

Índice

Dados da Empresa

Composição do Capital	1
Proventos em Dinheiro	2

DFs Individuais

Balanço Patrimonial Ativo	3
Balanço Patrimonial Passivo	4
Demonstração do Resultado	6
Demonstração do Resultado Abrangente	7
Demonstração do Fluxo de Caixa	8

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

DMPL - 01/01/2019 à 31/03/2019	9
DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018	10

Demonstração do Valor Adicionado	11
----------------------------------	----

Comentário do Desempenho	12
--------------------------	----

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

Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	61
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	62
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	63

Dados da Empresa / Composição do Capital

Número de Ações (Unidades)	Trimestre Atual 31/03/2019
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 e Extraordinária	29/04/2019	Dividendo	31/12/2019	Ordinária		1,09163
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	29/04/2019	Dividendo	31/12/2019	Preferencial	Preferencial Classe A	1,09163
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	29/04/2019	Dividendo	31/12/2019	Preferencial	Preferencial Classe B	1,09163

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
1	Ativo Total	7.175.323	6.490.161
1.01	Ativo Circulante	2.467.776	1.881.356
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	548.992	95.835
1.01.02	Aplicações Financeiras	65.350	67.980
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	65.350	67.980
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	65.350	67.980
1.01.03	Contas a Receber	1.769.218	1.638.546
1.01.03.01	Clientes	965.811	962.351
1.01.03.01.01	Consumidores e outras contas a receber	1.259.304	1.231.458
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-325.687	-304.236
1.01.03.01.03	Consumidor Baixa Renda	32.194	35.129
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	803.407	676.195
1.01.03.02.01	Serviço em Curso	58.306	20.789
1.01.03.02.03	Outros Créditos	80.011	104.050
1.01.03.02.04	Subvenção CDE - desconto tarifário	346.811	349.452
1.01.03.02.05	Ativos financeiros Setoriais	318.007	201.567
1.01.03.02.06	Instrumentos financeiros - Swap	272	337
1.01.06	Tributos a Recuperar	84.216	78.995
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	84.216	78.995
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	84.216	78.995
1.02	Ativo Não Circulante	4.707.547	4.608.805
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	2.189.799	2.187.266
1.02.01.04	Contas a Receber	13.869	12.291
1.02.01.04.01	Clientes	13.869	12.291
1.02.01.07	Tributos Diferidos	49.802	48.029
1.02.01.07.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	49.802	48.029
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	2.126.128	2.126.946
1.02.01.10.03	Depósitos vinculados a Litígio	42.566	41.357
1.02.01.10.04	Cauções e depósitos	20.147	38.564
1.02.01.10.05	Benefício Fiscal	34.920	36.331
1.02.01.10.06	Ativo indenizável (concessão)	1.941.313	1.888.440
1.02.01.10.07	Serviço em curso	10.139	42.072
1.02.01.10.08	Tributos a compensar	76.849	79.988
1.02.01.10.09	Outros Créditos	194	194
1.02.03	Imobilizado	62.575	46.492
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	62.575	46.492
1.02.03.01.01	Imobilizado em Operação	44.620	46.492
1.02.03.01.02	Ativo de direito de uso	17.955	0
1.02.04	Intangível	2.455.173	2.375.047
1.02.04.01	Intangíveis	2.455.173	2.375.047
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.885.179	1.919.327
1.02.04.01.02	Software	91.311	95.659
1.02.04.01.03	Ativos Contratuais	478.683	360.061

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
2	Passivo Total	7.175.323	6.490.161
2.01	Passivo Circulante	1.990.068	2.058.430
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	59.633	53.088
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	59.633	53.088
2.01.02	Fornecedores	652.399	702.597
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	652.399	702.597
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	255.643	305.351
2.01.02.01.02	Fornecedores Estrangeiros	1.079	7.956
2.01.02.01.03	Partes Relacionadas	395.677	389.290
2.01.03	Obrigações Fiscais	113.965	128.901
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	28.495	35.510
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	83.484	91.035
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.986	2.356
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	685.233	675.734
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	669.157	673.973
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	668.902	673.858
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	255	115
2.01.04.02	Debêntures	16.076	1.761
2.01.04.02.01	Debentures	16.076	1.761
2.01.05	Outras Obrigações	478.838	498.110
2.01.05.02	Outros	478.838	498.110
2.01.05.02.02	Dividendo Mínimo Obrigatório a Pagar	73.356	73.357
2.01.05.02.04	Obrigações por arrendamentos	10.163	0
2.01.05.02.08	Instrumentos financeiros derivativos - swap	386	251
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	1.532	2.377
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	41.254	45.113
2.01.05.02.11	Taxas Regulamentares	352.147	377.012
2.02	Passivo Não Circulante	2.315.649	1.569.091
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.842.984	1.212.623
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	382.295	401.243
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	371.476	390.484
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.819	10.759
2.02.01.02	Debêntures	1.460.689	811.380
2.02.01.02.01	Debentures	1.460.689	811.380
2.02.02	Outras Obrigações	291.988	196.062
2.02.02.02	Outros	291.988	196.062
2.02.02.02.03	Fornecedores	5	0
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	7.617	8.197
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	110.629	112.102
2.02.02.02.06	Taxas regulamentares	75.137	68.464
2.02.02.02.07	Passivos financeiros setoriais	89.437	7.010
2.02.02.02.08	Outras Obrigações	290	289
2.02.02.02.09	Obrigações por arrendamentos	8.873	0
2.02.04	Provisões	180.677	160.406
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	180.677	160.406
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	35.348	31.582

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Trimestre Atual 31/03/2019	Exercício Anterior 31/12/2018
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	116.889	114.149
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	28.440	14.675
2.03	Patrimônio Líquido	2.869.606	2.862.640
2.03.01	Capital Social Realizado	741.046	741.046
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	1.762.701	1.762.701
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	814.613	814.613
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	72.801	72.801
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	826.442	826.442
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	7.010	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	178	222

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.194.818	1.025.260
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.099.185	-865.706
3.03	Resultado Bruto	95.633	159.554
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-67.104	-37.425
3.04.01	Despesas com Vendas	-24.156	-12.129
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-55.664	-36.815
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	14.174	12.572
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-1.458	-1.053
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	28.529	122.129
3.06	Resultado Financeiro	-17.705	-12.657
3.06.01	Receitas Financeiras	39.605	29.421
3.06.02	Despesas Financeiras	-57.310	-42.078
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	10.824	109.472
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-3.814	-24.085
3.08.01	Corrente	-5.565	-8.740
3.08.02	Diferido	1.751	-15.345
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	7.010	85.387
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	7.010	85.387
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)		
3.99.01	Lucro Básico por Ação		
3.99.01.01	ON	0,09004	1,09674
3.99.01.02	PNA	0,09555	1,16254
3.99.01.03	PNB	0,09904	1,20641
3.99.02	Lucro Diluído por Ação		
3.99.02.01	ON	0,09004	1,09674
3.99.02.02	PNA	0,09544	1,16254
3.99.02.03	PNB	0,09904	1,20641

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
4.01	Lucro Líquido do Período	7.010	85.387
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-44	1.017
4.02.03	Ganho com instrumentos financeiros	-66	1.541
4.02.04	Tributos diferidos sobre ganho em instrumentos financeiros	22	-524
4.03	Resultado Abrangente do Período	6.966	86.404

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	-6.056	-31.255
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	139.780	195.738
6.01.01.01	Lucro líquido do período	7.010	85.387
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	21.451	11.735
6.01.01.04	Amortização e depreciação	63.076	52.765
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	33.821	26.875
6.01.01.06	Valor residual de ativo intangível	2.084	2.073
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	-1.752	15.345
6.01.01.08	Provisões e atualizações monetárias para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórias	22.866	5.744
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	1.411	1.542
6.01.01.10	Obrigações com benefícios pós-emprego	2.621	2.515
6.01.01.11	P&D e eficiência energética	10.030	8.669
6.01.01.12	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	580	-2.522
6.01.01.13	Receita de Ativo Indenizável	-25.663	-14.390
6.01.01.16	Perda de recebíveis de clientes	2.245	0
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-145.836	-226.993
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-30.979	39.454
6.01.02.02	Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	-34.593	57.059
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	2.641	4.416
6.01.02.04	Tributos a compensar	-2.082	-16.392
6.01.02.07	Cauções e depósitos	18.417	-292
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-1.209	-1.981
6.01.02.09	Outros créditos	22.972	-206
6.01.02.10	Fornecedores	-50.193	-217.226
6.01.02.11	Folha de pagamento	6.545	8.785
6.01.02.12	Obrigações fiscais	-14.902	-20.213
6.01.02.13	Taxas regulamentares	-28.877	-52.167
6.01.02.15	Obrigações com benefícios pós-emprego	-28.510	-3.223
6.01.02.17	Pagamento das provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórias	-2.595	-2.726
6.01.02.18	Outros passivos	-2.471	-22.281
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-146.867	-148.029
6.02.01	Aplicações no intangível e imobilizado	-149.497	-142.525
6.02.03	Títulos e Valores Mobiliários	2.630	-5.504
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	606.080	114.820
6.03.01	Captação de empréstimos e financiamentos	200.000	251.346
6.03.02	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-227.252	-126.390
6.03.03	Pagamentos de juros de empréstimos	-16.054	-9.424
6.03.04	Parcelamento especial	-614	-712
6.03.05	Captação de Debêntures	650.000	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	453.157	-64.464
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	95.835	154.276
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	548.992	89.812

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2019 à 31/03/2019**(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	741.046	358.671	1.762.701	0	222	2.862.640
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	741.046	358.671	1.762.701	0	222	2.862.640
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	7.010	-44	6.966
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	7.010	0	7.010
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-44	-44
5.05.02.01	Ajustes de Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	-66	-66
5.05.02.02	Tributos s/ Ajustes Instrumentos Financeiros	0	0	0	0	22	22
5.07	Saldos Finais	741.046	358.671	1.762.701	7.010	178	2.869.606

DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 31/03/2018**(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	615.946	358.671	1.607.279	0	1.018	2.582.914
5.03	Saldos Iniciais Ajustados	615.946	358.671	1.607.279	0	1.018	2.582.914
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	89.717	1.017	90.734
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	85.387	0	85.387
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	4.330	1.017	5.347
5.05.02.06	Ganho de instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	1.541	1.541
5.05.02.07	Tributos diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	-524	-524
5.05.02.08	Adoção inicial do IFRS 9	0	0	0	4.330	0	4.330
5.07	Saldos Finais	615.946	358.671	1.607.279	89.717	2.035	2.673.648

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 31/03/2019	Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 31/03/2018
7.01	Receitas	1.815.540	1.582.307
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	1.641.390	1.427.889
7.01.02	Outras Receitas	27.084	24.468
7.01.02.02	Outras receitas	0	24.468
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	168.517	141.685
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-21.451	-11.735
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-1.051.755	-804.449
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-851.901	-644.985
7.02.04	Outros	-199.854	-159.464
7.02.04.01	Custo de construção	-168.517	-141.685
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-31.337	-17.779
7.03	Valor Adicionado Bruto	763.785	777.858
7.04	Retenções	-58.116	-48.448
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-58.116	-48.448
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	705.669	729.410
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	39.605	29.421
7.06.02	Receitas Financeiras	39.605	29.421
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	745.274	758.831
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	745.274	758.831
7.08.01	Pessoal	51.562	52.142
7.08.01.01	Remuneração Direta	32.970	35.340
7.08.01.02	Benefícios	8.792	6.786
7.08.01.03	F.G.T.S.	1.532	1.486
7.08.01.04	Outros	8.268	8.530
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	2.363	2.076
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	2.023	2.113
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	3.882	4.341
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	626.600	575.648
7.08.02.01	Federais	275.932	263.362
7.08.02.02	Estaduais	349.370	311.058
7.08.02.03	Municipais	1.298	1.228
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	60.102	45.654
7.08.03.01	Juros	34.634	28.217
7.08.03.02	Aluguéis	2.792	3.576
7.08.03.03	Outras	22.676	13.861
7.08.04	Remuneração de Capitais Próprios	7.010	0
7.08.04.03	Lucros Retidos / Prejuízo do Período	7.010	0
7.08.05	Outros	0	85.387
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	0	15.814
7.08.05.02	Retenção de Lucros	0	69.573

Comentário do Desempenho

Fortaleza, 24 de abril de 2019 – A Companhia Energética do Ceará (“Enel Distribuição Ceará” ou “Companhia”) [BOV: COCE3 (ON); COCE5 (PNA); COCE6 (PNB)], distribuidora de energia elétrica que atende 184 municípios cearenses (9 milhões de habitantes) divulga seus resultados do primeiro trimestre de 2019 (1T19). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

1 DESTAQUES

DESTAQUES DO PERÍODO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.982	2.832	5,3%	3.122	-4,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.194.818	1.025.260	16,5%	1.389.862	-14,0%
EBITDA (2) (R\$ mil)*	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%
Margem EBITDA (%)*	7,25%	16,64%	-9,39 p.p	16,24%	-8,99 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	8,44%	19,31%	-10,87 p.p	19,54%	-11,10 p.p
EBIT (3) (R\$ mil)*	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
Margem EBIT (%)*	2,39%	11,91%	-9,52 p.p	12,20%	-9,81 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
Margem Líquida	0,59%	8,33%	-7,74 p.p	9,27%	-8,68 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	0,68%	9,66%	-8,98 p.p	11,15%	-10,47 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	159.181	151.636	5,0%	225.569	-29,4%
DEC (12 meses)*	11,90	9,38	26,9%	10,14	17,4%
FEC (12 meses)*	5,18	5,83	-11,1%	5,57	-7,0%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,15%	99,20%	-0,05 p.p	99,30%	-0,15 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,56%	14,03%	-0,47 p.p	14,21%	-0,65 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.141.625	4.046.684	2,3%	4.118.271	0,6%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.113	1.129	-1,4%	1.133	-1,8%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	381	-8,7%	377	-7,7%
PMSO (4)/Consumidor*	44,30	39,54	12,0%	37,24	19,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	483	545	-11,4%	497	-2,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.571	7.431	15,3%	8.281	3,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

2 PERFIL CORPORATIVO

Área de Concessão

A Companhia é responsável pela distribuição de energia elétrica em todo o Estado do Ceará, em uma área de 149 mil quilômetros quadrados, que compreende um total de 184 municípios. A base comercial da Companhia abrange aproximadamente 4,1 milhões de unidades consumidoras, e envolve uma população de cerca de 9,0 milhões de habitantes.

DADOS GERAIS*

	1T19	1T18	Var. %
Área de Concessão (km ²)	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.088.831	9.034.281	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.141.625	4.046.684	2,3%
Linhas de Distribuição (Km)	145.389	141.563	2,7%
Linhas de Transmissão (Km)	5.259	5.144	2,2%
Subestações (Unid.)	118	113	4,4%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	11.940	11.552	3,4%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,31%	4,23%	0,08 p.p
Marketshare no Brasil - Volume de Energia (3)	2,51%	2,48%	0,03 p.p

(1) Estimativa do número de Habitantes do Ceará de acordo com o IBGE

(2) Estimativa do número de consumidores Brasil de acordo com a ABRADDEE

(3) Estimativa do volume de energia Brasil de acordo com a EPE



* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Estrutura de Controle e Organograma Societário Simplificado

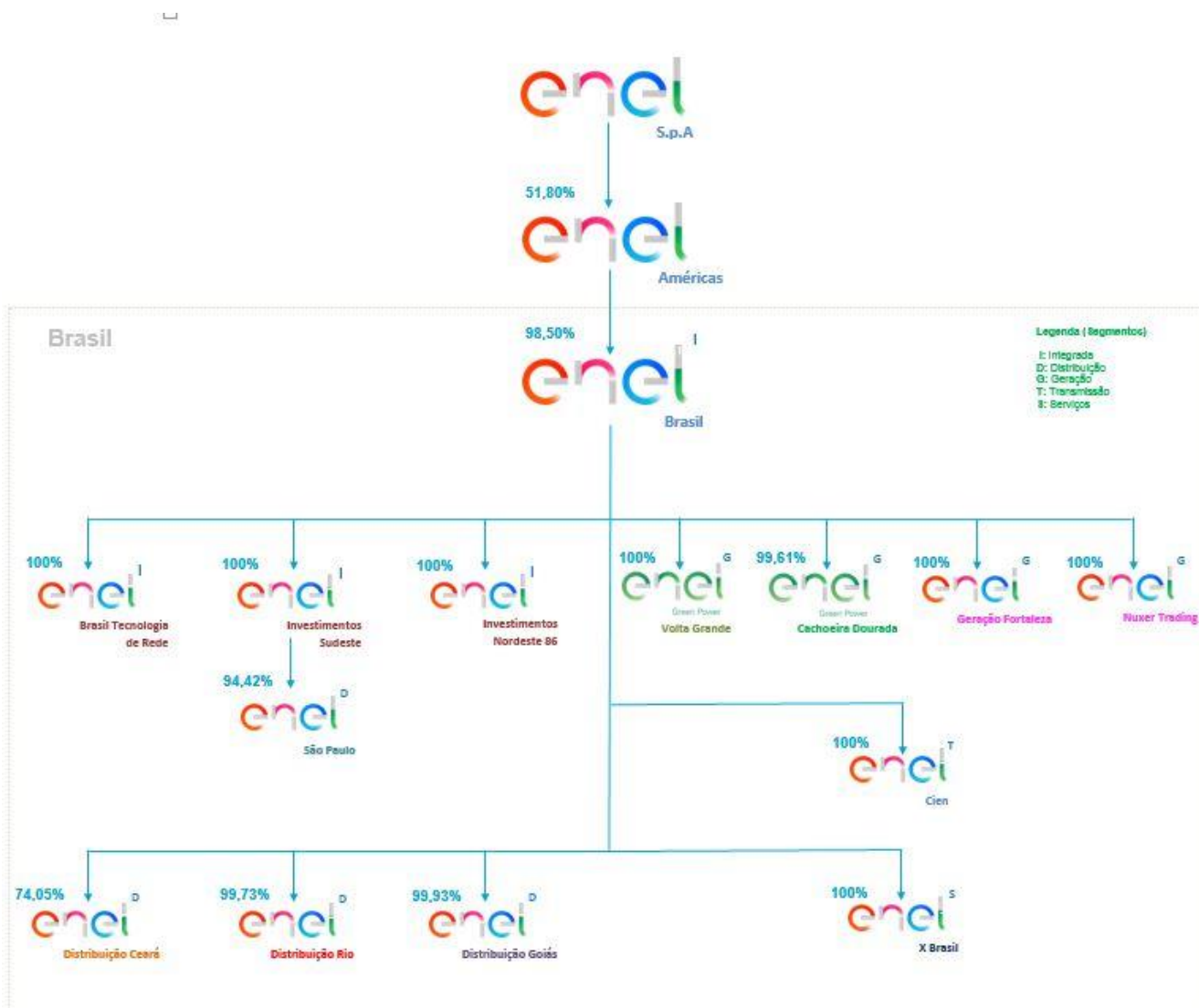
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 31/03/2019)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
Controladores	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Não Controladores	1.003.692	2,09%	17.664.694	1.534.238	19.198.932	64,45%	20.202.624	25,95%
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	3.083.448	-	3.083.448	10,35%	4.002.851	5,14%
Fundos e Clubes de Investimentos	10	0,00%	5.721.272	-	5.721.272	19,21%	5.721.282	7,35%
Outros	84.279	0,18%	4.892.218	3.097	4.895.315	16,43%	4.979.594	6,40%
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%

Posição em 31 de março de 2019



Mercado Bursátil

As ações da Companhia são negociadas na B3 – Brasil, Bolsa e Balcão. As cotações de fechamento do período são apresentadas a seguir.

Comentário do Desempenho

COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Ordinárias - ON (COCE3)	45,00	53,90	-16,5%	38,00	18,4%
Preferenciais A - PNA (COCE5)	52,30	54,99	-4,9%	48,00	9,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

variação sem ajuste por proventos

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Mercado de Energia

Crescimento de Mercado

NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	3.551.881	3.487.638	1,8%	3.540.268	0,3%
Residencial - Convencional	1.968.178	1.849.653	6,4%	1.952.942	0,8%
Residencial - Baixa Renda	829.233	865.706	-4,2%	836.002	-0,8%
Industrial	5.720	5.805	-1,5%	5.465	4,7%
Comercial	165.822	174.236	-4,8%	167.632	-1,1%
Rural	534.710	544.709	-1,8%	530.022	0,9%
Setor Público	48.218	47.529	1,4%	48.205	0,0%
Clientes Livres	288	238	21,0%	268	7,5%
Industrial	111	98	13,3%	108	2,8%
Comercial	169	133	27,1%	152	11,2%
Rural	8	7	14,3%	8	-
Revenda	2	2	-	2	-
Consumo Próprio	305	370	-17,6%	307	-0,7%
Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados	3.552.476	3.488.248	1,8%	3.540.845	0,3%
Consumidores Ativos Não Faturados	589.149	558.436	5,5%	577.426	2,0%
Total - Número de Consumidores	4.141.625	4.046.684	2,3%	4.118.271	0,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A Companhia encerrou o 1T19 com um incremento de 2,3% em relação à quantidade de consumidores registrado no 1T18. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional) e setor público, com mais 118.525 e 689 novos consumidores*, respectivamente.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 394 milhões*.

Venda de Energia na Área de Concessão

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Mercado Cativo	2.465	2.353	4,8%	2.616	-5,8%
Clientes Livres	517	479	7,9%	505	2,4%
Total - Venda e Transporte de Energia	2.982	2.832	5,3%	3.122	-4,5%

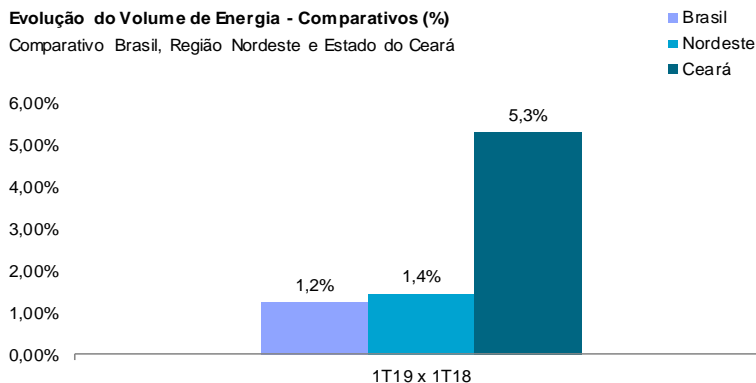
(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Evolução do Volume de Energia - Comparativos (%)

Comparativo Brasil, Região Nordeste e Estado do Ceará



Mercado Cativo

VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial - Convencional	888	792	12,1%	863	2,9%
Residencial - Baixa Renda	258	257	0,4%	295	-12,5%
Industrial	160	171	-6,4%	180	-11,1%
Comercial	486	465	4,5%	506	-4,0%
Rural	296	297	-0,3%	346	-14,5%
Setor Público	376	369	1,9%	427	-11,9%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	2.465	2.353	4,8%	2.616	-5,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

A variação observada acima (1T19 x 1T18), é explicada, principalmente, pelo aumento do consumo nas classes residenciais (convencional e baixa renda), comercial e setor público, devido as novas conexões ocorridas no período e aumento do consumo per capita dos consumidores residencial (convencional), comercial e setor público, os quais foram parcialmente compensados pela migração para o mercado livre de consumidores industriais.

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Residencial - Convencional	451	428	5,4%	442	2,0%
Residencial - Baixa Renda	311	297	4,7%	352	-11,6%
Industrial	27.967	29.501	-5,2%	32.901	-15,0%
Comercial	2.930	2.670	9,7%	3.018	-2,9%
Rural	554	546	1,5%	652	-15,0%
Setor Público	7.806	7.773	0,4%	8.849	-11,8%
Total - Venda per Capita no Mercado Cativo	694	675	2,8%	739	-6,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Clientes Livres

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	405	381	6,3%	397	2,0%
Comercial	108	95	13,7%	105	2,9%
Rural	4	3	33,3%	4	-
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*	517	479	7,9%	505	2,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Industrial	3.652	3.884	-6,0%	3.677	-0,7%
Comercial	640	716	-10,6%	688	-7,0%
Rural	467	488	-4,3%	474	-1,5%
Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*	1.796	2.014	-10,8%	1.886	-4,8%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 1T19 em relação ao 1T18 é atribuída, principalmente, a uma redução do padrão médio de consumo dos novos clientes livres industriais e comerciais, em comparação ao padrão de consumo dos que já se encontravam na base de clientes livres da Companhia no 1T18.

Compra de Energia

COMPRA DE ENERGIA (GWH)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	664	664	-	678	-2,1%
Centrais Elétricas - FURNAS	204	212	-3,8%	227	-10,1%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	292	293	-0,3%	317	-7,9%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	16	16	-	18	-11,1%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	244	244	-	249	-2,0%
Eletronorte	20	23	-13,0%	25	-20,0%
COPEL	28	21	33,3%	26	7,7%
CEMIG	28	73	-61,6%	9	>100,0%
Tractebel Energia S.A	62	64	-3,1%	69	-10,1%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	96	93	3,2%	95	1,1%
PROINFA	55	56	-1,8%	66	-16,7%
Outros	1.409	1.312	7,4%	1.890	-25,4%
Total - Compra de Energia s/ CCEE	3.117	3.072	1,5%	3.670	-15,1%
Liquidação na CCEE	(166)	(174)	-4,6%	(462)	-64,1%
Total - Compra de Energia	2.951	2.898	1,8%	3.208	-8,0%
Energia Distribuída					
Wobben e Energyworts	1	1	-	2	-50,0%
Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída	2.952	2.899	1,8%	3.210	-8,0%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Balanco de Energia

BALANÇO DE ENERGIA*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Energia requerida (GWh)	3.381	3.311	2,1%	3.651	-7,4%
Energia distribuída (GWh)	2.988	2.838	5,3%	3.128	-4,5%
Residencial - Convencional	888	792	12,1%	863	2,9%
Residencial - Baixa Renda	258	257	0,4%	295	-12,5%
Industrial	160	171	-6,4%	180	-11,1%
Comercial	486	465	4,5%	506	-4,0%
Rural	296	297	-0,3%	346	-14,5%
Setor Público	376	369	1,9%	427	-11,9%
Clientes Livres	517	479	7,9%	505	2,4%
Revenda	3	3	-	3	-
Consumo Próprio	4	4	-	4	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	392	472	-16,9%	523	-25,0%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	11,61%	14,27%	-2,66 p.p	14,32%	-2,71 p.p

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Comentário do Desempenho

Indicadores Operacionais

INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE*

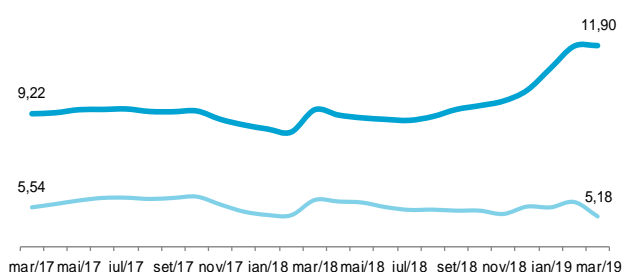
	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
DEC 12 meses (horas)	11,90	9,38	26,9%	10,14	17,4%
FEC 12 meses (vezes)	5,18	5,83	-11,1%	5,57	-7,0%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,56%	14,03%	-0,47 p.p	14,21%	-0,65 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,15%	99,20%	-0,05 p.p	99,30%	-0,15 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	348	381	-8,7%	377	-7,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	483	545	-11,3%	497	-2,8%
PMSO (3)/Consumidor	44,30	39,54	12,0%	37,24	19,0%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	8.571	7.431	15,3%	8.281	3,5%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

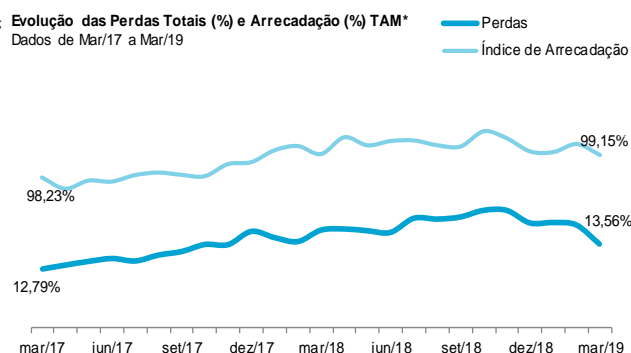
Evolução do DEC (Horas) e FEC (Vezes) TAM*

Dados de Mar/17 a Mar/19



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

Dados de Mar/17 a Mar/19



Qualidade do Fornecimento

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Enel Distribuição Ceará. O indicador DEC apresentou um incremento no 1T19 comparado ao 1T18, devido, principalmente, a: (i) onda de ataques criminosos ocorridos em janeiro/19, os quais comprometeram as operações da companhia nas áreas alvo dos ataques; e (ii) ao elevado volume de chuvas e raios, observados principalmente nos meses de fevereiro e março/19 também impactou este indicador de qualidade.

A Enel Distribuição Ceará investiu R\$ 260 milhões* em adequação à carga e qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

Disciplina de Mercado

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 13,56%* no 1T19, uma redução de 0,47 p.p. em relação às perdas registradas no 1T18, de 14,03%*. Esta redução é reflexo dos resultados iniciais do plano de combate aos furtos de energia, implantado em 2018, o qual tem por objetivo reduzir as perdas.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 58 milhões* no combate às perdas.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

4 DESEMPENHO ECONÔMICO - FINANCEIRO

Resultado

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%
Deduções à Receita Operacional	(615.089)	(544.314)	13,0%	(669.158)	-8,1%
Receita Operacional Líquida	1.194.818	1.025.260	16,5%	1.389.862	-14,0%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.166.289)	(903.131)	29,1%	(1.220.305)	-4,4%
EBITDA(3)*	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%
Margem EBITDA*	7,25%	16,64%	-9,39 p.p	16,24%	-8,99 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	8,44%	19,31%	-10,87 p.p	19,54%	-11,10 p.p
EBIT(4)*	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
Margem EBIT*	2,39%	11,91%	-9,52 p.p	12,20%	-9,81 p.p
Resultado Financeiro	(17.705)	(12.657)	39,9%	(16.306)	8,6%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(3.814)	(24.085)	-84,2%	(24.428)	-84,4%
Lucro Líquido	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
Margem Líquida	0,59%	8,33%	-7,74 p.p	9,27%	-8,68 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	0,68%	9,66%	-8,98 p.p	11,15%	-10,47 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,09	1,10	-91,8%	1,65	-94,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

Receita Operacional Bruta

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.356.787	1.303.221	4,1%	1.502.871	-9,7%
Subsídio Baixa Renda	43.838	51.201	-14,4%	50.255	-12,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	64.406	63.465	1,5%	64.240	0,3%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.465.031	1.417.887	3,3%	1.617.366	-9,4%
Ativos e passivos financeiros setoriais	34.593	(56.138)	<-100,0%	(41.592)	<-100,0%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	96.078	47.139	>100,0%	102.164	-6,0%
Receita de Construção	168.517	141.685	18,9%	234.917	-28,3%
Outras Receitas	45.688	19.001	>100,0%	146.165	-68,7%
Total - Receita Operacional Bruta	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

O aumento da receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará foi de 15,3% no 1T19 em relação ao 1T18 (R\$ 240 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 1T19, alcançou o montante de R\$ 1,64 bilhão, um aumento de R\$ 213 milhões em relação ao 1T18, cujo montante foi de R\$ 1,42 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 4,1% na receita pelo fornecimento de energia elétrica (R\$ 54 milhões) como resultado do: (i) aumento no volume de venda para o mercado cativo em 4,8% (2.465 Gwh no 1T19 vs. 2.353 Gwh no 1T18); em conjunto com o (ii) reajuste tarifário 2018, que passou a vigorar em abril de 2018, gerando um incremento médio de 4,96% nas tarifas da Enel Distribuição Ceará (0,15% em média, no reajuste tarifário 2017).
- Aumento de R\$ 49 milhões na rubrica de Disponibilidade da Rede Elétrica devido, principalmente, ao aumento no volume de transporte de energia para o mercado livre que cresceu 7,9% (517 Gwh no 1T19 vs. 479 Gwh no 1T18).
- Aumento R\$ 91 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em função, principalmente, de maior constituição de ativos setoriais em razão de maiores custos com compra de energia para revenda.
- Aumento R\$ 27 milhões na rubrica de outras receitas, em razão, principalmente, da Companhia ter aderido, a partir de jan/19, ao mecanismo de venda de excedentes, conforme Resolução Normativa nº 824, de 10 de julho de 2018.

Comentário do Desempenho

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
ICMS	(349.365)	(311.051)	12,3%	(379.421)	-7,9%
COFINS	(127.172)	(107.519)	18,3%	(136.169)	-6,6%
PIS	(27.610)	(23.343)	18,3%	(29.563)	-6,6%
Total - Tributos	(504.147)	(441.913)	14,1%	(545.153)	-7,5%
P&D	(10.030)	(8.669)	15,7%	(11.358)	-11,7%
Encargo Setorial CDE	(99.066)	(91.929)	7,8%	(110.797)	-10,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.846)	(1.803)	2,4%	(1.850)	-0,2%
Total - Encargos Setoriais	(110.942)	(102.401)	8,3%	(124.005)	-10,5%
Total - Deduções da Receita	(615.089)	(544.314)	13,0%	(669.158)	-8,1%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As deduções da receita foram maiores em R\$ 71 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 14,1% (R\$ 62 milhões) nos tributos resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo.
- Incremento de 7,8% (R\$ 7 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do aumento da quota de CDE, no qual destaca-se o incremento do orçamento da CDE – USO.

Custos e Despesas Operacionais

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Custos e despesas não gerenciáveis					
Energia elétrica comprada para revenda	(703.642)	(489.310)	43,8%	(679.804)	3,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(60.209)	(70.867)	-15,0%	(94.950)	-36,6%
Total - Não gerenciáveis	(763.851)	(560.177)	36,4%	(774.754)	-1,4%
Custos e despesas gerenciáveis					
Pessoal	(45.501)	(46.612)	-2,4%	(38.960)	16,8%
Material e Serviços de Terceiros	(88.050)	(84.808)	3,8%	(98.865)	-10,9%
Depreciação e Amortização	(58.116)	(48.448)	20,0%	(56.128)	3,5%
Custo de Desativação de Bens	(5.011)	(4.665)	7,4%	(14.536)	-65,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(21.451)	(11.735)	82,8%	(12.917)	66,1%
Custo de Construção	(168.517)	(141.685)	18,9%	(234.917)	-28,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(18.847)	(917)	>100,0%	13.618	<-100,0%
Receita de multas por imp pontualidade de clientes	12.697	11.852	7,1%	13.401	-5,3%
Outras Despesas Operacionais	(9.642)	(15.936)	-39,5%	(16.247)	-40,7%
Total - Gerenciáveis	(402.438)	(342.954)	17,3%	(445.551)	-9,7%
Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional	(1.166.289)	(903.131)	29,1%	(1.220.305)	-4,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Os custos e despesas operacionais no 1T19 em relação ao 1T18 aumentaram em R\$ 263 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 1T19, alcançaram o montante de R\$ 998 milhões, o que representa um incremento de R\$ 236 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 761 milhões. Este incremento é resultado das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: incremento de R\$ 204 milhões, considerando as linhas de Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do uso da Rede Elétrica, as quais são explicadas principalmente pelos seguintes motivos:

- Incremento na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 214 milhões) decorrente, principalmente, de maiores custos com compra de energia em função do maior volume de venda e maior preço médio de compra comparado ao mesmo período anterior e ajuste regulatório não recorrente registrado no 1T19 em cerca de R\$ 60 milhões.

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

- Redução na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão (R\$ 10 milhões), explicada por diminuição de tarifa média, conforme homologado pelo órgão regulador, Aneel.

Custos gerenciáveis: incremento nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 59 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 1T19, alcançaram o montante de R\$ 234 milhões, o que representa um incremento de R\$ 33 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 201 milhões, explicado por:

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Aumento de R\$ 10 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em razão, principalmente, da apuração de maiores perdas esperadas com créditos de parcelamento relativos a Termos de Ocorrência de Irregularidade (TOI).
- Aumento de R\$ 10 milhões em depreciação e amortização, devido ao aumento da base de ativos, reflexo de maior volume de investimentos realizados ao longo de 2018.
- Aumento de R\$ 18 milhões em provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em razão, principalmente, de (i) decisões desfavoráveis em processos trabalhistas, cujos objetos envolvem acidente de trabalho e diferença salarial; e de (ii) provisão de multa no montante de R\$ 14 milhões oriunda de Auto de Infração aplicada pelo órgão regulador decorrente de fiscalização em procedimentos e critérios na aplicação das disposições regulamentares estabelecidas para micro e minigeração distribuída nas unidades consumidoras.
- Redução de R\$ 6 milhões em outras despesas operacionais devido, principalmente, à reclassificação das despesas dos arrendamentos mercantis operacionais, as quais eram registrados como outras despesas operacionais e passaram a ser registradas como amortização do direito de uso. De acordo com o novo pronunciamento CPC 06/IFRS16, foram reconhecidos o passivo dos pagamentos futuros e o direito de uso do ativo arrendado.

EBITDA

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

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Lucro Líquido do Período	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 32)	3.814	24.085	-84,2%	24.428	-84,4%
(+) Resultado Financeiro (NE 31)	17.705	12.657	39,9%	16.306	8,6%
(=) EBIT	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 30)	58.116	48.448	20,0%	56.128	3,5%
(=) EBITDA	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receitas Financeiras					
Renda de aplicação financeira	2.123	1.102	92,6%	1.339	58,6%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	7.618	8.222	-7,3%	7.972	-4,4%
Receita de ativo indenizável	25.663	14.390	78,3%	8.205	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	2.522	-100,0%	(137)	-100,0%
Variações monetárias de dívida	836	431	94,0%	(62)	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.991	-	-	7.935	-74,9%
Outras receitas financeiras	1.374	2.754	-50,1%	3.366	-59,2%
Total - Receitas Financeiras	39.605	29.421	34,6%	28.618	38,4%
Despesas financeiras					
Variações monetárias de Dívida	(6.022)	(4.564)	31,9%	4.282	<-100,0%
Encargos de Dívidas	(28.177)	(22.148)	27,2%	(13.197)	>100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.087)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(580)	-	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.019)	(4.827)	-16,7%	(5.106)	-21,3%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(3.592)	(1.863)	92,8%	(312)	>100,0%
Outras Multas	(109)	(848)	-87,1%	(53)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(2.327)	-	-	(8.581)	-72,9%
Outras despesas financeiras	(10.217)	(5.741)	78,0%	(19.870)	-48,6%
Total - Despesas Financeiras	(57.310)	(42.078)	36,2%	(44.924)	27,6%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(17.705)	(12.657)	39,9%	(16.306)	8,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As despesas financeiras líquidas da Companhia encerraram o 1T19 em R\$ 17,7 milhões, um incremento de R\$ 5 milhões em relação ao trimestre do ano anterior. Abaixo seguem as principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras:

- Aumento de R\$ 7 milhões na rubrica de encargos e variações monetárias de dívida, explicado, principalmente, por maiores encargos de dívida, devido maior saldo médio da dívida e pelo aumento do IPCA entre os períodos comparados (1,51% no 1T19 versus 0,70% no 1T18), parcialmente compensado pela capitalização de parte dos custos sobre os financiamentos de investimentos em curso no 1T19 no montante de R\$ 4 milhões.

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

- Aumento de R\$ 4 milhões em outras despesas financeiras: Esta variação é decorrente do aumento no volume e nos custos com prêmios de seguro garantia, além do aumento das ações de cobrança através de descontos na quitação de dívidas de clientes.
- Aumento de R\$ 2 milhões na rubrica atualização de impostos, P&D/PEE em função de uma devolução para a SEFAZ de crédito de ICMS indevido.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de R\$ 11 milhões na rubrica de receita de ativo indenizável: Este aumento é explicado, principalmente, pela aumento do IPCA entre os trimestres analisados (1,51% no 1T19 versus 0,70% no 1T18).

Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
IR e CSLL	(2.403)	(38.357)	-93,7%	(51.929)	-95,4%
Incentivo Fiscal SUDENE	-	15.814	-100,0%	29.043	-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.411)	(1.542)	-8,5%	(1.542)	-8,5%
Total	(3.814)	(24.085)	-84,2%	(24.428)	-84,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 1T19 registraram uma redução de R\$ 20 milhões. Esta variação é decorrente, principalmente, de menor lucro operacional registrado no 1T19.

Endividamento

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Dívida bruta (R\$ mil)	2.528.217	1.431.978	76,6%	1.888.271	33,9%
Dívida com Terceiros	2.221.828	1.431.978	55,2%	1.888.271	17,7%
Dívida Intercompany	306.389	-	-	-	-
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	614.342	177.522	>100,0%	163.815	>100,0%
Dívida líquida (R\$ mil)	1.913.875	1.254.456	52,6%	1.724.456	11,0%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	3,96	1,86	>100,0%	2,61	51,7%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	3,00	1,63	84,0%	2,39	25,5%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,47	0,35	34,3%	0,40	17,8%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,40	0,32	25,0%	0,38	6,4%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

(2) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações (acumulado nos últimos 12 meses)

A dívida bruta da Enel Distribuição Ceará encerrou o 1T19 em R\$ 2.528 milhões, um incremento de R\$ 1.096 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 960 milhões de debentures (6ª e 7ª emissão), R\$ 200 milhões de Notas Promissórias, R\$ 261 milhões do BNB e R\$ 300 milhões intercompanhia), em conjunto com a correção monetária de 28 milhões e provisão de encargos de R\$ 111 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 653 milhões e R\$ 104 milhões.

A Enel Distribuição Ceará encerrou o 1T19 (12 meses) com o custo médio da dívida de 7,63% a.a., ou CDI + 1,16% a.a.

Colchão de Liquidez²

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de março de 2019, a Companhia tinha a seu dispor R\$ 180 milhões em limites abertos de conta garantida e linha comprometida para utilização em operações de curto prazo.

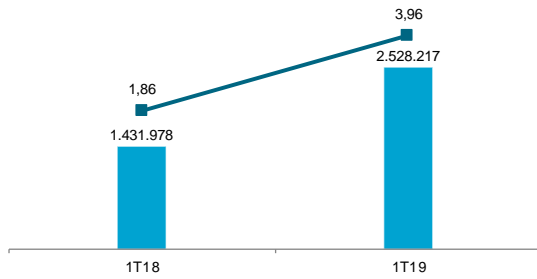
Classificação de Riscos (Rating)

Em 17 de abril de 2019, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Standard & Poor's Rating Services ("S&P") reafirmou o rating de crédito corporativo da Enel Distribuição Ceará de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'brAAA'. A perspectiva do rating de longo prazo é estável. A Companhia também possui Rating Nacional de Longo Prazo AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings, com perspectiva Estável, reafirmado em 21 de setembro de 2018. As emissões de debentures da Companhia possuem o mesmo rating, AAA (bra) atribuído pela Fitch Ratings.

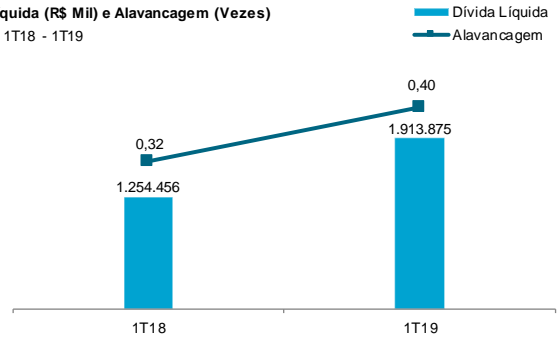
* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

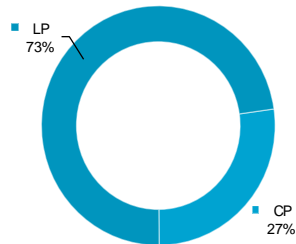
Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA* (Veze)
Evolução 1T18 - 1T19



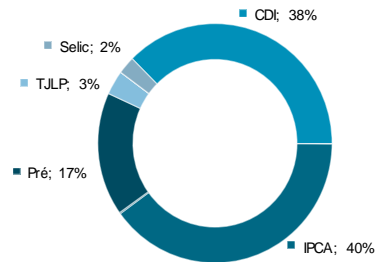
Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Veze)
Evolução 1T18 - 1T19



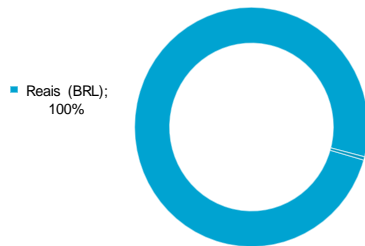
Abertura da Dívida Bruta - CP e LP
Posição Final em Mar/19



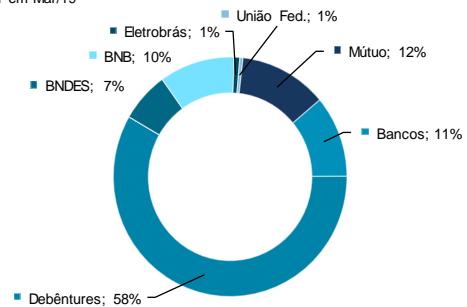
Abertura da Dívida Bruta - Indexadores
Posição Final em Mar/19



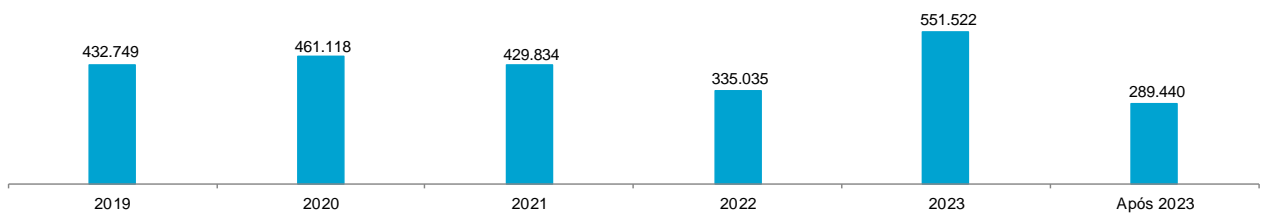
Abertura da Dívida Bruta - Moedas
Posição Final em Mar/19



Abertura da Dívida Bruta - Credor
Posição Final em Mar/19



Curva de Amortização (R\$ Mil)
Posição Final em Mar/19



Comentário do Desempenho

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)*

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Novas Conexões	107.621	89.288	20,5%	96.580	11,4%
Rede	22.447	24.362	-7,9%	79.338	-71,7%
Combate às Perdas	10.008	6.128	63,3%	20.422	-51,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	7.551	9.597	-21,3%	41.321	-81,7%
Adequação à carga	4.888	8.637	-43,4%	17.595	-72,2%
Outros	27.723	13.088	>100,0%	38.027	-27,1%
Varição de Estoque	1.391	24.898	-94,4%	11.624	-88,0%
Total Investido	159.181	151.636	5,0%	225.569	-29,4%
Aportes/ Subsídios	5.556	(8.045)	<-100,0%	(7.117)	<-100,0%
Investimento Líquido	164.738	143.591	14,7%	218.452	-24,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

5

OUTROS TEMAS RELEVANTES

Bandeiras Tarifárias vigentes até 31 de março de 2019

A partir janeiro de 2015, as contas de energia incorporaram os efeitos do Sistema de Bandeiras Tarifárias. O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha, que indicam se a energia custará mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade. As bandeiras tarifárias tiveram os seguintes acréscimos:

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

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis.

De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos;

De 01/02/2017 a 30/04/2018 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

A partir de 01/05/2018 - A tarifa sofre redução e fica estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

Até 28/02/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/03 até 31/08/2015 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 5,50 para cada 100 kWh consumidos;

De 01/09/2015 à 31/01/2016 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos;













De 01/02/2016 à 31/01/2017 - A tarifa passou a ter dois patamares de acréscimo (R\$ 3,00 ou R\$ 4,50 para cada 100 kWh consumidos);

De 01/02/2017 à 31/10/2017 - A tarifa dos dois patamares passou a ser R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 3,50 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.203/2017)

De 01/11/2017 a 30/04/2018 - A tarifa da bandeira patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017);

A partir de 01/05/2018 - A tarifa a dos dois patamares ficaram assim: R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 5,00 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.392/2018).

As bandeiras tarifárias que vigoraram até abril de 2019, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Vermelha 2	Amarela	Verde
PLD gatilho - R\$/MWh	189,63	157,28	184,91	40,16	193,36	425,01	505,18	505,18	490,74	377,47	140,51	56,74

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
	Verde	Verde	Verde	Verde								
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83								

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o partamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

Preço-Teto do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Em 13 de dezembro de 2016, a Resolução Homologatória n.º 2.190 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2017. O PLD máximo foi fixado em R\$ 533,82/MWh e o valor mínimo em R\$ 33,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2017.

Em 22 de dezembro de 2017, a Resolução Homologatória n.º 2.364 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2018. O PLD máximo foi fixado em R\$ 505,18/MWh e o valor mínimo em R\$ 40,16/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2018.

Em 18 de dezembro de 2018, a Resolução Homologatória n.º 2.498 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2019. O PLD máximo foi fixado em R\$ 513,89/MWh e o valor mínimo em R\$ 42,35/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2019.

Revisão Tarifária 2019

A Aneel aprovou a revisão tarifária da Enel Distribuição Ceará por meio da resolução Nº 2.530, de abril/19. As tarifas foram reajustadas, em média, em 8,22% para todos os clientes da distribuidora. Para os consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, o reajuste foi de 8,35%. Já para os clientes que se conectam em média e alta tensão, o aumento foi, em média, de 7,87%.

Reajuste Tarifário Anual

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário anual em 18 de abril de 2018. O reajuste tarifário médio foi de 4,96%, conforme homologado na Resolução Homologatória n.º 2.383, de 17 de abril de 2018, com vigência até 21 de abril de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, o aumento foi em torno de 3,80%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi em média de 7,96%.

Comentário do Desempenho

ANEXO 1: DEMONSTRATIVO DE RESULTADOS (IFRS)

DEMONSTRATIVO DE RESULTADO (R\$ MIL)

	1T19	1T18	Var. %	4T18	Var. % (1)
Receita Operacional Bruta	1.809.907	1.569.574	15,3%	2.059.020	-12,1%
Fornecimento de Energia Elétrica	1.356.787	1.303.221	4,1%	1.502.871	-9,7%
Ativos e passivos financeiros setoriais	34.593	(56.138)	<-100,0%	(41.592)	<-100,0%
Subvenção Baixa Renda	43.838	51.201	-14,4%	50.255	-12,8%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	64.406	63.465	1,5%	64.240	0,3%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	96.078	47.139	>100,0%	102.164	-6,0%
Receita de Construção	168.517	141.685	18,9%	234.917	-28,3%
Outras Receitas	45.688	19.001	>100,0%	146.165	-68,7%
Deduções da Receita	(615.089)	(544.314)	13,0%	(669.158)	-8,1%
ICMS	(349.365)	(311.051)	12,3%	(379.421)	-7,9%
COFINS	(127.172)	(107.519)	18,3%	(136.169)	-6,6%
PIS	(27.610)	(23.343)	18,3%	(29.563)	-6,6%
P&D	(10.030)	(8.669)	15,7%	(11.358)	-11,7%
Encargo Setorial CDE	(99.066)	(91.929)	7,8%	(110.797)	-10,6%
Outros impostos e contribuições a receita	(1.846)	(1.803)	2,4%	(1.850)	-0,2%
Receita Operacional Líquida	1.194.818	1.025.260	16,5%	1.389.862	-14,0%
Custo do Serviço / Despesa Operacional	(1.166.289)	(903.131)	29,1%	(1.220.305)	-4,4%
Custos e despesas não gerenciáveis	(763.851)	(560.177)	36,4%	(774.754)	-1,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(703.642)	(489.310)	43,8%	(679.804)	3,5%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(60.209)	(70.867)	-15,0%	(94.950)	-36,6%
Custos e despesas gerenciáveis	(402.438)	(342.954)	17,3%	(445.551)	-9,7%
Pessoal	(45.501)	(46.612)	-2,4%	(38.960)	16,8%
Material e Serviços de Terceiros	(88.050)	(84.808)	3,8%	(98.865)	-10,9%
Depreciação e Amortização	(58.116)	(48.448)	20,0%	(56.128)	3,5%
Custos de Desativação de Bens	(5.011)	(4.665)	7,4%	(14.536)	-65,5%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(21.451)	(11.735)	82,8%	(12.917)	66,1%
Custo de Construção	(168.517)	(141.685)	18,9%	(234.917)	-28,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(18.847)	(917)	>100,0%	13.618	<-100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	12.697	11.852	7,1%	13.401	-5,3%
Outras Despesas Operacionais	(9.642)	(15.936)	-39,5%	(16.247)	-40,7%
EBITDA (3)	86.645	170.577	-49,2%	225.685	-61,6%
Margem EBITDA	7,25%	16,64%	-9,39 p.p	16,24%	-8,99 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	8,44%	19,31%	-10,87 p.p	19,54%	-11,10 p.p
Resultado do Serviço (EBIT)	28.529	122.129	-76,6%	169.557	-83,2%
Resultado Financeiro	(17.705)	(12.657)	39,9%	(16.306)	8,6%
Receita Financeira	39.605	29.421	34,6%	28.618	38,4%
Renda de aplicação financeira	2.123	1.102	92,6%	1.339	58,6%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	7.618	8.222	-7,3%	7.972	-4,4%
Receita de ativo indenizável	25.663	14.390	78,3%	8.205	>100,0%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	2.522	-100,0%	(137)	-100,0%
Variações monetárias de dívida	836	431	94,0%	(62)	<-100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.991	-	-	7.935	-74,9%
Outras receitas financeiras	1.374	2.754	-50,1%	3.366	-59,2%
Despesas financeiras	(57.310)	(42.078)	36,2%	(44.924)	27,6%
Variações monetárias de Dívida	(6.022)	(4.564)	31,9%	4.282	<-100,0%
Encargos de Dívidas	(28.177)	(22.148)	27,2%	(13.197)	>100,0%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.087)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(580)	-	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.019)	(4.827)	-16,7%	(5.106)	-21,3%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(3.592)	(1.863)	92,8%	(312)	>100,0%
Outras Multas	(109)	(848)	-87,1%	(53)	>100,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(2.327)	-	-	(8.581)	-72,9%
Outras despesas financeiras	(10.217)	(5.741)	78,0%	(19.870)	-48,6%
Lucro Antes dos Tributos e Participações	10.824	109.472	-90,1%	153.251	-92,9%
Tributos e Outros	(3.814)	(24.085)	-84,2%	(24.428)	-84,4%
IR e CSLL	(2.403)	(38.357)	-93,7%	(51.929)	-95,4%
Incentivo Fiscal SUDENE	-	15.814	-100,0%	29.043	-100,0%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.411)	(1.542)	-8,5%	(1.542)	-8,5%
Lucro Líquido do Período	7.010	85.387	-91,8%	128.823	-94,6%
Margem Líquida	0,59%	8,33%	-7,74 p.p	9,27%	-8,68 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	0,68%	9,66%	-8,98 p.p	11,15%	-10,47 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	0,0900	1,0967	-91,8%	1,6546	-94,6%

(1) Variação entre 1T19 e 4T18;

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

* Valores não auditados pelos auditores independentes

Comentário do Desempenho

7 ANEXO 2: BALANÇOS PATRIMONIAIS (IFRS)

BALANÇOS PATRIMONIAIS

ATIVOS	1T19	2018
CIRCULANTE		
Caixa e equivalente de caixa	548.992	95.835
Títulos e valores mobiliários	65.350	67.980
Consumidores e outras contas a receber	965.811	962.351
Ativos financeiros setoriais	318.007	201.567
Subvenção CDE - desconto tarifário	346.811	349.452
Tributos a compensar	84.216	78.995
Serviço em curso	58.306	20.789
Instrumentos financeiros derivativos - swap	272	337
Outros créditos	80.011	104.050
Total do ativo circulante	2.467.776	1.881.356
NÃO CIRCULANTE		
Consumidores e outras contas a receber	13.869	12.291
Depósitos vinculados a litígios	42.566	41.357
Cauções e depósitos	20.147	38.564
Tributos a compensar	76.849	79.988
Serviços em curso	10.139	42.072
Tributos diferidos	49.802	48.029
Benefício fiscal	34.920	36.331
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Outros créditos	194	194
Ativo indenizável (concessão)	1.941.313	1.888.440
Imobilizado	62.575	46.492
Intangível	1.976.490	2.014.986
Ativos contratuais	478.683	360.061
Total do ativo não circulante	4.707.547	4.608.805
TOTAL DOS ATIVOS	7.175.323	6.490.161
PASSIVO		
CIRCULANTE		
Fornecedores	652.399	702.597
Empréstimos e financiamentos	669.157	673.973
Obrigações por arrendamentos	10.163	-
Debêntures	16.076	1.761
Salários, provisões e encargos sociais	59.633	53.088
Obrigações fiscais	113.965	128.901
Dividendos a pagar	73.356	73.357
Taxas regulamentares	352.147	377.012
Benefícios pós-emprego	1.532	2.377
Instrumentos financeiros derivativos - swap	386	251
Outras obrigações	41.254	45.113
Total do passivo circulante	1.990.068	2.058.430
NÃO CIRCULANTE		
Fornecedores	5	-
Empréstimos e financiamentos	382.295	401.243
Obrigações por arrendamentos	8.873	-
Debêntures	1.460.689	811.380
Passivos financeiros setoriais	89.437	7.010
Obrigações fiscais	7.617	8.197
Taxas regulamentares	75.137	68.464
Benefícios pós-emprego	110.629	112.102
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	180.677	160.406
Outras obrigações	290	289
Total do passivo não circulante	2.315.649	1.569.091
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		
Capital social	741.046	741.046
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.762.701	1.689.900
Outros resultados abrangentes	178	222
Lucros Acumulados	7.010	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	72.801
Total do patrimônio líquido	2.869.606	2.862.640
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS	7.175.323	6.490.161

* Valores não auditados pelos auditores independentes



1. Informações Gerais

A Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Companhia”), sociedade por ações de capital aberto registrada na B3 - Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros com sede na Rua Padre Valdevino, nº 150, Fortaleza, Ceará, controlada pela Enel Brasil S.A. é uma concessionária do serviço público de energia elétrica, destinada a pesquisar, estudar, planejar, construir e explorar a distribuição de energia elétrica, sendo tais atividades regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

A Companhia tem como área de concessão 184 municípios cearenses, o qual é regulado pelo contrato de Concessão de Distribuição nº 01/1998, com vencimento em dezembro de 2028.

2. Apresentação das informações trimestrais

As informações contábeis intermediárias foram elaboradas e preparadas de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 21 (R1) - Demonstração Intermediária e de acordo 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 (CVM), aplicáveis à elaboração das Informações Trimestrais (ITR).

Na elaboração das informações contábeis intermediárias foram adotados princípios e práticas contábeis consistentes com os divulgados nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018, publicadas no Diário Oficial do Estado do Ceará em 15 de março de 2019, exceto, as novas práticas contábeis adotadas conforme demonstrado na nota explicativa 5. Essas informações contábeis intermediárias devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas. A Administração afirma que todas as informações relevantes próprias das informações contábeis Intermediárias estão divulgadas e correspondem ao que é utilizado na gestão da Companhia.

A autorização para emissão destas informações financeiras intermediária ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 24 de abril de 2019.

3. Reajuste tarifário anual

De acordo com seu contrato de concessão, a Companhia teve o reajuste tarifário anual em 22 de abril de 2018. O reajuste tarifário médio foi de 4,96%, conforme homologado na Resolução Homologatória nº 183, de 17 de abril de 2018, com vigência até 21 de abril de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, houve um aumento em torno de 3,80%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 7,96%, sendo o principal efeito, a atualização do preço da tarifa de transmissão de energia das transmissoras que tiveram suas concessões prorrogadas nos termos da Lei 12.783/12. Adicionalmente, a Parcela B foi atualizada pela inflação acumulada no período (IGP-M).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), órgão regulador nacional do setor elétrico, definiu em 22 de janeiro de 2019 a abertura da Audiência Pública para colher subsídios e informações adicionais para o aprimoramento da proposta referente à revisão tarifária periódica da Companhia, que passou a vigorar a partir do dia 22 de abril. Os percentuais de ajustes e seus impactos estão apresentados na nota 37 conforme Resolução Homologatória nº 2.530/2019, de 16 de abril de 2019. A Companhia reforça que o ajuste proposto pelo regulador na revisão tarifária se deve, em grande parte, a fatores externos não gerenciados pela distribuidora, como custo de compra energia e encargos setoriais.

4. Alterações e atualizações na legislação regulatória**a) Bandeiras tarifárias**

Em 2019 e 2018, vigorou a bandeira tarifária verde nos meses de janeiro a março.

5. Principais mudanças nas políticas contábeis**Pronunciamento Técnico CPC 06 - Operações de Arrendamento Mercantil (IFRS 16)**

A norma estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de operações de arrendamento mercantil e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos conforme um único modelo de balanço patrimonial, similar à contabilização de arrendamentos financeiros nos moldes do CPC 06 (R1), ou seja, reconheça ativos representando o direito de uso e passivos para todos os contratos de arrendamento, a menos que o prazo do contrato seja inferior a doze meses ou o valor do ativo objeto do arrendamento tenha valor não significativo. Para o arrendador, a contabilização continuará segregada entre operacional e financeiro. O CPC 06 (R2)/IFRS 16 também exige que os arrendatários e os arrendadores façam divulgações mais abrangentes do que as previstas na IAS 17.

A Companhia adotou a abordagem de transição simplificada que consiste em não apresentar os saldos comparativos para o ano anterior. Com isso os contratos em vigência relativos a arrendamentos que estão no alcance do pronunciamento foram mensurados na data de transição (01/01/2019). A adoção da referida norma trouxe impactos de incremento de igual valor nas contas patrimoniais de ativo imobilizado e em arrendamentos financeiros conforme demonstrado no quadro abaixo:

	Saldo em 31.12.2018	Adoção inicial
Ativo Imobilizado		
Ativo de direito de uso (nota 15)	-	20.039
Terrenos	-	485
Imóveis	-	17.830
Veículos e outros meios de transporte	-	1.724
Total Ativo	-	20.039
Dívida		
Obrigações por arrendamentos (nota 22)	-	20.039
Total Passivo	-	20.039

Companhia Energética do Ceará – Coelce

6. Caixa e equivalentes de caixa

Descrição	31/03/2019	31/12/2018
Caixa e contas correntes bancárias	84.520	31.965
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	281.488	416
Operações compromissadas	152.801	63.420
	434.289	63.836
Fundos exclusivos		
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	30.183	34
	30.183	34
Aplicações financeiras	464.472	63.870
Total	548.992	95.835

O excedente de caixa da Companhia é aplicado de forma conservadora em ativos financeiros de baixo risco, com 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 à natureza e característica das aplicações financeiras, estas já estão reconhecidas pelo seu valor justo por meio do resultado.

7. Títulos e valores mobiliários

	31/03/2019	31/12/2018
Fundos de investimentos não exclusivos	64.207	67.810
Fundos de investimentos exclusivos	1.143	170
Títulos públicos	1.143	170
LF - Letra Financeira	-	-
Total	65.350	67.980

Nenhum desses ativos está vencido nem apresenta problemas de recuperação ou redução ao valor recuperável no encerramento do período.

8. Consumidores e outras contas a receber

	A vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	Provisão Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa	31/03/2019	31/12/2018
Circulante							
Fornecimento faturado	301.037	263.622	393.471	958.130	(251.625)	706.505	681.134
Receita não faturada	175.950	-	-	175.950	(2.049)	173.901	205.107
Consumidores baixa renda	32.194	-	-	32.194	-	32.194	35.129
Parcelamento de débitos	-	19.548	17.520	37.068	(11.602)	25.466	31.632
Venda de Energia Excedente	12.085	-	-	12.085	-	12.085	-
Outros contas a receber	3.429	8.066	64.576	76.071	(60.411)	15.660	9.349
Total do circulante	524.695	291.236	475.567	1.291.498	(325.687)	965.811	962.351
Não circulante							
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-	-
Parcelamento de débitos	-	-	13.869	13.869	-	13.869	12.291
Total não circulante	-	-	29.158	29.158	(15.289)	13.869	12.291

Companhia Energética do Ceará – Coelce

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

	<u>31/12/2018</u>	<u>Adições</u>	<u>Baixas</u>	<u>31/03/2019</u>
Provisão Estimadas em				
Créditos de Liquidação				
Duvidosa	(319.525)	(23.696)	2.245	(340.976)

A provisão Estimada em crédito de liquidação duvidosa (PECLD) é constituída com base nos valores a receber dos consumidores, segregando em grandes clientes (alta tensão), clientes corporativos (baixa tensão) e administração pública. Considera também, uma análise coletiva e/ou individual, quando aplicável, dos títulos a receber ou do saldo da dívida parcelada, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, considerando um novo modelo de avaliação a fim de apurar as perdas esperadas. No que tange à abordagem coletiva, a Companhia utilizou uma matriz de provisão, conforme previsto na norma, que reflete a experiência de perda de crédito histórica para classe que foi agrupada. A matriz de provisão estabelece percentuais dependendo do aging das contas a receber. Na abordagem individual a Companhia considerou o comportamento específico de determinados clientes em função do histórico de inadimplência e as informações disponíveis sobre as contrapartes.

9. Subvenção CDE - desconto tarifário

	<u>31/03/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Resolução homologatória 1.711/2014	74.489	74.489
Resolução homologatória 1.882/2015	90.419	90.419
Resolução homologatória 2.065/2016	152.659	152.659
Resolução homologatória 2.383/2018	22.349	24.300
Parcela de ajuste	235	925
Atualização monetária	6.660	6.660
	<u>346.811</u>	<u>349.452</u>

Valor a ser repassado pela CCEE, para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da Conta de Desenvolvimento Energético (“CDE”), e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste anual das distribuidoras.

a) Compensação da obrigação Encargo CDE x Valores a receber subsidio baixa renda - CDE

Os valores em aberto de novembro de 2014 até a presente data (Resoluções Homologatórias nos 1.711/14, 1882/15 e 2.065/16), foram objeto de compensação integral com os valores devidos à Eletrobrás/CCEE relativos a Encargos CDE, por força de decisão liminar proferida em favor da Companhia em 08 de julho de 2015. Em função da decisão ser liminar, a Companhia mantém registrado no passivo circulante, em taxas regulamentares, o montante de R\$ 324.227 (R\$ 324.227 em 2018), correspondente à parcela a repassar a CCEE decorrente da subvenção CDE, que será compensado quando a decisão transitar em julgado.

Companhia Energética do Ceará – Coelce

10. Tributos a compensar

	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	10.846	-	7.205	-
ICMS (a)	56.452	65.793	59.555	68.932
ICMS parcelamento	-	11.056	-	11.056
PIS e COFINS	4.548	-	3.776	-
Outros tributos	12.370	-	8.459	-
Total	84.216	76.849	78.995	79.988

a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 102.692 em 31 de março de 2019 (R\$ 107.449 em 31 de dezembro de 2018) referem-se aos créditos vinculados à aquisição de bens do ativo permanente, os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos, e o valor de R\$ 19.553 (R\$ 21.038 em 31 de dezembro de 2018) refere-se a créditos de compra de energia e incentivos culturais os quais são compensados no mês seguinte.

11. Ativo e passivos financeiros setoriais

Valores tarifários não gerenciáveis a compensar da Parcela A - CVA

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC.

	31/03/2019		31/12/2018	
	Ativo circulante	Passivo não circulante	Ativo circulante	Passivo não circulante
Compra de energia	190.424	(21.588)	149.249	(70.662)
Encargo de serviço do sistema - ESS	(33.457)	2.758	(57.903)	6.513
Conta de desenvolvimento Energético - CDE	8.430	(395)	(4.844)	(2.395)
Uso da rede básica	20.532	(820)	42.809	(10.556)
Outros	3.745	(243)	989	(332)
Conta de compensação de variação de custos da Parcela A	189.674	(20.288)	130.300	(77.432)
Repasse de sobrecontratação de energia	26.414	(1.689)	(14.462)	(4.166)
Recomposição de ICMS	(23.604)	(1.018)	(12.257)	(4.317)
Neutralidade	(9.244)	591	(638)	2.396
Outros	134.767	111.841	98.624	90.529
Demais ativos e passivos financeiros setoriais	128.333	109.725	71.267	84.442
Total dos ativos e passivos financeiros setoriais	318.007	89.437	201.567	7.010

Os valores mais representativos classificados em 2019 como demais ativos e passivos financeiros setoriais referem-se a reversão de risco hidrológico em R\$ 90.763, e ressarcimento de P&D em R\$ 24.652 (R\$ 111.859, Ultrapassagem de demanda e excedentes reativos em 2018).

12. Benefício fiscal**Ágio de incorporação da controladora**

O ágio oriundo da operação de incorporação de sua controladora Distriluz Energia Elétrica S.A., está fundamentado nos resultados futuros durante o prazo de concessão e vem sendo amortizado no prazo compreendido entre a data da incorporação (27 de setembro de 1999) até 31 de dezembro de 2027, em proporções mensais a sua rentabilidade projetada.

Conforme instrução normativa CVM nº 319, de 3 de dezembro de 1999, o registro contábil consistiu na constituição de uma provisão sobre o ágio a amortizar em contrapartida da reserva de ágio (reserva de capital) no montante que não se constitui benefício fiscal para a Companhia. Para recompor o resultado de cada período, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

Benefício fiscal - ágio incorporado	31/03/2019	31/12/2018
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(672.519)	(668.368)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	360.844	358.104
Saldo	34.920	36.331
Não Circulante	34.920	36.331

A seguir o cronograma de realização do benefício fiscal:

	31/03/2019	Percentual
Em 2019	4.234	12%
Em 2020	5.166	15%
Em 2021	4.728	14%
Em 2022	4.327	12%
2022 em diante	16.465	47%
	34.920	100%

13. Cauções e depósitos

A Companhia possui saldos de caução e depósito que garantem: Bradesco (leilões de energia), BNB (dívida) e Banco do Brasil aplicações feitas como cláusula de garantia da concessão e estão apresentados nos montantes apresentados abaixo:

Instituição	Tipo de Aplicação	31/03/2019	31/12/2018
		Não Circulante	Não Circulante
Bradesco	CDB	17	17
BNB	CDB	10.781	29.347
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	9.349	9.200
Total		20.147	38.564

14. Ativo indenizável (concessão)

O cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR), aplicado sobre o saldo residual dos ativos que compõem a Base de Remuneração Regulatória (BRR) ao final do prazo contratual da concessão.

Dessa forma, o ativo financeiro da concessão é composto pelo valor residual dos ativos da BRR do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações.

Em 31 de março de 2019 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

	<u>31/03/2019</u>
Saldo Inicial	<u>1.888.440</u>
Transferências do ativo intangível	<u>27.210</u>
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>25.663</u>
Saldo Final	<u><u>1.941.313</u></u>

A concessão de distribuição da Companhia não é onerosa. Desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente. O valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, está registrado com base no Valor Novo de Reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento pelo poder concedente.

15. Imobilizado

O imobilizado da distribuidora refere-se a bens que não estão vinculados a atividade de distribuição de energia elétrica, segue demonstrado abaixo a movimentação destes ativos:

	Saldo em 31/12/2018	Adoção inicial IFRS 16	Depreciação	Transferência	Reclassificação	Saldo em 31/03/2019
Imobilizado em serviço						
Terrenos	30	-	-	-	-	30
Edif. Ob. Cívics e benfeitorias	9	-	-	-	-	9
Máquinas e equipamentos	62.354	-	-	-	-	62.354
Móveis e utensílios	50.665	-	-	16	-	50.681
Subtotal	113.058	-	-	16	-	113.074
Depreciação acumulada						
Máquinas e equipamentos	(44.517)	-	(1.166)	-	-	(45.683)
Móveis e utensílios	(29.712)	-	(722)	-	-	(30.434)
Subtotal	(74.229)	-	(1.888)	-	-	(76.117)
Imobilizado em curso						
Terrenos	(19)	-	-	-	-	(19)
Máquinas e equipamentos	4.159	-	-	-	(1.051)	3.108
Móveis e utensílios	3.523	-	16	(16)	1.051	4.574
Subtotal	7.663	-	16	(16)	-	7.663
Total do imobilizado	46.492	-	(1.872)	-	-	44.620
Ativo de direito de uso						
Terrenos	-	485	(80)	-	-	405
Imóveis	-	17.830	(1.719)	-	-	16.111
Veículos e outros meios de transporte	-	1.724	(285)	-	-	1.439
Subtotal	-	20.039	(2.084)	-	-	17.955
Total	46.492	20.039	(3.956)	-	-	62.575

As principais taxas de depreciação que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução Aneel nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

ADMINISTRAÇÃO	%
Equipamento geral	6,25%
Equipamento geral de informática	16,67%
Edif. Ob. Cívics e benfeitorias	3,33%

Os ativos imobilizados originados pela aplicação das normas contábil CPC 06 / IFRS 16 são amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato.

Companhia Energética do Ceará – Coelce

16. Intangível

	31/03/2019			31/12/2018
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido
Em Serviço				
Direito de uso da concessão	4.703.728	(2.506.422)	(312.127)	1.885.179
Software	235.476	(144.165)	-	91.311
Total	4.939.204	(2.650.587)	(312.127)	1.976.490

	Em Serviço			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2018	4.923.814	(2.588.226)	(320.602)	2.014.986
Baixas	(7.295)	5.216	-	(2.079)
Amortização	-	(67.577)	8.475	(59.102)
Transferência dos ativos contratuais	49.895	-	-	49.895
Transferências para ativo indenizável	(27.210)	-	-	(27.210)
Saldo em 31 de março de 2019	4.939.204	(2.650.587)	(312.127)	1.976.490

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 as regras definidas pela ANEEL para fins tarifários e de determinação da indenização dos bens reversíveis à concessão. Como resultado da utilização desse critério de amortização, o total do ativo intangível será amortizado de forma linear e limitado ao término do contrato de concessão da Companhia. Esse intangível é avaliado pelo custo de aquisição, deduzido de amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo de vencimento da concessão está alocado como ativo indenizável nos moldes da Lei nº 12.783/13.

As principais taxas de amortização que refletem a vida útil, de acordo com a Resolução ANEEL nº 674 de 11 de agosto de 2015, são as seguintes:

DISTRIBUIÇÃO	%
Condutor de tensão inferior a 69kv	3,57%
Estrutura poste	3,57%
Transformador de distribuição aéreo	4,00%
Transformador de força	2,86%
Conjunto de medição (tp e tc)	4,35%
Painel	3,57%
Regulador de tensão inferior a 69kv	4,35%
Software	20,00%

17. Ativos contratuais

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos ao custo de construção da infraestrutura registrada no ativo contratual, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção da infraestrutura; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são amortizados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo intangível aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados a uma taxa média de 2,28% no trimestre findo em 31 de março de 2019.

	31/03/2019			Saldo inicial em
	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	31/12/2018 Valor Líquido
Em Curso				
Direito de uso da concessão	644.243	(243.733)	400.510	295.782
Software	78.173	-	78.173	64.279
Total	722.416	(243.733)	478.683	360.061

	Em Curso		
	Custo	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	609.066	(249.005)	360.061
Adições	159.161	(5.295)	153.866
Reclassificação	-	10.567	10.567
Capitalização de juros de empréstimos	4.084	-	4.084
Transferências	(49.895)	-	(49.895)
Saldo em 31 de março de 2019	722.416	(243.733)	478.683

18. Fornecedores e outros contas a pagar

	31/03/2019	31/12/2018
Suprimento de energia		
Compra de Energia	422.503	361.882
Encargo de Uso da Rede	30.777	39.818
Partes relacionadas (vide nota 23)	34.222	34.222
Materiais e serviços	164.902	266.675
Total	652.404	702.597
Circulante	652.399	702.597
Não circulante	5	-

19. Obrigações fiscais

	31/03/2019			31/12/2018		
	Não Circulante		Total	Não Circulante		Total
	Circulante	Circulante		Circulante	Circulante	
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL	2.233	-	2.233	3.298	-	3.298
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	83.484	-	83.484	91.035	-	91.035
REFIS IV - Federal (Previdenciário)	1.662	7.617	9.279	1.696	8.197	9.893
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	14.695	-	14.695	17.644	-	17.644
Programa de integração social - PIS	3.180	-	3.180	3.816	-	3.816
Imposto sobre serviços - ISS	1.986	-	1.986	2.356	-	2.356
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	5.839	-	5.839	7.094	-	7.094
Outros tributos e contribuições	886	-	886	1.962	-	1.962
Total	113.965	7.617	121.582	128.901	8.197	137.098

20. Empréstimos e financiamentos

					Tipo de Amortização	
	31/03/2019	31/12/2018	Início	Vencimento		
Moeda estrangeira:						
União Federal - Bônus de Desconto	4.520	3.794	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal - Bônus ao Par	6.554	5.481	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	USD + 6,2% a.a.
Total moeda estrangeira	11.074	9.275				
Moeda nacional:						
Financiamentos						
Eletrobras	19.582	21.413	03/03/2000	30/09/2023	Mensal	6,95% a.a.
Banco do Nordeste - FNE	-	5.327	29/12/2004	15/03/2019	Mensal	10% a.a.
BNDES FINAME (Capex 2012-2013)	17.538	18.567	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	3,00% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) A	16.888	20.208	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) B	16.895	20.215	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	TJLP + 3,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) F	438	499	28/08/2013	15/12/2020	Mensal	TJLP
BNDES (Capex 2014-2015) A	48.891	53.181	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	TJLP + 3,1% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) B	60.402	64.887	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	SELIC + 3,18% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) FINAME	10.296	10.832	28/12/2015	15/12/2023	Mensal	9,50% a.a.
Empréstimos						
Itaú CCB	-	50.946	20/03/2014	20/03/2019	Anual	112%CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	76.896	75.670	12/11/2014	07/11/2019	Semestral	107% CDI
Nota Promissória -9ª emissão	-	157.909	15/03/2018	15/03/2019	Bullet	104,9% CDI
BNB II	263.719	264.061	29/03/2018	15/04/2028	Mensal	IPCA + 2,18% a.a.
Nota Promissória -10ª emissão	202.444	-	43.486,00	43.851,00	Bullet	100,0% CDI + 0,31% a.a.
Empréstimos e financiamentos com partes relacionadas						
Enel Finance International N.V.	306.389	300.627	18/12/2018	18/12/2019	Bullet	8,05% a.a.
Total moeda nacional	1.040.378	1.064.342				
Total de empréstimos e financiamentos	1.051.452	1.073.617				
Resultado das operações de Swap	114	(86)				
	1.051.566	1.073.531				
Circulante	669.157	673.973				
Não circulante	382.295	401.243				
	1.051.452	1.075.216				

Segue a movimentação dos empréstimos e financiamentos:

Companhia Energética do Ceará – Coelce

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2018	673.858	390.484	115	10.759
Captações	200.000	-	-	-
Encargos provisionados	16.628	-	135	-
Encargos pagos	(16.054)	-	-	-
Variação monetária e cambial	-	2.714	-	65
Transferências	21.722	(21.722)	5	(5)
Amortizações	(227.252)	-	-	-
Saldo em 31 de março de 2019	668.902	371.476	255	10.819

Abaixo seguem as condições contratuais:

Contratos	Objeto	Valor contratado	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
Financiamentos					
BNDES (Capex 2012-2013)	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	89%	Recebíveis
BNDES (Capex 2014-2015)	Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	92%	Recebíveis
Eletrobrás	Luz Para Todos	134.085	2004	86%	Recebíveis e nota promissória
Banco do Nordeste - FNE	FNE/PROINFRA	106.187	2011	100%	Recebíveis, fiança bancária e conta reserva
Empréstimos					
Bônus de Desconto e Bônus ao Par Itaú CCB	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	100%	Recebíveis e conta reserva
BB Agropecuário e Aditivo II	Capital de giro	150.000	-	100%	-
Nota Promissória - 9ª emissão	Capital de giro	300.000	-	100%	-
	Financiamento do CAPEX	150.000	2018	100%	-
BNB II	Financiamento de projetos de ampliação e modernização	260.906	2018/2019	77%	Fiança bancária, conta reserva e cessão Fiduciária
Enel Finance International N.V.	Capital de giro	300.000	-	100%	-
Nota Promissória - 10ª emissão	Capital de giro	200.000	2019	100%	-

*Valor em reais convertido pela taxa do dia da liberação 1,0808

Nas operações de financiamento com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES e nos empréstimos com Itaú CCB, Eletrobrás, Banco do Brasil Agropecuário e Nota Promissória - 9ª e 10ª emissão a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram atendidas de forma apropriada em 31 de março de 2019:

Contratos	Obrigações Especiais Financeiras	Limite	Periodicidade de Apuração dos Índices
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,50	Anual
BNDES / Itaú CCB	Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	0,60	Anual
BB Agropecuário	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,00	Anual
Eletrobrás	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,00	Trimestral
Nota Promissória - 9ª emissão	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50	Trimestral
Nota Promissória - 10ª emissão	Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50	Trimestral

BNDES e Itaú CCB

- LAJIDA é o lucro líquido antes do resultado financeiro, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, depreciação e amortização.
- Endividamento Financeiro Líquido é o Endividamento bancário de curto prazo mais Endividamento Bancário Longo Prazo menos o Disponível e Aplicações Financeiras (caixa e equivalente e títulos e valores mobiliários).

BB Agropecuário

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa o lucro líquido antes do resultado financeiro, Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o lucro, depreciação e amortização.

Eletrobrás e Nota Promissória - 9ª e 10ª emissão

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos.

A curva de amortização dos empréstimos e financiamentos do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

31/03/2019					
2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total não Circulante
67.653	82.977	41.342	38.180	152.143	382.295

21. Debêntures

	31/03/2019	31/12/2018	Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
				Inicial	Final			
1ª Série 5ª emissão	356.897	350.876	15/12/2017	15/12/2021	15/12/2022	CDI+0,80% a.a	Anual	350.000
2ª Série 5ª emissão	159.920	155.835	15/12/2017	15/12/2023	15/12/2024	IPCA + 6,001% a.a.	Anual	150.000
1ª Série 6ª emissão	40.805	40.102	15/06/2018	15/06/2023	15/06/2023	CDI+0,95% a.a	Bullet	40.000
2ª Série 6ª emissão	283.841	277.416	15/06/2018	15/06/2024	15/06/2025	IPCA + 6,20% a.a.	Anual	270.000
1ª Série 7ª emissão	350.932	-	07/03/2019	15/03/2022	15/03/2023	CDI+0,5% a.a	Anual	350.000
2ª Série 7ª emissão	300.575	-	07/03/2019	15/03/2024	15/03/2024	IPCA + 4,50% a.a.	Bullet	300.000
(-) Custo de transação	(16.205)	(11.088)						
Total sem efeito de swap	1.476.765	813.141						
Total de debêntures	1.476.765	813.141						
Circulante	16.076	1.761						
Não circulante	1.460.689	811.380						
	1.476.765	813.141						

Em 31 de março de 2019 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Abaixo segue disposta a movimentação das debêntures no período:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2018	1.761	811.380	813.141
Atualização monetária	-	4.426	4.426
Captações	-	650.000	650.000
Encargos provisionados	14.315	-	14.315
Constituição custo de transação	-	(5.555)	(5.555)
Apropriação custo de transação	-	438	438
Em 31 de março de 2019	16.076	1.460.689	1.476.765

Em 31 de março de 2019 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Em 07 de março de 2019, a Companhia realizou a 7ª emissão de 650.000 debêntures simples, não conversíveis em ações, da espécie quirografária, totalizando R\$650 milhões divididos em duas séries: 1ª série, de R\$ 350 milhões e 2ª série de R\$ 300 milhões, destinadas, exclusivamente a implementação do programa de investimentos da Companhia.

De acordo com a escritura de emissão das debêntures, a Companhia está sujeita à manutenção de determinados índices financeiros, calculados trimestralmente, com base em suas Demonstrações contábeis. Em 31 de março de 2019, a Companhia cumpriu com os referidos índices.

Companhia Energética do Ceará – Coelce

1ª Série e 2ª Série (5ª, 6ª e 7ª emissão)

Obrigações especiais financeiras	Limite
Dívida financeira líquida / EBITDA (máximo)	3,50

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- EBITDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências e para devedores duvidosos.

A curva de amortização das debentures do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

	2019	2020	2021	Após 2021	Total
1ª Série 5ª emissão	-	175.000	175.000	-	350.000
2ª Série 5ª emissão	-	-	-	157.614	157.614
1ª Série 6ª emissão	-	-	-	40.000	40.000
2ª Série 6ª emissão	-	-	-	279.229	279.229
1ª Série 7ª emissão	-	-	175.000	175.000	350.000
2ª Série 7ª emissão	-	-	-	300.051	300.051
(-) Custo de transação	(2.357)	(3.143)	(3.143)	(7.562)	(16.205)
Total a amortizar	(2.357)	171.857	346.857	944.332	1.460.689

22. Obrigações por Arrendamentos

Conforme detalhado na nota explicativa nº 5, a Companhia adotou o CPC 06 (R2) - operações de arrendamento mercantil em uma abordagem de transição simplificada que consiste em não apresentar os saldos comparativos para o ano anterior. Para todos os contratos de operações de arrendamento mercantil, a Companhia reconheceu ativos representando o direito de uso e passivos de arrendamento. Os contratos com prazo do contrato inferiores a doze meses ou com valor do ativo objeto do arrendamento não significativo não foram analisados dentro do escopo CPC 06 (R2)/IFRS 16.

Os saldos em 31 de março de 2019 das obrigações por arrendamentos são demonstrados como segue:

Obrigações por arrendamento:	31/03/2019	31/12/2018	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Encargos Financeiros
Terrenos	461	-	01/06/2016	31/07/2020	Mensal	9,35% a.a.
Imóveis	17.113	-	16/09/1991	02/11/2031	Mensal	de 7,45% a.a. até 13,00% a.a.
Veículos e outros meios de transporte	1.462	-	01/06/2016	31/07/2020	Mensal	8,97% a.a.
Total	19.036	-				
Circulante	10.163	-				
Não circulante	8.873	-				
	19.036	-				

A curva de amortização das obrigações por arrendamentos do passivo não circulante se apresenta da seguinte forma:

Companhia Energética do Ceará – Coelce

31/03/2019						
2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total não Circulante	
5.068	2.159	1.213	154	279	8.873	

Segue movimentação das obrigações por arrendamentos:

	Moeda Nacional		Total
	Circulante	Não circulante	
Saldo em 31 de dezembro de 2018	-	-	-
Adoção inicial - CPC 06 (R2)	11.166	8.873	20.039
Amortizações	(1.438)	-	(1.438)
Encargos provisionados	435	-	435
Saldo em 31 de março de 2019	10.163	8.873	19.036

23. Taxas Regulamentares

	31/03/2019	31/12/2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE (Vide nota 9)	337.125	337.125
Encargos emergenciais	2.467	2.467
P&D e Eficiência Energética	86.252	78.823
Conta centralizadora de recursos de banceira tarifária - CCRBT	-	25.598
Outros	1.440	1.463
Total	427.284	445.476
Circulante	352.147	377.012
Não Circulante	75.137	68.464

(a) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica.

(b) Programas de Eficiência Energética (PEE) - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) - Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida regulatória em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME). A partir de 03 de maio de 2016, por meio da lei nº 13.280, foi definido que 80% do percentual destinado ao Programa de Eficiência Energética será aplicado pelas próprias concessionárias conforme regulamentos estabelecidos pela ANEEL, e os demais 20% serão destinados ao Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel). A atualização das parcelas referentes a PEE e P&D é efetuada mensalmente pela taxa de juros da SELIC.

Os valores apresentados no não circulante, são exclusivamente do programa de pesquisa e desenvolvimento e programa de eficiência energética.

Companhia Energética do Ceará – Coelce

(C) Conta centralizadora de recursos de bandeira tarifária

A partir de 2015, os custos variáveis da energia do mercado regulado passaram a ser cobertos pelos adicionais das Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Nesse sentido, o Decreto nº 8.401, de 5 fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias.

As faixas de acionamento e os valores para as bandeiras tarifárias foram estabelecidos pela ANEEL por meio da Resolução Homologatória 1.859/2015. As bandeiras são divididas em verde, amarela e vermelha - e indicam se haverá ou não acréscimo no valor da energia a ser repassada ao consumidor final, em função das condições de geração de eletricidade. Cada modalidade apresenta as seguintes características:

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

Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;

Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

24. Partes relacionadas

Empresas	Ref	Natureza da operação	31/03/2019					31/12/2018			31/03/2018	
			Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível	Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Receita/ (Despesa)	Intangível
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Compra de energia	-	-	-	(255.550)	-	-	-	(244.590)	-	
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	Serviços	-	23	-	80	-	-	23	-	20	
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	Serviços	-	23	-	135	-	-	23	-	34	
Enel Cien S.A.	(c)	Encargo de Uso	-	496	-	(3.899)	-	-	496	-	(1.037)	
Enel Cien S.A.	(c)	Serviços	-	58	-	-	-	-	58	-	-	
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	Plano de pensão	-	1.532	110.629	(2.621)	280	-	2.377	112.102	(2.071)	232
Enel X Brasil S.A.	(e)	Agente de Arrecadação	109	3.333	-	(10.529)	-	109	3.333	-	(3.541)	-
Enel Green Power	(f)	Compra de energia	-	85	-	(1.073)	-	-	85	-	(257)	-
Enel Green Power	(f)	Serviços	-	213	-	-	-	-	213	-	-	-
Enel Itália	(g)	Serviços	-	3.546	-	-	-	-	3.546	-	(1.562)	-
Enel distribuzione SPA	(g)	Serviços	-	2.616	-	-	-	-	2.616	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(h)	Dividendos	-	53.909	-	-	-	-	53.910	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(i)	Serviços	-	22.773	-	(12.148)	-	-	22.773	-	-	-
Enel Green Power Volta Grande S.A.	(j)	Compra de energia	-	576	-	(7.503)	-	-	576	-	(2.505)	-
Enel Green Power Volta Grande S.A.	(j)	Serviços	178	5	-	-	-	178	5	-	-	-
Enel SPA	(K)	Serviços	442	-	-	443	-	442	-	-	-	-
Celg Distribuição S.A. - CELG D.	(l)	Serviços	-	1.225	-	-	-	-	1.225	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	(m)	Serviços	698	407	-	-	-	698	407	-	-	-
Enel Finance International N.V.	(n)	Mútuos	-	306.389	-	(5.762)	-	-	300.627	-	-	-
			1.427	397.209	110.629	(298.427)	280	1.427	392.293	112.102	(255.509)	232
(-) Plano de pensão			-	1.532	110.629	(2.621)	-	-	2.377	112.102	(2.071)	-
Parte relacionadas			1.427	395.677	-	(295.806)	280	1.427	389.916	-	(253.438)	232

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

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

- a) **Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. (CGTF): (Compra de Energia)** decorre substancialmente de operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela ANEEL reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado; **(Serviços)** é decorrente de reembolso do

Companhia Energética do Ceará – Coelce

compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.

- b) **Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A. (Compra de Energia)** Até 11 de julho de 2017, os saldos contábeis refletem as operações de compra de energia por parte da Companhia oriundos de leilão CCEAR 15º LEE 2015 ou MCSD 15º LEE 2015. A partir desta data, a movimentação contábil decorre dos efeitos da compensação financeira, celebrada nos moldes da Resolução Normativa nº 711/2016 da Aneel, correspondente a rescisão bilateral do contrato de comercialização de energia elétrica; **(Serviços)** é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- c) **Enel Cien S.A.: (Encargo de Uso)** despesas com a Rede Básica no período, esses contratos são homologados pela ANEEL mediante despacho; **(Serviços)** é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- d) **FAELCE - Fundação Coelce de Seguridade Social - Plano de pensão:** A Companhia realiza repasses mensais destinados à manutenção financeira e aportes para reserva atuarial dos planos previdenciários dos funcionários da Companhia, classificados como “Benefício Definido” e “Contribuição Definida”;
- e) **Enel Soluções S.A.:** decorre substancialmente de contratos para a cobrança na fatura de energia elétrica de valores referentes aos serviços e/ou produtos ofertados por esta aos clientes da Companhia;
- f) **Enel Green Power:** (Compra de Energia) decorre de operações de compra de energia baseada em contratos de fornecimento homologados pela ANEEL, com Enel Green Power Paranapanema, Enel Green Power Mourão, Enel Green Power Cabeça de Boi S.A, Enel Green Power Fazenda S.A, Enel Green Power Salto Apicás S.A, Enel Green Power Morro do Chapéu I Eolica S.A, Enel Green Power Morro do Chapéu II Eolica S.A, Enel Green Power Critalândia I Eolica S.A, Enel Green Power Critalândia II Eolica S.A, Enel Green Power Mourão S.A, Enel Green Power Paranapanema S.A. **(Serviços)** é decorrente de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016.
- g) **Enel Itália, Enel Distribuzione SPA:** tem como objeto das operações a manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando LATAM encerrando o período de março de 2019 com um passivo em aberto de R\$ 6.162;
- h) **Enel Brasil S.A.:** decorre dos dividendos a pagar referentes ao último exercício social. Do total, registrado no passivo circulante de R\$ 73.356 em 31 de março de 2019, R\$ 19.447 em dezembro de 2019, é referente aos dividendos a pagar para terceiros;
- i) **Enel Brasil S.A.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, registrado pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- j) **Enel Brasil Volta Grande.: (Compra de Energia)** decorre de operações de compra de energia por parte da Companhia cujo preço normativo é estabelecido pela ANEEL reajustável anualmente por uma cesta de indicadores composta pelas variações do

Companhia Energética do Ceará – Coelce

IGP-M, do Dólar norte-americano e do gás natural contratado; (**Serviços**) decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, registrado pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.

- k) **Enel S.P.A e Enel Global Infrastructure and Network.:** decorre de compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.
- l) **Celg Distribuição S.A. - CELG D.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- m) **Ampla Energia e Serviços S.A.:** decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.
- n) **Enel Finance International N.V.:** mútuo contratados em dezembro de 2018 devido à necessidade de capital de giro da Companhia (Vide Nota 20);
- o) **Enel Distribuição São Paulo.:** Serviço de reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 547, DE 12 DE MARÇO DE 2018.

Segue detalhe abaixo dos mútuos que foram referenciados nas letras (n):

	31/03/2019			31/12/2018		
	Circulante		Não circulante	Circulante		Não circulante
	Encargo	Principal		Encargo	Principal	
Empréstimos com partes relacionadas						
Enel Finance International N.V.	6.389	300.000	-	627	300.000	-
Total de Empréstimos com partes relacionadas	6.389	300.000	-	627	300.000	-
	31/03/2019	31/12/2018	12 meses			
Encargos de empréstimos com partes-relacionadas						
Enel Finance International N.V.	5.762	627	6.389			
Total de Encargos de empréstimos com parte relacionada	5.762	627	6.389			

Remuneração da administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia no período findo em 31 de março de 2019 segue no quadro abaixo. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

Companhia Energética do Ceará – Coelce

	<u>31/03/2019</u>	<u>31/03/2018</u>
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	454	871
Benefícios pós-emprego	37	68
Outros benefícios de longo prazo	47	97
Salários e encargos	<u>1.248</u>	<u>1.273</u>
Total	<u>1.786</u>	<u>2.309</u>

25. Obrigações com benefícios pós-emprego

Os planos de assistência médica e FGTS para março de 2019 apresentaram um passivo total de R\$ 112.161 (R\$ 114.479 em 31 de dezembro de 2018).

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado relacionada com os planos BD e CD

	<u>31/03/2019</u>	<u>31/03/2018</u>
Custo do serviço corrente	381	466
Custos dos juros	<u>2.240</u>	<u>2.049</u>
Total de despesas	<u>2.621</u>	<u>2.515</u>

26. 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

	<u>31/12/2018</u>	<u>Adições</u>	<u>Reversões</u>	<u>Atualização Monetária</u>	<u>Pagamentos</u>	<u>31/03/2019</u>
Trabalhistas	31.582	6.663	(2.510)	562	(949)	35.348
Cíveis	114.149	7.473	(6.786)	3.455	(1.402)	116.889
Regulatório	14.675	14.027	(20)	2	(244)	28.440
Total	<u>160.406</u>	<u>28.163</u>	<u>(9.316)</u>	<u>4.019</u>	<u>(2.595)</u>	<u>180.677</u>

a) Riscos trabalhistas

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

c) **Riscos regulatórios**

O processo punitivo regulatório é disciplinado pela Resolução Normativa nº 063/2004 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão. Estas penalidades são aplicáveis a todos os agentes do setor elétrico e calculadas com base no valor de faturamento.

Contingências passivas com risco possível

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

	31/03/2019	31/12/2018
Trabalhistas	55.626	81.538
Cíveis	1.039.949	996.567
Fiscais	649.606	584.575
Juizados especiais	3.561	3.483
	<u>1.748.742</u>	<u>1.666.163</u>

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

- a) No âmbito estadual, a Companhia discute substancialmente: (i) regime especial originado do termo de acordo nº 035/91; (ii) base cadastral de consumidores isentos, imunes e não tributáveis; (iii) crédito oriundo da aquisição de bens destinados ao ativo imobilizado; transferência de créditos; (iv) cancelamento de faturas; (v) estorno de crédito - consumidor baixa renda; (vi) imposto em determinadas operações; e (vii) energia adquirida para consumo próprio e (viii) diferença entre valores contabilizados e valores informados nas declarações fiscais. Os montantes envolvidos totalizam R\$ 552.513 em 31 de março de 2019 (R\$ 488.364 em 31 de dezembro de 2018);
- b) No âmbito municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 45.094 e R\$ 4.377 em 31 de março de 2019 (R\$ 44.657 e R\$ 4.328 em 31 de dezembro de 2018).
- c) Em relação aos tributos federais, a Companhia possui processos administrativos e judiciais referentes a IRPJ, CSLL e COFINS que totalizam o valor de R\$ 34.669 em 31 de março de 2019 (R\$ 34.338 em 31 de dezembro de 2018);
- d) No âmbito cível, refere-se à responsabilidade solidária com prestadores de serviços e danos materiais e morais, além disso, engloba processos relacionados a pedidos de ressarcimento por reajuste tarifário supostamente ilegal, indenização por acidentes/morte com energia elétrica e por danos causados em razão de oscilação na tensão do fornecimento de energia elétrica, desapropriações, ações de menor complexidade com trâmite nos juizados especiais, suspensão do fornecimento e cobranças indevidas de valores.

Depósitos vinculados a litígios

Companhia Energética do Ceará – Coelce

A Companhia possui alguns depósitos vinculados a ações judiciais, os quais estão apresentados a seguir:

	<u>31/03/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Trabalhistas	16.274	15.920
Cíveis	22.210	21.394
Fiscais	4.082	4.043
Total	<u>42.566</u>	<u>41.357</u>

27. Patrimônio líquido**a) Capital social**

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

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B		Total (II)	(I) + (II)		
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás	-	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	10	0,00%	5.721.272	20,25%	-	0,00%	5.721.272	19,21%	5.721.282	7,35%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	3.083.448	10,91%	-	0,00%	3.083.448	10,35%	4.002.851	5,14%
Outros	84.279	0,18%	4.892.218	17,32%	3.097	0,20%	4.895.315	16,43%	4.979.594	6,40%
Total de Ações	<u>48.067.937</u>	<u>100,00%</u>	<u>28.252.700</u>	<u>100,00%</u>	<u>1.534.662</u>	<u>100,00%</u>	<u>29.787.362</u>	<u>100,00%</u>	<u>77.855.299</u>	<u>100,00%</u>

As ações de emissão da Coelce transferidas à Enel Brasil S.A como parte da integralização do aumento de capital social mencionado acima representam a totalidade das ações que a Enel Américas S.A detinha na Coelce, de modo que a Enel Américas S.A, com a referida integralização, ocorrida em 23 de novembro de 2017, deixou de ser acionista da Coelce, tendo todas as suas ações passado para a titularidade da Enel Brasil S.A, que passou a deter 57.652.675 ações de emissão a Coelce, sendo 47.064.245 ordinárias e 10.588.430 preferenciais, correspondentes a 74,05% do capital total da Coelce.

b) Capital social Autorizado

Na forma do disposto no artigo 168 da Lei nº 6.404/76, o Estatuto Social, em seu artigo 5º, parágrafo primeiro, prevê que a Companhia poderá, por deliberação do Conselho de Administração, aumentar o seu capital social em até 300.000.000.000 (trezentos bilhões) de ações sem valor nominal, sendo 100.000.000.000 (cem bilhões) ações ordinárias, 193.352.996.180 (cento e noventa e três bilhões, trezentos e cinquenta e dois milhões, novecentos e noventa e seis mil, cento e oitenta) ações preferenciais Classe A e 6.647.003.820 (seis bilhões, seiscentos e quarenta e sete milhões, três mil, oitocentas e vinte) ações preferenciais Classe B. Salvo deliberação em contrário do Conselho de Administração, os acionistas não terão direito de preferência em qualquer emissão de ações, notas promissórias para distribuição pública, debêntures conversíveis em ações, ou bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta de aquisição de controle, nos termos do artigo 172 da Lei nº 6.404/76.

c) 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.

d) Reserva de 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 pode exceder o montante do capital subscrito, conforme os termos do artigo 29, (ii), alínea d, 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.

Em 26 de abril de 2018, por meio de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, a Companhia aprovou a capitalização parcial do Saldo da Reserva de Reforço de Capital de Giro, no valor de R\$125.100.000,00 (cento e vinte e cinco milhões e cem mil reais)) sem a emissão de novas ações.

A Companhia excedeu o limite das suas reservas de lucros e encaminhará o assunto para Assembleia Geral Ordinária, que deverá deliberar sobre a capitalização ou distribuição do excesso, de acordo com o estatuto social e artigo 199 da Lei nº 6.404/76.

e) Reserva de incentivo fiscal

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 no 12.973/2014.

Em 14 de dezembro de 2016, a Companhia renovou o benefício fiscal da Sudene - Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste, que reduz 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição de energia.

O processo de modernização foi comprovado perante à SUDENE, por meio de documentação e verificação pela visita técnica que a Companhia recebeu dos analistas da SUDENE.

Projeto Atendido: Modernização Total na área de atuação da Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE). Início do prazo de fruição do benefício: 01 de janeiro de 2016 a 31 de dezembro de 2025; Prazo total de fruição: 10 anos; Término do prazo de fruição do benefício: ano-calendário de 2025.

O valor do imposto que deixar de ser pago em virtude da redução pelo benefício fiscal, não poderá ser distribuído aos sócios ou acionistas, sob pena de perda do incentivo e da obrigação de recolher, com relação a importância distribuída, o imposto que a Companhia tiver deixado de pagar, sem prejuízo da incidência do imposto sobre o lucro distribuído como rendimento e das penalidades cabíveis. Conforme determina o artigo 19, §§ 3º e 5º, do decreto - lei nº 1.598/77.

O valor correspondente ao incentivo SUDENE apurado a partir da vigência da lei foi contabilizado no resultado do período, em 31 de março de 2019 o montante foi de R\$ 0 (31 de dezembro de 2018: R\$ 73.348).

f) Reserva especial de ágio

A reserva de R\$ 221.188 foi constituída 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 por meio de incorporação, vide Nota 12.

g) Outros resultados abrangentes

A Companhia reconhece como outros resultados abrangentes a parte eficaz dos ganhos ou perdas dos instrumentos financeiros derivativos classificados como *hedge* de fluxo de caixa, bem como os ganhos e perdas atuariais oriundos de alterações nas premissas ou nos compromissos dos planos de benefício definido.

28. Lucro por ação

	31/03/2019	31/03/2018
Numerador (em R\$ mil)		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas ordinários	4.328	52.718
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	2.544	30.986
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	138	1.683
	7.010	85.387
Denominador (em unidades de ações)		
Número de ações ordinárias	48.067.937	48.067.937
Número de ações preferenciais - Classe A	28.252.700	28.252.700
Número de ações preferenciais - Classe B	1.534.662	1.534.662
	77.855.299	77.855.299
Percentual por ação		
Ações ordinárias	61,7401%	61,7401%
Ações preferenciais - classe A	36,2887%	36,2887%
Ações preferenciais - classe B	1,9712%	1,9712%
Resultado básico e diluído por ação (em R\$)		
Ação ordinária	0,0900	1,0967
Ação preferencial - Classe A	0,0954	1,1625
Ação preferencial - Classe B	0,0990	1,2064

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

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

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

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

29. Receita líquida

	31/03/2019	31/03/2018
Fornecimento faturado	1.180.837	1.118.095
Fornecimento não faturado	175.950	185.126
Consumidores	<u>1.356.787</u>	<u>1.303.221</u>
Ativos e passivos financeiros setoriais	34.593	(56.138)
Subvenção baixa renda	43.838	51.201
Subvenção CDE - desconto tarifário	64.406	63.465
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	96.078	47.139
Receita de construção	168.517	141.685
Outras receitas	<u>45.688</u>	<u>19.001</u>
Receita operacional bruta	<u>1.809.907</u>	<u>1.569.574</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(349.365)	(311.051)
COFINS	(127.172)	(107.519)
PIS	(27.610)	(23.343)
P&D	(10.030)	(8.669)
Encargo setorial CDE	(99.066)	(91.929)
Taxa de fiscalização	(1.391)	(1.451)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	<u>(455)</u>	<u>(352)</u>
Total de deduções de receita	<u>(615.089)</u>	<u>(544.314)</u>
Total	<u><u>1.194.818</u></u>	<u><u>1.025.260</u></u>

30. Receitas (custos/despesas) operacionais

Descrição	31/03/2019					31/03/2018				
	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total	Custo do serviço	Despesa de vendas	Despesas gerais e Administrativas	Outras	Total
Pessoal	(32.311)	-	(13.190)	-	(45.501)	(34.743)	-	(11.869)	-	(46.612)
Material	(3.297)	-	(81)	-	(3.378)	(3.573)	-	(31)	-	(3.604)
Serviços de terceiros	(66.486)	(460)	(17.726)	-	(84.672)	(69.521)	(394)	(11.289)	-	(81.204)
Energia elétrica comprada para revenda	(703.642)	-	-	-	(703.642)	(489.310)	-	-	-	(489.310)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(60.209)	-	-	-	(60.209)	(70.867)	-	-	-	(70.867)
Depreciação e amortização	(55.138)	-	(2.978)	-	(58.116)	(44.750)	-	(3.698)	-	(48.448)
Custo na desativação de bens	(5.011)	-	-	-	(5.011)	(4.665)	-	-	-	(4.665)
Provisões para créditos de liquidação duvidosa	-	(21.451)	-	-	(21.451)	-	(11.735)	-	-	(11.735)
Custo de construção	(168.517)	-	-	-	(168.517)	(141.685)	-	-	-	(141.685)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(18.847)	-	(18.847)	-	-	(917)	-	(917)
Indenizações DIC / FIC	-	-	-	-	-	(1.165)	-	-	-	(1.165)
Perda de recebíveis de clientes	-	(2.245)	-	-	(2.245)	-	-	-	-	-
Outras despesas operacionais	(4.574)	-	(2.842)	(1.458)	(8.874)	(5.427)	-	(9,011)	(1,053)	(15,491)
Receita de multas por impuntualidade de clientes	-	-	-	12.697	12,697	-	-	-	11,852	11,852
Outras receitas operacionais	-	-	-	1,477	1,477	-	-	-	720	720
Total	(1.099.185)	(24.156)	(55.664)	12.716	(1.166.289)	(865.706)	(12.129)	(36.815)	11.519	(903.131)

A energia elétrica comprada para revenda foi impactada pelo aumento de 10,63% no custo médio de compra em relação ao mesmo período do ano anterior. Na linha de encargos de uso do sistema de transmissão houve um aumento nos contratos em especial nas transações com as empresas do grupo que entraram em operação e também o próprio aumento do custo devido condições de mercado.

Notas



Companhia Energética do Ceará - Coelce

31. Resultado financeiro

	<u>31/03/2019</u>	<u>31/03/2018</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	2.123	1.102
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	7.618	8.222
Receita de ativo indenizável	25.663	14.390
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	-	2.522
Variações monetárias de dívidas	836	431
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.991	-
Juros fundo de pensão	27	38
Outras receitas financeiras	1.347	2.716
Total das receitas financeiras	<u>39.605</u>	<u>29.421</u>
Despesas financeiras		
Variações monetárias de dívidas	(6.022)	(4.564)
Encargos de dívidas	(28.177)	(22.148)
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	(580)	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(4.019)	(4.827)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(2.327)	-
Atualizações de impostos	(2.937)	(1.506)
Atualização P&D/PEE	(655)	(357)
IOF/IOC	(68)	(673)
Outras multas	(109)	(848)
Outras despesas financeiras	(10.149)	(5.068)
Total das despesas financeiras	<u>(57.310)</u>	<u>(42.078)</u>
Resultado financeiro	<u>(17.705)</u>	<u>(12.657)</u>

32. Imposto de renda e contribuição social

A reconciliação da provisão para o imposto de renda e contribuição social, calculada pelas alíquotas fiscais vigentes, com os valores constantes na demonstração do resultado é apresentada abaixo:

	31/03/2019		31/03/2018	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	10.824	10.824	109.472	109.472
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	(2.697)	(974)	(27.362)	(9.852)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	-	-	15.814	-
Permanentes - despesas e multas	(106)	(37)	(1.974)	(711)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<u>(2.803)</u>	<u>(1.011)</u>	<u>(13.522)</u>	<u>(10.563)</u>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(4.070)	(1.495)	(18.042)	(6.512)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	1.267	484	(11.294)	(4.051)
Incentivo fiscal	-	-	15.814	-
Total	<u>(2.803)</u>	<u>(1.011)</u>	<u>(13.522)</u>	<u>(10.563)</u>

Companhia Energética do Ceará – Coelce

Conforme o artigo 228 do Regulamento do Imposto de Renda, a alíquota do IRPJ é de 15% (quinze por cento) sobre o lucro apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$20 / mês.

A seguir a composição dos tributos diferidos:

	Balanços Patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	31/03/2019	31/12/2018	31/03/2019	31/03/2018
IR e CS sobre diferenças temporárias	103.420	92.973	10.447	(10.452)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	39.371	36.334	3.037	(1.650)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	61.430	54.538	6.892	379
Provisão para obsolescência de estoque	-	-	-	(38)
IFRS 9	-	-	-	(599)
Outras	2.619	2.101	518	(8.544)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(113.692)	(104.996)	(8.696)	(4.893)
Ativo indenizável (concessão)	(113.938)	(105.213)	(8.725)	(4.893)
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.559)	(1.588)	29	-
Diferido perdas de bens	1.805	1.805	-	-
Subtotal - impacto no resultado do período	(10.272)	(12.023)	1.751	(15.345)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	60.074	60.052	22	(2.755)
Plano de pensão	62.397	62.397	-	-
Instrumentos financeiros derivativos	(93)	(115)	22	(524)
IFRS 9	(2.230)	(2.230)	-	(2.231)
Total	49.802	48.029	1.773	(18.100)

Os valores dos ativos fiscais diferidos sobre diferenças temporárias, que poderão ser compensados com lucros tributáveis futuros, serão realizados pela Companhia em um prazo não superior a 5 anos, considerando as melhores estimativas da Administração.

33. 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 oportunidades/condições de cobertura no 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. Sua estratégia está sintonizada com a gestão financeira que aplica melhores práticas para minimização de riscos financeiros, observando também 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 ou de uma contraparte, em um instrumento financeiro, não cumprir com suas obrigações contratuais. Esses riscos são avaliados como de baixa probabilidade, considerando a pulverização do número de clientes, o comportamento estatístico dos níveis de arrecadação e as políticas que estabelecem regras e limites para realizar operações com contrapartes. No caso de transações financeiras, essas

Companhia Energética do Ceará – Coelce

políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

	<u>31/03/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Caixa e equivalentes de caixa	548.992	95.835
Títulos e valores mobiliários	65.350	67.980
Instrumentos financeiros derivativos - swap	(114)	86
Consumidores e outras contas a receber	979.680	974.642
Ativos financeiros setoriais	318.007	201.567
Ativo indenizável (concessão)	1.941.313	1.888.440
	<u>3.853.228</u>	<u>3.228.550</u>

No caso dos créditos com Consumidores, 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.

Os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis são considerados como bastante reduzidos, visto que os contratos firmados asseguram o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente, referente a custos não recuperados por meio de tarifa.

Em 31 de março de 2019, para o saldo de caixa e equivalentes de caixa, títulos e valores mobiliários e instrumentos financeiros derivativos, a Companhia possuía a seguinte exposição de ativos com as seguintes classificação de risco realizada pela Agencia Standard & Poor's (escala nacional):

<u>Instrumentos Financeiros Derivativos</u>	<u>31/03/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
AA-	(114)	86
Total geral	(114)	86
<u>Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários</u>	<u>31/03/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
AAA	443.594	114.790
AA+	70.737	36.294
Banco Central do Brasil	47.433	356
Numerário em trânsito	52.577	12.375
Não avaliado	-	-
Total geral	614.342	163.815

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 podem afetar a tarifa de energia e consequentemente, a receita oriunda do fornecimento de energia da Companhia e ainda, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

No caso de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão, a Companhia pode requerer ao regulador a abertura de uma revisão tarifária extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A ANEEL também poderá proceder com revisões extraordinárias caso haja

Companhia Energética do Ceará – Coelce

criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para repasse dos mesmos às tarifas. Os processos de reajuste e revisão tarifária de todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica são efetuados segundo metodologia elaborada e publicada pela ANEEL e submetidos à avaliação pública. Alterações de metodologia nos reajustes ou nas revisões tarifárias propostos pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

c) Risco de câmbio

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar em perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização de moedas estrangeiras frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar. De forma a evitar este risco, sempre que aplicável, a Companhia contrata instrumentos derivativos (swaps) para as dívidas financeiras indexadas em moeda estrangeira (passando o custo para CDI, em Reais), com o objetivo estrito de proteção (Hedge). Em 31 de março de 2019 a dívida em moeda estrangeira da Companhia não era significativa e não havia operações de derivativos vigentes em moeda estrangeira.

d) Risco de encargos de dívida (taxas de juros e inflação)

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. Em 31 de março de 2019, a Companhia possuía 83% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes, sendo que 3% eram atrelados a indicadores menos voláteis às oscilações do mercado, como a TJLP contraídos com recursos do BNDES. Com a baixa do CDI no ano anterior, a Companhia realizou operações de hedge de curto prazo fixando algumas operações as operações atreladas ao indexador (37% do total, sendo 3,0 objeto de hedge), de forma a garantir um custo fixo, sem estar exposto a possíveis variações do mercado.

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas demonstrações de resultados. Em 31 de março de 2019, a Companhia apurou um resultado negativo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 114 (resultado positivo no montante de R\$ 86 em 31 de dezembro 2018), e possui registrado o saldo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes no valor de R\$ 1.272 em 31 de março de 2019 (saldo positivo no montante de R\$ 1.206 em 31 de dezembro 2018).

Em 31 de março de 2019, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31/03/2019	%	31/12/2018	%
Selic	1.143	0,22%	170	0%
CDI	498.496	94,09%	131.646	100%
Pré-Fixado	30.183	5,70%	34	0%
Total	529.822	100%	131.850	100%
Ativo Financeiro Indenizável	31/03/2019	%	31/12/2018	%
IPCA	1.941.313	100%	1.888.440	100%
Total	1.941.313	100%	1.888.440	100%

Companhia Energética do Ceará – Coelce

Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Derivativos	31/03/2019	%	31/12/2018	%
Taxa fixa	440.126	17%	477.199	25%
TJLP	83.113	3%	94.103	5%
Selic	60.402	2%	64.887	3%
CDI	951.148	37%	550.316	29%
IPCA	1.008.057	40%	697.311	37%
Libor	4.521	0%	4.455	0%
Total	2.547.367	100%	1.888.271	100%

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (cambio, taxas de juros e inflação), a Companhia adota como estratégia a diversificação de indexadores e, eventualmente, se utiliza de instrumentos financeiros derivativos para fins de proteção, à medida em que se identifique esta necessidade e haja condições de mercado adequadas que o permita.

e) Risco de liquidez

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.

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.

A Companhia mantém linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos que julgue adequados, incluindo committed credit lines e uncommitted credit lines, através de contratos firmados, cujo montante em 31 de março de 2019 era de R\$ 180.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 19 e 20, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 6 e 7, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 27).

O índice de endividamento em 31 de março de 2019 é de 40% (37% em 2018), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

As tabelas abaixo apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos, financiamentos e debêntures da Companhia que estão sendo considerados no fluxo de caixa projetado:

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de março de 2019						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	1.553	2.699	11.525	39.190	6.629	61.596
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	10.122	15.037	338.232	223.919	142.845	730.155
Debêntures	-	25.940	64.911	1.413.334	372.299	1.876.484
Empréstimos e Financiamentos Partes Relacionadas	-	-	324.099	-	-	324.099
Leasings	821	1.660	7.681	8.627	246	19.035
	12.497	45.335	746.449	1.685.070	522.019	3.011.369
31 de dezembro de 2018						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	3.168	6.288	12.187	42.773	6.593	71.009
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	7.531	224.373	141.645	233.618	151.578	758.745
Debêntures	-	-	53.155	646.898	369.955	1.070.008
Empréstimos e Financiamentos Partes Relacionadas	-	-	320.484	-	-	320.484
	10.699	230.661	527.471	923.289	528.126	2.220.246

Companhia Energética do Ceará – Coelce

Os valores previstos para os próximos vencimentos dos instrumentos financeiros derivativos que estão contemplados nos fluxos de caixa da Companhia estão dispostos abaixo:

	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de março de 2019	488	505	-	993
"Swaps" de juros 11/12/17	488	505	-	993
31 de dezembro de 2018	201	983	-	1.184
"Swaps" de juros 11/12/17	201	983	-	1.184

Valorização dos instrumentos financeiros

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

Categoria	Nível	31/03/2019		31/12/2018		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
Ativo						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	548.992	548.992	95.835	95.835
Titulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	65.350	65.350	67.980	67.980
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	20.147	20.147	38.564	38.564
Consumidores e outras contas a receber	Custo amortizado	2	979.680	979.680	974.642	974.642
Ativos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	318.007	318.007	201.567	201.567
Instrumentos financeiros derivativos - swap	Valor justo por meio de resultado	2	272	272	337	337
Ativo indenizável (concessão)	Valor justo por meio de resultado	3	1.941.313	1.941.313	1.888.440	1.888.440
Passivo						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	1.040.378	668.978	1.064.342	668.978
Debêntures em moeda nacional	Custo amortizado	2	1.476.765	993.243	813.141	993.243
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	11.074	11.074	10.874	10.874
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Valor justo por meio de resultado	2	386	386	251	251
Arrendamento financeiro	Custo amortizado	2	19.036	19.036	-	-
Passivos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	89.437	89.437	7.010	7.010
Fornecedores	Custo amortizado	2	652.404	652.404	702.597	702.597

As aplicações financeiras registradas no período (classificadas tanto como caixa e equivalentes de caixa quanto títulos e valores mobiliários) aproximam-se dos valores de mercado, pois são efetuadas a juros pós-fixados.

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.

As operações de derivativos, quando realizadas, são para proteger o caixa da Companhia. A contratação dos derivativos é realizada com bancos que possuem *investment grade* (escalas locais das principais agências de riscos) com “expertise” necessária para as operações,

Companhia Energética do Ceará – Coelce

evitando-se a contratação de derivativos especulativos.

Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 31 de março de 2019 estão dispostos abaixo:

Derivativo	Valor da curva	Valor justo (contábil)	Diferença	Valor de referência (Notional) BRL
Swap DI x Fixo 11.12.17 Santander	(386)	(114)	(272)	150.000
Swap DI x Fixo 11.12.17 Itaú	-	-	-	50.000

A estimativa de valor de mercado das operações de *swap* foi elaborada baseando-se no modelo de fluxos futuros a valor presente, descontados a taxas de mercado apresentadas pela B3 (antiga BM&F) na posição de 31 de março de 2019.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de março de 2019 havia 1 (hum) contrato de *swap*, sendo CDI para taxa fixa a fim de diminuir a exposição a variação do CDI, conforme demonstrado abaixo:

Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
				Moeda local	
Contrato de <i>swap</i>				31/03/2019	31/12/2018
SANTANDER (Brasil) S.A	11/12/2017	07/11/2019	CDI + 107%aa	(114)	117
ITAÚ S.A.	11/12/2017	20/03/2019	CDI + 112%aa	-	(31)

Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

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

Vide abaixo análise de sensibilidade nos saldos das dívidas da Companhia em 31 de março de 2019 estabelecida através das variações nas despesas financeiras para os próximos 12 meses considerando a sensibilização da curva futura dos indicadores financeiros divulgados pela B3 (antiga BM&F). Para os cenários adverso e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no Cenário Provável (índices projetados divulgados pela B3).

Companhia Energética do Ceará – Coelce

Ativos	Risco	Base 31/03/2019	Cenários projetados - Dez. 2020		
			Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	(1.143)	(54)	(67)	(80)
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	(498.496)	(26.656)	(33.057)	(39.360)
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	(30.183)	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	(1.941.313)	(60.776)	(45.582)	(30.388)
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	76.825	2.998	3.720	4.431
Instrumentos financeiros derivados	Pre-fixado	(76.939)	(3.574)	(3.574)	(3.574)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(356.636)	(20.103)	(20.103)	(20.103)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do Dólar	(6.554)	(675)	(2.164)	(3.401)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(83.112)	(8.101)	(9.428)	(10.735)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(60.402)	(5.596)	(6.490)	(7.373)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(1.027.974)	(65.201)	(79.616)	(93.832)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(1.008.055)	(76.037)	(83.561)	(91.032)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(4.520)	(352)	(1.406)	(2.287)
			(264.126)	(281.328)	(297.734)

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	Cenário + 25%			Cenário + 50%	
	Provável	Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
BB Agropecuário - Subcrédito B	3.001	3.724	722	4.436	1.433
Swap Ponta Ativa	(2.998)	(3.720)	(722)	(4.431)	(1.433)
Swap Ponta Passiva	3.574	3.574	-	3.574	-
Total	3.577	3.578	-	3.579	-

Conforme demonstrado acima, as variações do CDI sobre a parcela da dívida coberta pelo *swap* são compensadas inteiramente pelo resultado oposto de sua ponta ativa.

34. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 2.288.869 em 2019, R\$ 3.139.024 em 2020, R\$ 3.300.718 em 2021, R\$ 3.423.727 em 2022 e R\$ 57.466.188 após 2022.

35. Participação nos resultados

O montante dessa participação no período de 31 de março de 2019 foi de R\$ 3.882 (R\$ 4.340 em 31 de março de 2018).

36. Cobertura de seguros

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

Riscos	Data de vigência		Importância segurada	Limite máximo
	De	Até		de garantia sinistro
Risco operacional	01/11/2018	31/10/2019	R\$ 1.091.261	R\$ 4.195.099
Responsabilidade civil	01/11/2018	31/10/2019	N/A	R\$ 74.101

37. Eventos subsequente

Em 16 de abril de 2019 foi aprovada pela Aneel, através da Resolução Homologatória 2.530/2019, a Revisão Tarifária Periódica da Companhia que entra em vigor a partir de 22 de abril de 2019, esta revisão deve gerar um efeito médio nas tarifas dos consumidores de 8,22%, sendo de 7,87%, em média para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 8,35%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão.

O efeito médio nas tarifas de 8,22% decorre:

- (i) do reposicionamento dos itens de custos de Parcela A e B, que contribui para o efeito médio em 5,40%, ao se ter como base de comparação os custos de Parcela A e B atualmente contidos nas tarifas;
- (ii) da inclusão dos componentes financeiros apurados no atual processo tarifário para compensação nos 12 meses subsequentes, com efeito de 5,77%; e
- (iii) da retirada dos componentes financeiros estabelecidos no último processo tarifário, que vigoraram até a data da revisão, que contribuiram para a um efeito de -2,96% no atual processo tarifário da Companhia.

Pareceres e Declarações / Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE A REVISÃO DE INFORMAÇÕES TRIMESTRAIS

Aos Acionistas, Conselheiros e Diretores da

Companhia Energética do Ceará - COELCE

Fortaleza - CE

Introdução

Revisamos as informações contábeis intermediárias, da Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Companhia"), contidas no Formulário de Informações Trimestrais (ITR) referente ao trimestre findo em 31 de março de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de março de 2019, e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de três meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração 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"). 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 contábeis intermediárias

Com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum 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 intermediárias do Valor Adicionado

Revisamos, também, as demonstrações intermediárias do valor adicionado (DVA), referentes ao período de três meses findo em 31 de março de 2019 preparadas sob a responsabilidade da Administração da Companhia, cuja apresentação nas informações intermediárias é requerida de acordo com as normas expedidas pela CVM aplicáveis à elaboração de Informações Trimestrais (ITR) e considerada informação suplementar pelas IFRS, que não requerem a apresentação da DVA. Essas informações foram submetidas aos mesmos procedimentos de revisão descritos anteriormente e, com base em nossa revisão, não temos conhecimento de nenhum fato que leve a acreditar que não foram elaboradas, em todos os seus aspectos relevantes, de acordo as informações contábeis intermediárias tomadas em conjunto.

Fortaleza, 24 de abril de 2019.

BDO RCS Auditores Independentes

CRC 2 CE 001465/F-4

Jairo da Rocha Soares

Contador CRC 1SP 120458/O-6 – S - CE

Pareceres e Declarações / Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Após examinadas, discutidas e revisadas as Informações Trimestrais da Companhia Energética do Ceará – Coelce relativas ao trimestre findo em 31/03/2019, compreendendo os comentários de desempenho, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, declaramos que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Informações Trimestrais da Companhia.

Fortaleza, 24 de Abril de 2019.

Diretor Presidente - Roberto Zanchi

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor de Recursos Humanos e Organização - Carlos Ewandro Naegele Moreira

Diretor de Relações Institucionais - José Nunes de Almeida Neto

Diretora de Comunicação - Janaina Savino Vilella Carro

Diretor de Regulação - Luiz Antonio Correa Gazulha Junior

Diretora Jurídica - Déborah Meirelles Rosa Brasil

Diretora de Compras - Margot Frota Cohn Pires

Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle - Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes - José Távora Batista

Diretor de Planejamento e Engenharia - Fernando Andrade

Diretora de Mercado - Márcia Sandra Roque Vieira Silva

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

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES DA COMPANHIA

Após examinadas, discutidas e revisadas as Informações Trimestrais da Companhia Energética do Ceará – Coelce relativas ao trimestre findo em 31/03/2019, compreendendo os comentários de desempenho, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, declaramos que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Informações Trimestrais da Companhia.

Fortaleza, 24 de Abril de 2019.

Diretor Presidente - Roberto Zanchi

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores - Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor de Recursos Humanos e Organização - Carlos Ewandro Naegele Moreira

Diretor de Relações Institucionais - José Nunes de Almeida Neto

Diretora de Comunicação - Janaina Savino Vilella Carro

Diretor de Regulação - Luiz Antonio Correa Gazulha Junior

Diretora Jurídica - Déborah Meirelles Rosa Brasil

Diretora de Compras - Margot Frota Cohn Pires

Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle - Teobaldo José Cavalcante Leal

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes - José Távora Batista

Diretor de Planejamento e Engenharia - Fernando Andrade

Diretora de Mercado - Márcia Sandra Roque Vieira Silva