em 30 de setembro de 2014 a Companhia atendeu todos os indicadores requeridos pelas respectivas escrituras de emissão.

Curva de amortização do longo prazo das debêntures:

	<u>2015</u>	<u>2016</u>	<u>2017</u>	<u>2018</u>	<u>Total</u>
1ª série - 3ª emissão	52.000	52.000	-	-	104.000
2ª série - 3ª emissão	-	116.705	116.705	116.735	350.145
(-) Custo de transação	(94)	(357)	(253)	(211)	(915)
Total a amortizar	51.906	168.348	116.452	116.524	453.230

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

20. Partes relacionadas

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

Empresas	Ref	Natureza da operação	30/09/2014				
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/(despesa)	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de Energia	-	113.486	-	(426.911)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	-	691	-	(4.639)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(b.1)	Encargo de Uso	-	264	-	(1.467)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.2)	Plano de pensão	-	-	80.970	(1.639)	339
EN-Comercio e Serviço SA (PRATIL)	(d.1)	Arrecadação	48	-	-	387	-
Enel Energy Europe	(e.1)	Serviço	-	1.207	-	(1.429)	-
			48	115.648	80.970	(435.698)	339
(-) Plano de pensão					80.970	-	-
Parte relacionadas			48	115.648	-	(435.698)	339

Empresas	Ref	Natureza da operação	30/09/2013				
			*Ativo circulante	*Passivo circulante	*Passivo não circulante	Receita/(despesa)	Intangível
Endesa Fortaleza - CGTF	(a.1)	Compra de Energia	-	81.983	-	(382.536)	-
Endesa Cachoeira - CDSA	(a.2)	Compra de Energia	-	630	-	(3.913)	-
Companhia de Interconexão Energética - CIEN	(b.1)	Encargo de Uso	-	152	-	(1.012)	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.1)	Confissão de dívida	-	12.824	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social-FAELCE	(c.2)	Plano de pensão	-	-	84.506	(5.123)	453
EN-Comercio e Serviço SA (PRATIL)	(d.1)	Arrecadação	49	-	-	533	-
Enel Energy Europe	(e.1)	Serviço	-	1.610	-	-	-
			49	97.199	84.506	(392.051)	453
(-) Plano de pensão				12.824	84.506	-	-
Parte relacionadas			49	84.375	-	(392.051)	453

* Esses valores são classificados como contas a receber, fornecedores e obrigações com benefícios pós-emprego, respectivamente (vide Notas 6, 16 e 22).

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

- a.1) CGTF - Central Geradora Termelétrica S.A. - Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da Companhia.
- a.2) CDSA - Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. - Os saldos referem-se exclusivamente às operações de compra de energia por parte da Companhia.
- b.1) CIEN - Companhia de Interconexão Energética - Os saldos incorridos estão relacionados com as despesas com a Rede Básica no período.
- c.1) FAELCE - Confissão de dívida

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

Em 30 de setembro de 1999 a Companhia celebrou com a FAELCE um contrato tendo por objeto a consolidação da dívida no valor de R\$ 46.600, correspondendo os saldos devedores dos termos de compromisso firmados em 31 de dezembro de 1992, em 23 de maio de 1996 e em 31 de janeiro de 1997.

Em 30 de setembro de 2007 foi assinado um terceiro aditivo com o valor da dívida atualizada em R\$ 62.200, conforme Resolução CGPC nº 17/96 do Ministério da Previdência e Assistência Social, com prazo para pagamento total de 14 parcelas semestrais e sucessivas, iniciando em 31 de dezembro de 2007 e terminando em 30 de junho de 2014.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

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

c.2) 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”.

d.1) 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.

e.1) Enel Energy - 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 período findo em 30 de setembro de 2014 foi de R\$ 7.829 (R\$ 8.408 em 30 de setembro de 2013). A Companhia mantém ainda benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

21. Programas de P&D e de eficiência energética

	30/09/2014		31/12/2013	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Programa de Eficiência Energética	7.726	23.018	7.725	28.512
Programa de Pesquisa e Desenvolvimento	7.436	23.479	10.765	18.603
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	578	-	494	-
Ministério de Minas e Energia - MME	(86)	-	(125)	-
Total	15.654	46.497	18.859	47.115

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

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

O saldo negativo de MME se refere a valores pagos a maior e que poderão ser compensados posteriormente.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

22. Obrigações com benefícios pós-emprego

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

Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

a) Plano de Contribuição Definida (CD)

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

b) Plano de Benefício Definido (BD)

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

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

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. Em 31 de dezembro de 2013 havia o saldo de R\$ 12.824 que foi liquidado no ano corrente.

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

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.

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>
Custo do serviço corrente	(318)	1.446
Custos dos juros	6.440	(3.663)
Total de despesas (receitas)	<u>6.122</u>	<u>(2.217)</u>

Análise da obrigação atuarial

As principais premissas adotadas pelo atuário independente para a realização do cálculo estão apresentadas a seguir pelos seus valores nominais:

<u>Especificação</u>	<u>Planos BD</u>	<u>Plano CD</u>	<u>Plano Médico</u>	<u>Plano FGTS</u>
Taxa de desconto	9,80%	9,80%	9,80%	9,80%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	9,80%	9,80%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	7,61%	7,61%	N/A	7,61%
Taxa de inflação esperada	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	5,50%	5,50%	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	Não aplicável

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

Foi adotada premissa de crescimento dos custos médicos decrescente, variando de 11,57% a.a. (5,75% a.a. em termos reais) no primeiro ano de projeção, atingindo o valor de 6,51% a.a. (0,95% a.a. em termos reais) para 2023 em diante.

Para projeção dos custos foi adotada premissa de crescimento dos custos em função da idade (*aging fator*) de 3,00% a.a. Foi adotada premissa de crescimento real das contribuições ao plano de saúde em 1,50% a.a para o período findo em 30 de setembro de 2014. Todos os participantes farão opção por permanecer no plano de saúde na aposentadoria.

23. Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas

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

Provisões com risco provável

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

	31/12/2013	30/09/2014			Saldo acumulado
	Saldo acumulado	Adições/reversões	Atualização monetária	Pagamentos	
Trabalhistas(a)	24.606	5.276	6.344	(3.323)	32.903
Cíveis (b)	62.301	3.709	4.271	(5.223)	65.058
Fiscais (c)	4.622	257	(319)	(2.590)	1.970
Regulatório (d)	70.408	-	21.852	(7.956)	84.304
Total	161.937	9.242	32.148	(19.092)	184.235

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.

b) Riscos cíveis

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

c) Riscos fiscais

Em 31 de dezembro de 2013, o principal valor referia-se a um processo administrativo de compensação de COFINS pago a maior. A SRF entendeu que a compensação efetuada não procedia, pois houve retificação do valor envolvido. A Companhia alegou basicamente o desconhecimento da retificação e a decadência do excesso resultante da retificação. No entanto, diante dos fatos, a Companhia entendeu por bem alterar a probabilidade de perda para provável e efetuar provisão. A Companhia quitou o valor exigido através de pagamento à vista efetuado em agosto de 2014 no âmbito do REFIS, em conformidade com a Lei nº 12.996/14.

d) Riscos regulatórios

Em 30 de setembro de 2014, 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>30/09/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Trabalhistas (a)	41.085	33.013
Cíveis (b)	644.569	385.664
Fiscais (c)	390.156	326.441
Juizados especiais	8.135	10.430
	<u>1.083.945</u>	<u>755.548</u>

(a) Riscos trabalhistas

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

(b) Riscos cíveis

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

(c) Riscos fiscais

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

- c.1) No âmbito estadual, a Companhia discute diversos temas referentes ao ICMS que totalizam o montante de R\$ 302.203 em 30 de setembro de 2014 e tratam de: regime especial originado do termo de acordo 035/91; base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; cancelamento de faturas; estorno de crédito – consumidor baixa renda; imposto em determinadas operações; energia adquirida para consumo próprio e diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais.
- c.2) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com o Município de Fortaleza referentes ao ISS que totalizam o montante de R\$49.993 em 30 de setembro de 2014 e tratam de: serviços acessórios; locação de bens móveis; retenção na fonte e serviços prestados em outros Municípios. E com o Município de Iguatu execução fiscal no valor de R\$3.014 em 30 de setembro de 2014.
- c.3) Em relação aos tributos federais, a Companhia possui (i) processos administrativos referentes ao IRPJ que totalizam o montante de R\$ 7.439, (ii) processo judicial referente ao IRPJ e à CSLL no valor de R\$ 19.139, bem como um (iii) processo judicial referente a COFINS no valor de R\$ 1.053 em 30 de setembro de 2014.

A Companhia, além dos processos descritos, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de CSLL, PIS, COFINS, ICMS, IPTU e ISS no valor total de R\$ 7.315.

24. Patrimônio Líquido

a) Capital social

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

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B		Total (II)		I + II	
Endesa 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%
Enersis	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%	5.710.981	20,22%	-	0,00%	5.710.981	19,18%	5.714.691	7,34%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.714.637	13,15%	-	0,00%	3.714.637	12,47%	4.634.040	5,95%
Outros	80.579	0,17%	4.271.320	15,12%	3.097	0,20%	4.274.417	14,35%	4.354.996	5,60%
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%

No dia 14 de janeiro de 2014, a Companhia comunicou ao mercado que foi informada, naquela data, que a Enersis S.A., sua acionista controladora indireta, sociedade anônima chilena de capital aberto com sede na Cidade de Santiago, Chile, na Calle Santa Rosa, n.º 76, em reunião de seu Conselho de Administração realizada naquela data, aprovou a realização de uma Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações (OPA), juntamente com o Banco Itaú BBA S.A., na qualidade de instituição intermediária, nos termos da Instrução da Comissão de Valores Mobiliários nº 361, de 5 de março de 2002 (Instrução CVM 361/02), conforme alterada, com o objetivo de adquirir até a totalidade das Ações Ordinárias, Ações Preferenciais Classe A, e Ações Preferenciais Classe B de emissão da Companhia em circulação no mercado.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

O Leilão da OPA ocorreu no dia 17 de fevereiro de 2014, tendo a Enersis S.A. adquirido 2.964.650 Ações Ordinárias; 8.818.006 Ações Preferenciais Classe A e 424 Ações Preferenciais Classe B. Em razão das aquisições acima, o grupo econômico da Enersis S.A. passou a deter, direta e indiretamente, (i) 47.043.336 Ações Ordinárias, representativas de 97,83% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,40% do capital social da Companhia; (ii) 10.588.006 Ações Preferenciais Classe "A", representativas de, 37,47% do total de Ações Preferenciais Classe "A" de emissão da Companhia e 13,60% do capital social da Companhia; e (iii) 424 Ações Preferenciais Classe "B", representativas de 0,03% do total de Ações Preferenciais Classe "B" de emissão da Companhia e 0,00054% do capital social da Companhia.

Tendo em vista que a Enersis S.A. adquiriu mais de 2/3 do total de Ações Ordinárias em circulação, esteve obrigada, diretamente ou por meio de outra sociedade por ela controlada direta ou indiretamente, a adquirir, nas condições estabelecidas no Edital da OPA, Ações Ordinárias em circulação de qualquer(s) interessado(s) em vendê-las, pelo prazo de 3 meses contado de 17 de fevereiro de 2014, conforme estabelecido na Cláusula 10.2 do Edital da OPA, e nos termos do §2º do artigo 10 da Instrução CVM 361/02.

Sendo assim, a Enersis S.A adquiriu até o dia 31 de março de 2014 mais 17.253 Ações Ordinárias, totalizando a quantidade de 2.981.903 do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia, em razão desta aquisição, o grupo econômico da Enersis, passou a deter, direta e indiretamente, 47.043.336 Ações Ordinárias, representativas de 97,86% do total de Ações Ordinárias de emissão da Companhia e 60,42% do capital social da Companhia.

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 setembro de 2014 o valor de R\$ 86.202 (R\$ 60.520 em 31 de dezembro de 2013) 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 11.

f) Dividendos

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% sobre o lucro líquido ajustado, em conformidade com o artigo 202 da Lei 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 setembro de 2014 reconheceu o valor líquido negativo de R\$ 515 (R\$ 4.174 em 30 de setembro de 2013) na rubrica de outros resultados abrangentes.

25. Lucro por ação

Em atendimento à Deliberação CVM nº 636, de 06 de agosto de 2010, que aprovou o CPC 41 - Resultado por ação ("CPC 41"), a Companhia apresenta a seguir as informações sobre o resultado por ação para o período findo em 30 de setembro de 2014 e 2013.

	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>
Lucro do período	88.634	150.604
Lucro atribuível às ações ordinárias	54.723	92.983
Nº de ações ordinárias (em unidades)	48.067.937	48.067.937
Lucro básico e diluído em reais por ação	1,14	1,93

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

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

O lucro por ação, básico e diluído, da Companhia é de R\$ 1,13 (um real e treze centavos) em 30 de setembro de 2014 (R\$ 1,93 – um real e noventa e três centavos, em 30 de setembro de 2013). Não existe diferença entre o lucro por ação básico e diluído.

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

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

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

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

26. Receita líquida

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

<u>Tipo de aplicação</u>	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>
Consumidores, concessionários e permissionários	2.543.036	2.223.874
Subvenção baixa renda	156.818	143.762
Subvenção CDE - desconto tarifário	122.336	88.236
Energia elétrica de curto prazo	-	1.891
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	56.303	64.440
Receita de construção	190.993	165.298
Outras receitas	39.935	33.154
Receita operacional bruta	3.109.421	2.720.655
(-) Deduções da receita		
ICMS	(600.490)	(532.467)
COFINS	(78.156)	(81.206)
PIS	(16.968)	(17.630)
P&D	(23.215)	(19.413)
Outros impostos e contribuições sobre a Receita	(7.636)	(4.312)
Total de deduções de receita	(726.465)	(655.028)
Total	2.382.956	2.065.627

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

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

Descrição	30/09/2014				30/09/2013	
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e administrativas	Outras	Total	Total
Pessoal	(73.638)	-	(21.393)	-	(95.031)	(101.040)
Material	(8.064)	(51)	(472)	-	(8.587)	(9.473)
Serviços de terceiros	(137.847)	(6.437)	(33.839)	-	(178.123)	(172.166)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.455.018)	-	-	-	(1.455.018)	(1.181.407)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(95.276)	-	-	-	(95.276)	(20.734)
Depreciação e amortização	(108.911)	-	(9.531)	-	(118.442)	(107.273)
Custo na desativação de bens	(1.097)	-	-	-	(1.097)	(844)
Perda por redução ao valor recuperável	-	-	-	-	-	(10.919)
Baixa de inventário físico - Resolução 367	-	-	-	-	-	(33.918)
Reversão de perdas de estoques	-	-	-	4.346	4.346	-
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(3.186)	-	-	(3.186)	(13.275)
Taxa de fiscalização da ANEEL	-	-	-	(3.422)	(3.422)	(3.560)
Custo de construção	(190.993)	-	-	-	(190.993)	(165.298)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(9.242)	-	(9.242)	(4.015)
Outras despesas operacionais	(1.616)	(27)	(5.276)	(15.658)	(22.577)	(25.272)
Total	(2.072.460)	(9.701)	(79.753)	(14.734)	(2.176.648)	(1.849.194)

Despesa de pessoal	30/09/2014	30/09/2013
Remuneração	(56.631)	(57.984)
Encargos sociais	(24.689)	(26.274)
Provisão de férias e décimo	(9.573)	(8.577)
Plano de saúde (*)	4.953	(7.149)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(9.716)	(10.515)
Participação nos resultados	(11.265)	(8.186)
Previdencia Privada	(3.268)	(5.575)
Outros	(331)	(237)
(-) Transferências para intangível em curso	15.489	23.457
Total	(95.031)	(101.040)

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

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

A composição dos custos com energia elétrica está disposta abaixo:

Custo com energia elétrica comprada para revenda (*)	30/09/2014	30/09/2013
Energia elétrica comprada		
Central Geradora Termelétrica de Fortaleza - CGTF	(423.109)	(348.016)
CCEE - Câmara de comercialização de energia elétrica	(10.261)	(26.357)
Devolução Conta Energia de Reserva - CONER	48.727	-
CCEAR's - Contratos de comercialização de energia no ambiente regulado	(813.367)	(770.218)
Programa de Inc. as Fontes Alternativas - PROINFA	(44.522)	(39.970)
Eletrobras termonuclear S/A-Eletronuclear	(42.460)	-
Cotas de garantia física	(56.256)	-
(-) Recuperação Despesa Térmicas	88.713	-
Risco Hidrológico	(79.492)	(11.850)
(-) Recuperação Despesa Risco Hidrológico	4.732	11.850
Exposição Involuntária	(309.321)	(53.331)
(-) Recuperação Despesa Exposição Involuntária	250.356	41.117
Outros	(68.758)	15.368
Subtotal	(1.455.018)	(1.181.407)
Encargos de uso rede de transmissão		
Rede básica	(57.824)	(37.365)
Encargos de conexão	(6.463)	-
Outros custos com energia		
Encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	(5.182)	(80.879)
(-) Recuperação despesa encargo de segurança energética - ESS Seg. Energética	5.182	80.879
Encargo do serviço do sistema - ESS	(30.989)	(15.159)
(-) Recuperação despesa encargo do serviço do sistema - ESS aporte CDE	-	31.790
Subtotal	(95.276)	(20.734)
Total	(1.550.294)	(1.202.141)

* O aumento dos custos de energia recorrem basicamente aos motivos já mencionados na Nota 3.

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

A composição do resultado financeiro está disposta abaixo:

	<u>30/09/2014</u>	<u>30/09/2013</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	5.820	16.282
Multas e acréscimos moratórios em conta de energia	28.518	29.194
Receita de ativo indenizável	-	30.819
Encargos fundo de pensão	-	5.494
INSS Patronal (*)	12.681	-
Outras receitas financeiras	2.119	4.462
Total da receita financeira	<u>49.138</u>	<u>86.251</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias	(15.676)	(19.834)
Encargos de dívidas	(60.820)	(52.116)
Encargos fundo de pensão	(6.440)	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(32.148)	(33.671)
Atualizações de impostos e multas	(4.361)	(7.210)
Custo de transação	(282)	(1.427)
Correção P&D/PEE	(518)	(392)
IOF/IOC	(4.355)	(471)
Multas	(16.237)	(1.569)
Indenização DIC/FIC	(4.855)	(3.135)
Baixa depósito judicial	(4.191)	-
Despesa de ativo indenizável	(81.086)	-
Outras despesas financeiras	(20.976)	(7.781)
Total da despesa financeira	<u>(251.945)</u>	<u>(127.606)</u>
Resultado financeiro	<u>(202.807)</u>	<u>(41.355)</u>

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

Notas Explicativas**Companhia Energética do Ceará – COELCE****29. Imposto de renda e contribuição social**

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

Descrição	30/09/2014	%	30/09/2013	%
Lucro antes do IRPJ e CSSL	3.501	100,00%	175.078	100,00%
Alíquota nominal	(1.190)	(34,00%)	(59.527)	(34,00%)
Adições permanentes				
Participações nos lucros (Administradores)	(1.087)	91,34%	(1.281)	2,15%
Despesas indedutíveis - Multas	(1.219)	102,44%	(1.861)	3,13%
Doações não dedutíveis	(795)	66,81%	(549)	0,92%
Despesa depreciação não dedutível	1.756	(147,56%)	(11.533)	19,37%
Perdas - Indedutíveis	(636)	53,45%	-	-
	(1.981)		(15.224)	
Exclusões permanentes				
Ajuste ágio - societário	10.948	(920,00%)	4.759	(7,99%)
Reversão da provisão do ágio	(6.595)	554,20%	(7.207)	12,11%
	4.353		(2.448)	
Deduções permanentes				
Lucro da exploração	85.113	(7152,35%)	47.961	(80,57%)
Incentivo fiscal - PAT	908	(76,30%)	927	(1,56%)
Incentivo fiscal - Rouanet	1.468	(123,36%)	1.300	(2,18%)
Incentivo fiscal - FIA	-	-	40	(0,07%)
Adicional IRPJ	180	(15,13%)	180	(0,30%)
	87.669		50.408	
Outros ajustes				
Ajustes imateriais	(3.718)	312,44%	2.317	(3,89%)
	(3.718)		2.317	
IRPJ/CSSL contabilizado				
IRPJ/CSL diferidos no resultado (receitas)	171.960	4911,74%	45.205	25,82%
IRPJ/CSL diferidos - ágio no resultado (despesa)	(6.595)	(188,37%)	(7.207)	(4,12%)
IRPJ/CSL corrente no resultado (despesa)	(80.232)	(2291,69%)	(62.472)	(35,68%)
Alíquota efetiva	85.133	2431,68%	(24.474)	(13,98%)

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

30. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro

Considerações gerais

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

Fatores de risco

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

a) Risco de crédito

Esse risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus clientes. Esse risco é avaliado como baixo, considerando a pulverização do número de clientes e o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação.

Adicionalmente, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

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

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

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

c) Risco de liquidez

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

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.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados nos fluxos de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
30 de setembro de 2014						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	4.113	7.962	35.111	150.540	42.643	240.369
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	7.336	14.557	44.037	321.484	23.184	410.598
Debêntures	29.989	-	6.143	547.788	-	583.920
	41.438	22.519	85.291	1.019.812	65.827	1.234.887
31 de dezembro de 2013						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	6.678	15.537	67.467	174.368	61.180	325.230
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	5.977	14.560	60.467	133.434	44.392	258.830
Debêntures	-	-	35.272	534.957	-	570.229
	12.655	30.097	163.206	842.759	105.572	1.154.289

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 setembro de 2014			
"Swaps" de juros 08/11/12	(2.529)	(3.430)	(5.959)
	(2.529)	(3.430)	(5.959)
31 de dezembro de 2013			
"Swaps" de juros 08/11/12	(1.335)	(2.082)	(3.417)
	(1.335)	(2.082)	(3.417)

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 de setembro de 2014 o valor de R\$ 240.000.

d) Gestão do risco de capital

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

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 18 e 19, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 4 e 5, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 24)).

A Companhia realizou ao longo do período de nove meses em 2014 operações de contratos futuros de juros. Essas operações foram utilizadas exclusivamente na gestão dos recursos da renda fixa, com objetivo de realizar operações de proteção dos títulos detidos à vista, efetuar operações de posicionamento em taxas de juros e trocar de indexadores dos títulos detidos à vista. As estratégias nos mercados futuros são consideradas no conjunto de todos os ativos que fazem parte da carteira, ou seja, seus resultados individuais visam contribuir para a obtenção do resultado global da parcela de renda fixa, estabelecido na política de investimentos.

O índice de endividamento em 30 de setembro de 2014 é 38% e no exercício findo em 31 de dezembro de 2013 é 34%.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

e) Risco de encargos de dívida

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, como por exemplo, indicadores de inflação, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. Para minimizar esse risco, a Companhia prioriza a contratação de empréstimos com taxas pré-fixadas (BNB e Eletrobras) e atrelados a outros índices menos voláteis às oscilações do mercado financeiro, como a TJLP (BNDES).

Em relação aos empréstimos indexados a taxas variáveis, a companhia monitora as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas. Baseada nessa análise, em 2012, a Companhia realizou contratação de derivativos para fazer “swap” contra este risco, alterando o risco de taxa de juros (CDI) para taxa pré-fixada.

A tabela abaixo demonstra a análise de sensibilidade dos impactos no resultado da Companhia caso as variações nas taxas de juros e índices de inflação acumulados de janeiro a setembro de 2013 fosse igual aos índices esperados para 2014, segundo projeções baseadas na curva futura da BM&F:

	Aumento / redução em pontos base	Efeitos	
		No resultado	No patrimônio líquido
Passivos financeiros			
CDI	0,13%	(123)	(123)
IPCA	5,84%	(267)	(267)
Total		(390)	(390)

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:

Ativo	Categoria	Nível	30/09/2014		31/12/2013	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	13.004	13.004	95.287	95.287
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	2.136	2.136	12.023	12.023
Cauções e depósitos vinculados	Empréstimos e recebíveis	2	50.647	50.647	60.730	60.730
Consumidores, concessionários e permissionários	Empréstimos e recebíveis	2	483.281	483.281	393.734	393.734
Ativo indenizável (concessão)	Disponível para venda	3	778.090	778.090	630.799	630.799
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	509.017	503.128	477.878	475.815
Debêntures em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	481.273	482.158	444.105	444.105
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	6.936	6.829	6.727	5.662
Instrumntos financeiros derivativos	Outros passivos financeiros	2	(5.911)	(5.911)	(6.694)	(6.694)
Fornecedores	Empréstimos e recebíveis	2	454.535	454.535	350.414	350.414

As aplicações financeiras registradas nas demonstrações financeiras (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 setembro de 2014 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 setembro de 2014.

Derivativo	Valor da curva	Valor de mercado (contábil)	Diferença
Swap DI x PRÉ 08.11.12 HSBC Bank Brasil	1.111	5.911	4.800

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de setembro de 2014 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 setembro de 2014, a Companhia detinha operações de *swap* conforme demonstrado abaixo:

Descrição	Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local	
					30/09/2014	31/12/2013
Contratos de swaps						
Valor	HSBC BANK BRASIL S.A.	08/11/2012	17/10/2016	CDI + 0,97%aa 9,43%	-BRL 5.911	-BRL 6.692
					Efeito acumulado até 30/09/2014	
					Efeito acumulado até 31/12/13	
Descrição	Contraparte	Valor justo		Valor a receber/recebido	Valor justo	Valor a receber/recebido
Contratos de swaps						
(+) Ativo		107.266	-		103.870	-
(-) Passivo	HSBC BANK BRASIL S.A.	101.355	-		97.178	-
(=) Ajuste		5.911	5.911		6.692	6.692

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

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

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

Essas análises têm por objetivo ilustrar a sensibilidade a mudanças em variáveis de mercado nos instrumentos financeiros da Companhia. A Administração da Companhia revisa regularmente essas estimativas e premissas utilizadas nos cálculos. Não obstante, a liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores diferentes dos estimados devido à subjetividade inerente ao processo utilizado na preparação dessas análises.

Vide abaixo análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida através da projeção das despesas financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futuro dos indicadores divulgada pela BM&F.

Indexador do contrato	30/09/2014	Cenário + 25%	Cenário + 50%
IPCA	43.263	47.755	52.197
CDI	16.172	19.979	23.701
TJLP	12.133	13.885	15.619
FIXO	11.996	11.996	11.996
Dólares norte-americano	1.002	2.587	3.906
TOTAL	84.566	96.202	107.419

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	30/09/14	Cenário + 25%	Cenário + 50%
Debênture 1ª série - 3ª emissão	12.842	15.616	18.328
Swap Ponta Ativa	(12.842)	(15.616)	(18.328)
Swap Ponta Passiva	9.168	9.168	9.168
Total	9.168	9.168	9.168

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

31. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 476.842 em 2014, R\$ 1.860.408 em 2015, R\$ 1.965.508 em 2016, R\$ 2.050.023 em 2017 e R\$ 43.197.534 após 2017.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia representam o volume total contratado pelo preço corrente no período de nove meses findo em 30 de setembro de 2014 que foram homologados pela ANEEL.

Notas Explicativas

Companhia Energética do Ceará – COELCE

32. Participação nos resultados

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

O montante dessa participação no período de janeiro a setembro de 2014 foi de R\$ 11.265 (R\$ 8.589 em 30 de setembro de 2013).

33. Cobertura de seguros

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

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo de garantia sinistro
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2013	31/10/2014	751.570	112.925
Responsabilidade civil	01/11/2013	31/10/2014	n/a	498.870

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, referentes ao trimestre findo em 30 de setembro de 2014, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de setembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e nove meses findos naquela data, e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de nove 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 e com a norma internacional IAS 34 - Interim Financial Reporting, emitida pelo International Accounting Standards Board - IASB, 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) e o IAS 34 aplicáveis 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 nove meses findo em 30 de setembro de 2014, 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 contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Rio de Janeiro, 28 de outubro de 2014

ERNST & YOUNG

Auditores Independentes S.S.

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

Márcio F. Ostwald

Contador CRC - 1RJ 086.202/O-4