

# 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 30/06/2019	10
DMPL - 01/01/2018 à 30/06/2018	11

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

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

Notas Explicativas	26
--------------------	----

## Pareceres e Declarações

Relatório da Revisão Especial - Sem Ressalva	64
Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Financeiras	65
Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente	66

**Dados da Empresa / Composição do Capital**

<b>Número de Ações (Unidades)</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2019</b>
<b>Do Capital Integralizado</b>	
Ordinárias	48.067.937
Preferenciais	29.787.362
<b>Total</b>	<b>77.855.299</b>
<b>Em Tesouraria</b>	
Ordinárias	0
Preferenciais	0
<b>Total</b>	<b>0</b>

**Dados da Empresa / Proventos em Dinheiro**

<b>Evento</b>	<b>Aprovação</b>	<b>Provento</b>	<b>Início Pagamento</b>	<b>Espécie de Ação</b>	<b>Classe de Ação</b>	<b>Provento por Ação (Reais / Ação)</b>
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	29/04/2019	Dividendo	31/12/2019	Ordinária		0,93508
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	29/04/2019	Dividendo	31/12/2019	Preferencial	Preferencial Classe A	0,93508
Assembléia Geral Ordinária e Extraordinária	29/04/2019	Dividendo	31/12/2019	Preferencial	Preferencial Classe B	0,93508

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2019</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2018</b>
1	Ativo Total	8.619.739	6.490.161
1.01	Ativo Circulante	2.055.677	1.881.356
1.01.01	Caixa e Equivalentes de Caixa	302.104	95.835
1.01.02	Aplicações Financeiras	70.429	67.980
1.01.02.01	Aplicações Financeiras Avaliadas a Valor Justo através do Resultado	70.429	67.980
1.01.02.01.03	Títulos e Valores Mobiliários	70.429	67.980
1.01.03	Contas a Receber	1.582.023	1.638.546
1.01.03.01	Clientes	1.091.265	962.351
1.01.03.01.01	Consumidores e outras contas a receber	1.400.757	1.231.458
1.01.03.01.02	Provisão para créditos de liquidação duvidosa	-339.335	-304.236
1.01.03.01.03	Consumidor Baixa Renda	29.843	35.129
1.01.03.02	Outras Contas a Receber	490.758	676.195
1.01.03.02.01	Serviço em Curso	64.111	20.789
1.01.03.02.03	Outros Créditos	90.104	104.050
1.01.03.02.04	Subvenção CDE - desconto tarifário	336.362	349.452
1.01.03.02.05	Ativos financeiros Setoriais	0	201.567
1.01.03.02.06	Instrumentos financeiros - Swap	181	337
1.01.06	Tributos a Recuperar	101.121	78.995
1.01.06.01	Tributos Correntes a Recuperar	101.121	78.995
1.01.06.01.01	Tributos a Compensar	101.121	78.995
1.02	Ativo Não Circulante	6.564.062	4.608.805
1.02.01	Ativo Realizável a Longo Prazo	4.159.983	2.187.266
1.02.01.04	Contas a Receber	16.538	12.291
1.02.01.04.01	Clientes	16.538	12.291
1.02.01.07	Tributos Diferidos	44.722	48.029
1.02.01.07.01	Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	44.722	48.029
1.02.01.10	Outros Ativos Não Circulantes	4.098.723	2.126.946
1.02.01.10.03	Depósitos vinculados a Litigio	42.489	41.357
1.02.01.10.04	Cauções e depósitos	23.366	38.564
1.02.01.10.05	Benefício Fiscal	33.508	36.331
1.02.01.10.06	Ativo indenizável (concessão)	2.180.754	1.888.440
1.02.01.10.07	Serviço em curso	6.966	42.072
1.02.01.10.08	Tributos a compensar	1.504.476	79.988
1.02.01.10.09	Outros Créditos	194	194
1.02.01.10.11	Ativos financeiros setoriais	306.970	0
1.02.03	Imobilizado	55.044	46.492
1.02.03.01	Imobilizado em Operação	55.044	46.492
1.02.03.01.01	Imobilizado em Operação	44.199	46.492
1.02.03.01.02	Ativo de direito de uso	10.845	0
1.02.04	Intangível	2.349.035	2.375.047
1.02.04.01	Intangíveis	2.349.035	2.375.047
1.02.04.01.01	Contrato de Concessão	1.812.170	1.919.327
1.02.04.01.02	Software	104.088	95.659
1.02.04.01.03	Ativos Contratuais	432.777	360.061

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2019</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2018</b>
2	Passivo Total	8.619.739	6.490.161
2.01	Passivo Circulante	1.997.639	2.058.430
2.01.01	Obrigações Sociais e Trabalhistas	53.873	53.088
2.01.01.02	Obrigações Trabalhistas	53.873	53.088
2.01.02	Fornecedores	664.441	702.597
2.01.02.01	Fornecedores Nacionais	664.441	702.597
2.01.02.01.01	Fornecedores Nacionais	217.139	305.351
2.01.02.01.02	Fornecedores Estrangeiros	2.753	7.956
2.01.02.01.03	Partes Relacionadas	444.549	389.290
2.01.03	Obrigações Fiscais	139.652	128.901
2.01.03.01	Obrigações Fiscais Federais	31.979	35.510
2.01.03.02	Obrigações Fiscais Estaduais	105.683	91.035
2.01.03.03	Obrigações Fiscais Municipais	1.990	2.356
2.01.04	Empréstimos e Financiamentos	493.327	675.734
2.01.04.01	Empréstimos e Financiamentos	480.985	673.973
2.01.04.01.01	Em Moeda Nacional	480.873	673.858
2.01.04.01.02	Em Moeda Estrangeira	112	115
2.01.04.02	Debêntures	12.342	1.761
2.01.04.02.01	Debentures	12.342	1.761
2.01.05	Outras Obrigações	646.346	498.110
2.01.05.02	Outros	646.346	498.110
2.01.05.02.04	Obrigações por arrendamentos	7.377	0
2.01.05.02.06	Dividendos a pagar	146.157	73.357
2.01.05.02.08	Instrumentos financeiros derivativos - swap	145	251
2.01.05.02.09	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	1.520	2.377
2.01.05.02.10	Outras Obrigações	45.556	45.113
2.01.05.02.11	Taxas Regulamentares	353.535	377.012
2.01.05.02.12	Passivos financeiros setoriais	92.056	0
2.02	Passivo Não Circulante	3.702.399	1.569.091
2.02.01	Empréstimos e Financiamentos	1.909.105	1.212.623
2.02.01.01	Empréstimos e Financiamentos	435.204	401.243
2.02.01.01.01	Em Moeda Nacional	424.564	390.484
2.02.01.01.02	Em Moeda Estrangeira	10.640	10.759
2.02.01.02	Debêntures	1.473.901	811.380
2.02.01.02.01	Debentures	1.473.901	811.380
2.02.02	Outras Obrigações	1.603.044	196.062
2.02.02.02	Outros	1.603.044	196.062
2.02.02.02.03	Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	1.399.470	0
2.02.02.02.04	Tributos a Pagar	6.999	8.197
2.02.02.02.05	Obrigações com Benefícios Pós-Emprego	110.591	112.102
2.02.02.02.06	Taxas regulamentares	80.867	68.464
2.02.02.02.07	Passivos financeiros setoriais	0	7.010
2.02.02.02.08	Outras Obrigações	305	289
2.02.02.02.09	Obrigações por arrendamentos	4.812	0
2.02.04	Provisões	190.250	160.406
2.02.04.01	Provisões Fiscais Previdenciárias Trabalhistas e Cíveis	190.250	160.406

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 30/06/2019</b>	<b>Exercício Anterior 31/12/2018</b>
2.02.04.01.02	Provisões Previdenciárias e Trabalhistas	35.228	31.582
2.02.04.01.04	Provisões Cíveis	121.397	114.149
2.02.04.01.05	Provisões Regulatórias	33.625	14.675
2.03	Patrimônio Líquido	2.919.701	2.862.640
2.03.01	Capital Social Realizado	808.166	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	1.647.649	1.762.701
2.03.04.01	Reserva Legal	48.845	48.845
2.03.04.07	Reserva de Incentivos Fiscais	839.482	814.613
2.03.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	72.801
2.03.04.10	Reserva de reforço de capital de giro	759.322	826.442
2.03.05	Lucros/Prejuízos Acumulados	105.096	0
2.03.08	Outros Resultados Abrangentes	119	222

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/04/2019 à 30/06/2019</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/06/2019</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2018 à 30/06/2018</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/06/2018</b>
3.01	Receita de Venda de Bens e/ou Serviços	1.280.546	2.475.364	1.312.854	2.338.114
3.02	Custo dos Bens e/ou Serviços Vendidos	-1.083.408	-2.182.593	-1.160.231	-2.025.937
3.03	Resultado Bruto	197.138	292.771	152.623	312.177
3.04	Despesas/Receitas Operacionais	-59.319	-126.423	-47.139	-84.564
3.04.01	Despesas com Vendas	-21.856	-46.012	-9.488	-21.617
3.04.02	Despesas Gerais e Administrativas	-48.868	-104.532	-47.574	-84.389
3.04.04	Outras Receitas Operacionais	12.497	26.671	11.735	24.307
3.04.05	Outras Despesas Operacionais	-1.092	-2.550	-1.812	-2.865
3.05	Resultado Antes do Resultado Financeiro e dos Tributos	137.819	166.348	105.484	227.613
3.06	Resultado Financeiro	-6.493	-24.198	441	-12.216
3.06.01	Receitas Financeiras	63.358	102.963	56.849	86.270
3.06.02	Despesas Financeiras	-69.851	-127.161	-56.408	-98.486
3.07	Resultado Antes dos Tributos sobre o Lucro	131.326	142.150	105.925	215.397
3.08	Imposto de Renda e Contribuição Social sobre o Lucro	-8.371	-12.185	-24.883	-48.968
3.08.01	Corrente	-3.260	-8.825	-20.686	-29.426
3.08.02	Diferido	-5.111	-3.360	-4.197	-19.542
3.09	Resultado Líquido das Operações Continuadas	122.955	129.965	81.042	166.429
3.11	Lucro/Prejuízo do Período	122.955	129.965	81.042	166.429
3.99	Lucro por Ação - (Reais / Ação)				
3.99.01	Lucro Básico por Ação				
3.99.01.01	ON	1,57928	1,66931	1,04093	2,13767
3.99.01.02	PNA	1,67403	1,76947	1,10339	2,26593
3.99.01.03	PNB	1,73720	1,83625	1,14502	2,35144
3.99.02	Lucro Diluído por Ação				
3.99.02.01	ON	1,57928	1,66931	1,04093	2,13767
3.99.02.02	PNA	1,67403	1,76947	1,10339	2,26593
3.99.02.03	PNB	1,73720	1,83625	1,14502	2,35144

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Trimestre Atual 01/04/2019 à 30/06/2019</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/06/2019</b>	<b>Igual Trimestre do Exercício Anterior 01/04/2018 à 30/06/2018</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/06/2018</b>
4.01	Lucro Líquido do Período	122.955	129.965	81.042	166.429
4.02	Outros Resultados Abrangentes	-59	-103	-1.871	-854
4.02.03	Perda em instrumentos financeiros derivativos	-90	-156	-2.835	-1.294
4.02.04	Tributos diferidos sobre perda em instrumentos financeiros derivativos	31	53	964	440
4.03	Resultado Abrangente do Período	122.896	129.862	79.171	165.575

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

Código da Conta	Descrição da Conta	Acumulado do Atual	Acumulado do Exercício
		01/01/2019 à 30/06/2019	01/01/2018 à 30/06/2018
6.01	Caixa Líquido Atividades Operacionais	103.794	75.433
6.01.01	Caixa Gerado nas Operações	399.944	330.524
6.01.01.01	Lucro líquido do exercício	129.965	166.429
6.01.01.03	Provisão para créditos de liquidação duvidosa - outros créditos	35.099	16.473
6.01.01.04	Amortização e depreciação	132.042	106.612
6.01.01.05	Variações monetárias e juros líquidos	87.745	49.505
6.01.01.06	Valor residual do ativo intangível	2.103	2.071
6.01.01.07	Tributos e contribuições social diferidos	3.360	19.542
6.01.01.08	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	39.956	22.757
6.01.01.09	Benefício fiscal ágio incorporado	2.823	3.084
6.01.01.10	Resultado atuarial	5.243	5.030
6.01.01.13	Receita do ativo indenizável	-61.091	-40.703
6.01.01.14	Outros	9.989	4.276
6.01.01.15	P&D e eficiência energética	21.021	-13.617
6.01.01.16	Ativos e passivos financeiros setoriais	-8.311	-10.935
6.01.02	Variações nos Ativos e Passivos	-296.150	-255.091
6.01.02.01	Consumidores, concessionários e permissionários	-188.239	-51.595
6.01.02.03	Subvenção CDE - Desconto tarifário	13.090	12.566
6.01.02.04	Tributos a compensar	-1.446.614	-23.520
6.01.02.07	Cauções e depósitos	15.198	-1.844
6.01.02.08	Depósitos vinculados a litígios	-1.132	-1.416
6.01.02.09	Outros Ativos	24.584	21.240
6.01.02.10	Fornecedores	-38.156	-123.936
6.01.02.11	Foha de pagamento	785	4.923
6.01.02.12	Obrigações Fiscais	10.832	3.383
6.01.02.13	Taxas regulamentares	-33.024	-17.742
6.01.02.14	Ativos financeiros setoriais	-97.092	-260.166
6.01.02.15	Obrigações com benefício pós-emprego	-31.182	-12.146
6.01.02.17	Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	-10.112	-5.534
6.01.02.18	Outros passivos	396	-1.344
6.01.02.19	Passivos financeiros setoriais	85.046	202.040
6.01.02.20	Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	1.399.470	0
6.02	Caixa Líquido Atividades de Investimento	-323.505	-354.223
6.02.01	Aplicações no imobilizado e intangível	-321.056	-354.072
6.02.03	Aplicações financeiras	-2.449	-151
6.03	Caixa Líquido Atividades de Financiamento	425.980	318.315
6.03.01	Pagamento de empréstimos e financiamentos	-446.655	-250.639
6.03.02	Pagamento de juros de empréstimos	-25.407	-23.849
6.03.03	Pagamento de juros de debêntures	-26.824	-16.138
6.03.04	Captação de Debêntures	650.000	310.000
6.03.05	Pagamento parcelamento especial	-1.476	-1.429
6.03.06	Captação de empréstimos e Financiamentos	279.445	300.370
6.03.08	Pagamento de arrendamento financeiro	-3.103	0
6.05	Aumento (Redução) de Caixa e Equivalentes	206.269	39.525

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/06/2019</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/06/2018</b>
6.05.01	Saldo Inicial de Caixa e Equivalentes	95.835	154.276
6.05.02	Saldo Final de Caixa e Equivalentes	302.104	193.801

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2019 à 30/06/2019****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
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
5.04	Transações de Capital com os Sócios	67.120	0	-139.921	0	0	-72.801
5.04.01	Aumentos de Capital	67.120	0	-67.120	0	0	0
5.04.08	Dividendo Adicional Proposto	0	0	-72.801	0	0	-72.801
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	129.965	-103	129.862
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	129.965	0	129.965
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	0	-103	-103
5.05.02.06	Perda de instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	-156	-156
5.05.02.07	Tributos diferidos s/instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	53	53
5.06	Mutações Internas do Patrimônio Líquido	0	0	24.869	-24.869	0	0
5.06.04	Reserva de lucros-incentivo fiscal-ADENE	0	0	24.869	-24.869	0	0
5.07	Saldos Finais	808.166	358.671	1.647.649	105.096	119	2.919.701

**DFs Individuais / Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido / DMPL - 01/01/2018 à 30/06/2018****(Reais Mil)**

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Capital Social Integralizado</b>	<b>Reservas de Capital, Opções Outorgadas e Ações em Tesouraria</b>	<b>Reservas de Lucro</b>	<b>Lucros ou Prejuízos Acumulados</b>	<b>Outros Resultados Abrangentes</b>	<b>Patrimônio Líquido</b>
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
5.04	Transações de Capital com os Sócios	125.100	0	-125.100	0	0	0
5.04.01	Aumentos de Capital	125.100	0	-125.100	0	0	0
5.05	Resultado Abrangente Total	0	0	0	170.759	-854	169.905
5.05.01	Lucro Líquido do Período	0	0	0	166.429	0	166.429
5.05.02	Outros Resultados Abrangentes	0	0	0	4.330	-854	3.476
5.05.02.06	Perda de instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	-1.294	-1.294
5.05.02.07	Tributos diferidos s/instrumentos financeiros derivativos - swap	0	0	0	0	440	440
5.05.02.08	Adoção inicial do IFRS 9	0	0	0	4.330	0	4.330
5.07	Saldos Finais	741.046	358.671	1.482.179	170.759	164	2.752.819

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

<b>Código da Conta</b>	<b>Descrição da Conta</b>	<b>Acumulado do Atual Exercício 01/01/2019 à 30/06/2019</b>	<b>Acumulado do Exercício Anterior 01/01/2018 à 30/06/2018</b>
7.01	Receitas	3.717.044	3.474.639
7.01.01	Vendas de Mercadorias, Produtos e Serviços	3.367.631	3.092.817
7.01.02	Outras Receitas	52.734	47.412
7.01.03	Receitas refs. à Construção de Ativos Próprios	331.778	350.883
7.01.04	Provisão/Reversão de Créds. Liquidação Duvidosa	-35.099	-16.473
7.02	Insumos Adquiridos de Terceiros	-2.081.519	-1.923.388
7.02.02	Materiais, Energia, Servs. de Terceiros e Outros	-1.692.528	-1.527.550
7.02.04	Outros	-388.991	-395.838
7.02.04.01	Custo de construção	-331.778	-350.883
7.02.04.02	Outras despesas operacionais	-57.213	-44.955
7.03	Valor Adicionado Bruto	1.635.525	1.551.251
7.04	Retenções	-121.968	-97.872
7.04.01	Depreciação, Amortização e Exaustão	-121.968	-97.872
7.05	Valor Adicionado Líquido Produzido	1.513.557	1.453.379
7.06	Vlr Adicionado Recebido em Transferência	102.963	86.270
7.06.02	Receitas Financeiras	102.963	86.270
7.07	Valor Adicionado Total a Distribuir	1.616.520	1.539.649
7.08	Distribuição do Valor Adicionado	1.616.520	1.539.649
7.08.01	Pessoal	101.303	99.362
7.08.01.01	Remuneração Direta	65.084	63.854
7.08.01.02	Benefícios	16.809	15.250
7.08.01.03	F.G.T.S.	2.995	2.897
7.08.01.04	Outros	16.415	17.361
7.08.01.04.01	Outros Encargos Sociais	4.540	4.359
7.08.01.04.02	Previdência Complementar	4.300	4.323
7.08.01.04.03	Participação nos Resultados	7.575	8.679
7.08.02	Impostos, Taxas e Contribuições	1.251.200	1.168.017
7.08.02.01	Federais	536.906	521.780
7.08.02.02	Estaduais	711.526	644.463
7.08.02.03	Municipais	2.768	1.774
7.08.03	Remuneração de Capitais de Terceiros	134.052	105.841
7.08.03.01	Juros	83.264	57.636
7.08.03.02	Aluguéis	6.890	7.355
7.08.03.03	Outras	43.898	40.850
7.08.05	Outros	129.965	166.429
7.08.05.01	Reserva de Incentivo Fiscal - ADENE	24.869	28.665
7.08.05.02	Retenção de Lucros	105.096	137.764

## Comentário do Desempenho

**Fortaleza, 30 de julho 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 segundo trimestre e dos seis primeiros meses de 2019 (2T19 e 6M19). As informações financeiras e operacionais a seguir, exceto quando indicado de outra forma, são apresentadas de acordo com a legislação brasileira aplicável e vigente.

### DESTAQUES

#### DESTAQUES DO PERÍODO

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	2.946	2.885	2,1%	2.981	-1,2%	5.927	5.717	3,7%
Receita Bruta (R\$ mil)	1.889.502	1.874.126	0,8%	1.809.907	4,4%	3.699.409	3.443.700	7,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	1.280.546	1.312.854	-2,5%	1.194.818	7,2%	2.475.364	2.338.114	5,9%
EBITDA (3) (R\$ mil)*	201.671	154.908	30,2%	86.645	>100,0%	288.316	325.485	-11,4%
Margem EBITDA (%)*	15,75%	11,80%	3,95 p.p	7,25%	8,50 p.p	11,65%	13,92%	-2,27 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	18,05%	14,04%	4,01 p.p	8,44%	9,61 p.p	13,45%	16,38%	-2,93 p.p
EBIT (4) (R\$ mil)*	137.819	105.484	30,7%	28.529	>100,0%	166.348	227.613	-26,9%
Margem EBIT (%)*	10,76%	8,03%	2,73 p.p	2,39%	8,37 p.p	6,72%	9,73%	-3,01 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	122.955	81.042	51,7%	7.010	>100,0%	129.965	166.429	-21,9%
Margem Líquida	9,60%	6,17%	3,43 p.p	0,59%	9,01 p.p	5,25%	7,12%	-1,87 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	11,00%	7,34%	3,66 p.p	0,68%	10,32 p.p	6,06%	8,37%	-2,31 p.p
CAPEX (R\$ mil)*	173.220	223.586	-22,5%	159.179	8,8%	332.399	342.278	-2,9%
DEC (12 meses)*	13,69	9,00	52,1%	11,85	15,5%	13,69	9,00	52,1%
FEC (12 meses)*	5,42	5,55	-2,3%	5,17	4,8%	5,42	5,55	-2,3%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,83%	99,73%	-0,90 p.p	99,15%	-0,32 p.p	98,83%	99,73%	-0,90 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,83%	13,92%	-0,09 p.p	13,56%	0,27 p.p	13,83%	13,92%	-0,09 p.p
Nº de Consumidores Totais*	4.178.234	4.075.597	2,5%	4.141.625	0,9%	4.178.234	4.075.597	2,5%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.120	1.110	0,9%	1.113	0,6%	1.120	1.110	0,9%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	326	345	-5,5%	348	-6,3%	657	684	-3,9%
PMSO (5)/Consumidor*	43,96	40,31	9,1%	44,30	-0,8%	87,88	79,57	10,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	463	487	-4,9%	483	-4,1%	463	487	-4,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.026	8.361	8,0%	8.571	5,3%	9.026	8.361	8,0%

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

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

### 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\*

	2T19	2T18	Var. %
Área de Concessão (km <sup>2</sup> )	148.921	148.921	-
Municípios (Qte.)	184	184	-
Habitantes (Qte.) (1)	9.098.645	9.044.647	0,6%
Consumidores (Unid.)	4.178.234	4.075.597	2,5%
Linhas de Distribuição (Km)	145.737	142.290	2,4%
Linhas de Transmissão (Km)	5.261	5.145	2,3%
Subestações (Unid.)	118	114	3,5%
Volume de Energia 12 meses (GWh)	12.000	11.613	3,3%
Marketshare no Brasil - Nº de Clientes (2)	4,27%	4,26%	0,01 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 ABRADÉE

(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

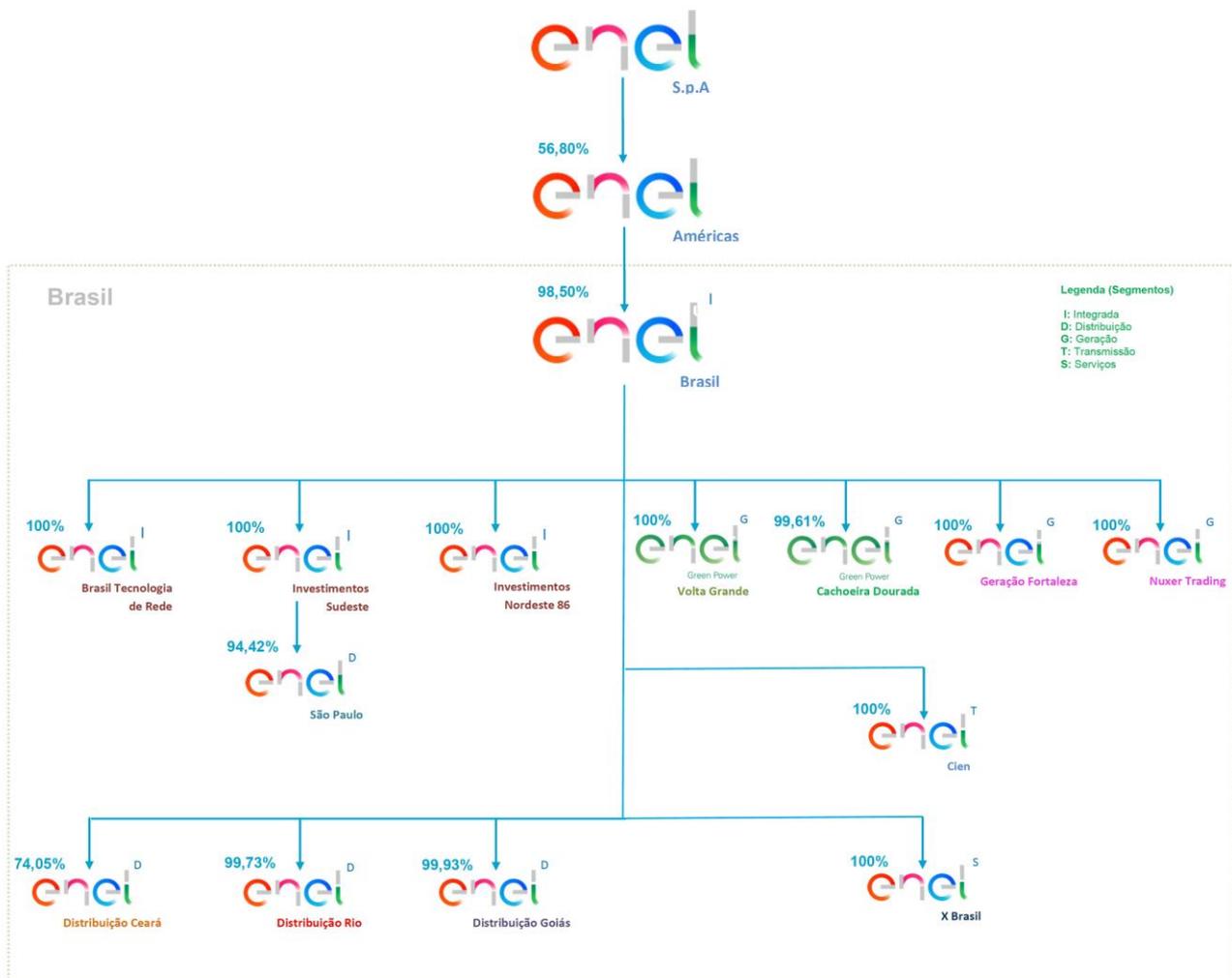
A Enel Distribuição Ceará é uma sociedade anônima de capital aberto.

#### ESTRUTURA DE CONTROLE (EM 30/06/2019)

	ON (1)	%	PNA	PNB	PN	%	TOTAL	%
<b>Controladores</b>	<b>47.064.245</b>	<b>97,91%</b>	<b>10.588.006</b>	<b>424</b>	<b>10.588.430</b>	<b>35,55%</b>	<b>57.652.675</b>	<b>74,05%</b>
Enel Brasil	47.064.245	97,91%	10.588.006	424	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
<b>Não Controladores</b>	<b>1.003.692</b>	<b>2,09%</b>	<b>17.664.694</b>	<b>1.534.238</b>	<b>19.198.932</b>	<b>64,45%</b>	<b>20.202.624</b>	<b>25,95%</b>
Eletrobras	-	-	3.967.756	1.531.141	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Fundos de Pensão	919.403	1,91%	25.914	-	25.914	0,09%	945.317	1,21%
Fundos e Clubes de Investimentos	-	-	7.339.309	-	7.339.309	24,64%	7.339.309	9,43%
Outros	84.289	0,18%	6.331.715	3.097	6.334.812	21,26%	6.419.101	8,25%
<b>Totais</b>	<b>48.067.937</b>	<b>100,0%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>1.534.662</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,0%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,0%</b>

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

#### Posição em 30 de junho 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.

#### COTAÇÃO DE FECHAMENTO (R\$/AÇÃO)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Ordinárias - ON (COCE3)	50,00	52,69	-5,1%	45,00	11,1%	50,00	52,69	-5,1%
<b>Preferenciais A - PNA (COCE5)</b>	<b>59,00</b>	<b>47,00</b>	<b>25,5%</b>	<b>52,30</b>	<b>12,8%</b>	<b>59,00</b>	<b>47,00</b>	<b>25,5%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

variação sem ajuste por proventos

## Comentário do Desempenho

## 3 DESEMPENHO OPERACIONAL

## Mercado de Energia

## Crescimento de Mercado

## NÚMERO DE CONSUMIDORES (UNIDADES)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.568.972</b>	<b>3.510.258</b>	<b>1,7%</b>	<b>3.551.881</b>	<b>0,5%</b>	<b>3.568.972</b>	<b>3.510.258</b>	<b>1,7%</b>
Residencial - Convencional	1.993.770	1.849.903	7,8%	1.968.178	1,3%	1.993.770	1.849.903	7,8%
Residencial - Baixa Renda	813.726	881.885	-7,7%	829.233	-1,9%	813.726	881.885	-7,7%
Industrial	5.639	5.732	-1,6%	5.720	-1,4%	5.639	5.732	-1,6%
Comercial	164.371	175.191	-6,2%	165.822	-0,9%	164.371	175.191	-6,2%
Rural	543.194	549.517	-1,2%	534.710	1,6%	543.194	549.517	-1,2%
Setor Público	48.272	48.030	0,5%	48.218	0,1%	48.272	48.030	0,5%
<b>Cientes Livres</b>	<b>297</b>	<b>250</b>	<b>18,8%</b>	<b>288</b>	<b>3,1%</b>	<b>297</b>	<b>250</b>	<b>18,8%</b>
Industrial	113	101	11,9%	111	1,8%	113	101	11,9%
Comercial	176	142	23,9%	169	4,1%	176	142	23,9%
Rural	8	7	14,3%	8	-	8	7	14,3%
Revenda	2	2	-	2	-	2	2	-
Consumo Próprio	305	368	-17,1%	305	-	305	368	-17,1%
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>3.569.576</b>	<b>3.510.878</b>	<b>1,7%</b>	<b>3.552.476</b>	<b>0,5%</b>	<b>3.569.576</b>	<b>3.510.878</b>	<b>1,7%</b>
Consumidores Ativos Não Faturados	608.658	564.719	7,8%	589.149	3,3%	608.658	564.719	7,8%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>4.178.234</b>	<b>4.075.597</b>	<b>2,5%</b>	<b>4.141.625</b>	<b>0,9%</b>	<b>4.178.234</b>	<b>4.075.597</b>	<b>2,5%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

A Companhia encerrou o 2T19 com um incremento de 2,5% em relação à quantidade de consumidores registrado no 2T18. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado na classe residencial (convencional e baixa renda), com mais 75.708 novos consumidores\*.

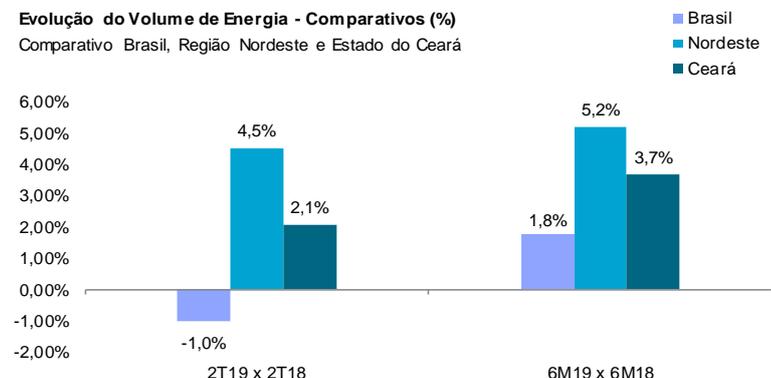
Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 404 milhões\*.

## Venda de Energia na Área de Concessão

## VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWH)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Mercado Cativo	2.401	2.398	0,1%	2.464	-2,6%	4.865	4.750	2,4%
Cientes Livres	545	487	11,9%	517	5,4%	1.062	967	9,8%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>2.946</b>	<b>2.885</b>	<b>2,1%</b>	<b>2.981</b>	<b>-1,2%</b>	<b>5.927</b>	<b>5.717</b>	<b>3,7%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

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

## Mercado Cativo

## VENDA DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWH)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Residencial - Convencional	872	820	6,3%	888	-1,8%	1.760	1.613	9,1%
Residencial - Baixa Renda	255	268	-4,9%	258	-1,2%	513	525	-2,3%
Industrial	156	173	-9,8%	160	-2,5%	316	344	-8,1%
Comercial	473	483	-2,1%	486	-2,7%	959	948	1,2%
Rural	261	280	-6,8%	296	-11,8%	557	577	-3,5%
Setor Público	384	374	2,7%	376	2,1%	760	743	2,3%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>2.401</b>	<b>2.398</b>	<b>0,1%</b>	<b>2.464</b>	<b>-2,6%</b>	<b>4.865</b>	<b>4.750</b>	<b>2,4%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

A variação observada acima (2T19 x 2T18), é explicada, principalmente, pelo aumento do consumo nas classes residenciais em 3,6%, devido as novas conexões ocorridas no período desses consumidores, parcialmente compensado pela migração para o mercado livre de consumidores industriais.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### VENDE DE ENERGIA PER CAPITA NO MERCADO CATIVO (KWH/CONS.)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Residencial - Convencional	437	444	-1,6%	451	-3,1%	883	872	1,3%
Residencial - Baixa Renda	314	304	3,3%	311	1,0%	631	595	6,1%
Industrial	27.728	30.114	-7,9%	27.967	-0,9%	56.097	59.991	-6,5%
Comercial	2.877	2.758	4,3%	2.930	-1,8%	5.833	5.414	7,7%
Rural	480	509	-5,7%	554	-13,4%	1.025	1.050	-2,4%
Setor Público	7.947	7.781	2,1%	7.806	1,8%	15.744	15.473	1,8%
<b>Total - Venda per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>673</b>	<b>683</b>	<b>-1,5%</b>	<b>694</b>	<b>-3,0%</b>	<b>1.363</b>	<b>1.353</b>	<b>0,7%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

### Clientes Livres

### TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWH)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Industrial	427	385	10,9%	405	5,4%	832	766	8,6%
Comercial	114	99	15,2%	108	5,6%	222	194	14,4%
Rural	4	3	33,3%	4	-	8	7	14,3%
<b>Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres*</b>	<b>545</b>	<b>487</b>	<b>11,9%</b>	<b>517</b>	<b>5,4%</b>	<b>1.062</b>	<b>967</b>	<b>9,8%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

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

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Industrial	3.777	3.811	-0,9%	3.652	3,4%	7.364	7.580	-2,8%
Comercial	649	697	-6,9%	640	1,4%	1.263	1.368	-7,7%
Rural	473	474	-0,2%	467	1,3%	940	962	-2,3%
<b>Média - Transporte per capita p/ Clientes Livres*</b>	<b>1.834</b>	<b>1.949</b>	<b>-5,9%</b>	<b>1.796</b>	<b>2,1%</b>	<b>3.576</b>	<b>3.866</b>	<b>-7,5%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

A redução no transporte de energia per capita aos clientes livres no 2T19 em relação ao 2T18 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 2T18.

### Compra de Energia

### COMPRA DE ENERGIA (GWH)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Central Geradora Termelétrica Fortaleza - CGTF	671	671	-	664	1,1%	1.334	1.334	-
Centrais Elétricas - FURNAS	210	215	-2,3%	204	2,9%	414	427	-3,0%
Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF	299	298	0,3%	292	2,4%	591	592	-0,2%
Companhia Energética de São Paulo - CESP	16	17	-5,9%	16	-	32	33	-3,0%
Petróleo Brasileiro S/A - Petrobrás	247	247	-	244	1,2%	491	490	0,2%
Eletronorte	21	24	-12,5%	20	5,0%	41	47	-12,8%
COPEL	29	25	16,0%	28	3,6%	57	46	23,9%
CEMIG	29	35	-17,1%	28	3,6%	57	108	-47,2%
Tractebel Energia S.A	63	65	-3,1%	62	1,6%	125	130	-3,8%
Eletrobras Termonuclear S/A - Eletronuclear	97	94	3,2%	96	1,0%	193	188	2,7%
PROINFA	57	58	-1,7%	55	3,6%	112	114	-1,8%
Outros	1.379	1.377	0,1%	1.409	-2,1%	2.788	2.690	3,6%
<b>Total - Compra de Energia s/ CCEE</b>	<b>3.118</b>	<b>3.126</b>	<b>-0,3%</b>	<b>3.118</b>	<b>-</b>	<b>6.235</b>	<b>6.199</b>	<b>0,6%</b>
Liquidação na CCEE	(126)	(232)	-45,7%	(173)	-27,2%	(299)	(407)	-26,5%
<b>Total - Compra de Energia</b>	<b>2.992</b>	<b>2.894</b>	<b>3,4%</b>	<b>2.945</b>	<b>1,6%</b>	<b>5.936</b>	<b>5.792</b>	<b>2,5%</b>
Energia Distribuída								
Wobben e Energyworks	1	1	-	1	-	2	2	-
<b>Total - Compra de Energia c/ Energia Distribuída</b>	<b>2.993</b>	<b>2.895</b>	<b>3,4%</b>	<b>2.946</b>	<b>1,6%</b>	<b>5.938</b>	<b>5.794</b>	<b>2,5%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### Balanco de Energia

#### BALANÇO DE ENERGIA\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Energia requerida (GWh)	3.422	3.309	3,4%	3.381	1,2%	6.802	6.619	2,8%
Energia distribuída (GWh)	2.952	2.892	2,1%	2.988	-1,2%	5.939	5.729	3,7%
Residencial - Convencional	872	820	6,3%	888	-1,8%	1.760	1.613	9,1%
Residencial - Baixa Renda	255	268	-4,9%	258	-1,2%	513	525	-2,3%
Industrial	156	173	-9,8%	160	-2,5%	316	344	-8,1%
Comercial	473	483	-2,1%	486	-2,7%	959	948	1,2%
Rural	261	280	-6,8%	296	-11,8%	557	577	-3,5%
Setor Público	384	374	2,7%	376	2,1%	760	743	2,3%
Clientes Livres	545	487	11,9%	517	5,4%	1.062	967	9,8%
Revenda	2	3	-33,3%	3	-33,3%	5	5	-
Consumo Próprio	4	4	-	4	-	7	7	-
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (GWh)	470	416	13,0%	392	19,9%	863	891	-3,1%
Perdas na Distribuição - Sistema Coelce (%)	13,72%	12,58%	1,14 p.p	11,61%	2,11 p.p	12,69%	13,46%	-0,77 p.p

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

### Indicadores Operacionais

#### INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
DEC 12 meses (horas)	13,69	9,00	52,1%	11,85	15,5%	13,69	9,00	52,1%
FEC 12 meses (vezes)	5,42	5,55	-2,3%	5,17	4,8%	5,42	5,55	-2,3%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,83%	13,92%	-0,09 p.p	13,56%	0,27 p.p	13,83%	13,92%	-0,09 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,83%	99,73%	-0,90 p.p	99,15%	-0,32 p.p	98,83%	99,73%	-0,90 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	326	345	-5,5%	348	-6,3%	657	684	-3,9%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	463	487	-5,0%	483	-4,2%	463	487	-5,0%
PMSO (3)/Consumidor	43,96	40,31	9,1%	44,30	-0,8%	87,88	79,57	10,4%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.026	8.361	8,0%	8.571	5,3%	9.026	8.361	8,0%

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

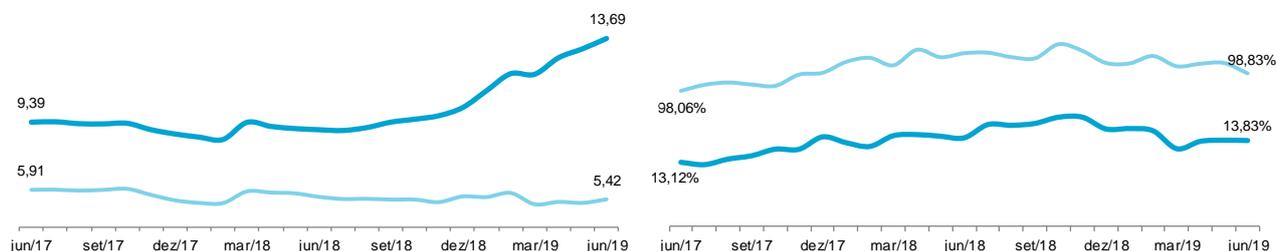
(3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

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

Dados de Jun/17 a Jun/19

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

Dados de Jun/17 a Jun/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 2T19 comparado ao 2T18, 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 primeiros meses do ano também impactou este indicador de qualidade.

A Enel Distribuição Ceará investiu R\$ 220 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 13,83%\* no 2T19, uma redução de 0,09 p.p. em relação às perdas registradas no 2T18, de 13,92%\*. Esta redução reflete os resultados 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\$ 62 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 (%)

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Receita Operacional Bruta	1.889.502	1.874.126	0,8%	1.809.907	4,4%	3.699.409	3.443.700	7,4%
Deduções à Receita Operacional	(608.956)	(561.272)	8,5%	(615.089)	-1,0%	(1.224.045)	(1.105.586)	10,7%
Receita Operacional Líquida	1.280.546	1.312.854	-2,5%	1.194.818	7,2%	2.475.364	2.338.114	5,9%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(1.142.727)	(1.207.370)	-5,4%	(1.166.289)	-2,0%	(2.309.016)	(2.110.501)	9,4%
<b>EBITDA(3)*</b>	<b>201.671</b>	<b>154.908</b>	<b>30,2%</b>	<b>86.645</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>288.316</b>	<b>325.485</b>	<b>-11,4%</b>
Margem EBITDA*	15,75%	11,80%	3,95 p.p	7,25%	8,50 p.p	11,65%	13,92%	-2,27 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção*	18,05%	14,04%	4,01 p.p	8,44%	9,61 p.p	13,45%	16,38%	-2,93 p.p
EBIT(4)*	137.819	105.484	30,7%	28.529	>100,0%	166.348	227.613	-26,9%
Margem EBIT*	10,76%	8,03%	2,73 p.p	2,39%	8,37 p.p	6,72%	9,73%	-3,01 p.p
Resultado Financeiro	(6.493)	441	<-100,0%	(17.705)	-63,3%	(24.198)	(12.216)	98,1%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(8.371)	(24.883)	-66,4%	(3.814)	>100,0%	(12.185)	(48.968)	-75,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>122.955</b>	<b>81.042</b>	<b>51,7%</b>	<b>7.010</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>129.965</b>	<b>166.429</b>	<b>-21,9%</b>
Margem Líquida	9,60%	6,17%	3,43 p.p	0,59%	9,01 p.p	5,25%	7,12%	-1,87 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	11,00%	7,34%	3,66 p.p	0,68%	10,32 p.p	6,06%	8,37%	-2,31 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)	1,58	1,04	51,7%	0,09	>100,0%	1,67	2,14	-21,9%

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

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

## Receita Operacional Bruta

## RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.461.737	1.368.055	6,8%	1.356.787	7,7%	2.818.524	2.671.276	5,5%
Subsídio Baixa Renda	45.722	54.509	-16,1%	43.838	4,3%	89.560	105.710	-15,3%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	55.915	56.092	-0,3%	64.406	-13,2%	120.321	119.557	0,6%
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	1.563.374	1.478.656	5,7%	1.465.031	6,7%	3.028.405	2.896.543	4,6%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(6.276)	118.210	<-100,0%	34.593	<-100,0%	28.317	62.072	-54,4%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	108.516	52.704	>100,0%	96.078	12,9%	204.594	99.843	>100,0%
Receita de Construção	163.261	209.198	-22,0%	168.517	-3,1%	331.778	350.883	-5,4%
Outras Receitas	60.627	15.358	>100,0%	45.688	32,7%	106.315	34.359	>100,0%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.889.502</b>	<b>1.874.126</b>	<b>0,8%</b>	<b>1.809.907</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.699.409</b>	<b>3.443.700</b>	<b>7,4%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

O aumento da receita operacional bruta da Enel Distribuição Ceará foi de 0,8% no 2T19 em relação ao 2T18 (R\$ 15 milhões). Excluindo o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, no 2T19, alcançou o montante de R\$ 1,73 bilhão, um aumento de R\$ 61 milhões em relação ao 2T18, cujo montante foi de R\$ 1,66 bilhão. Este aumento é resultado, principalmente, dos seguintes efeitos:

- Aumento de 5,7% na receita pelo fornecimento de energia elétrica – mercado cativo (R\$ 84 milhões) como resultado, principalmente, tanto do 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), como da revisão tarifária de 2019, que passou a vigorar em abril 2019, gerando um incremento médio de 8,22% nas tarifas da Companhia.
- Aumento de R\$ 56 milhões na rubrica de Receita de uso da rede elétrica devido (i) ao aumento no volume de transporte de energia para o mercado livre que cresceu 11,9% (545 Gwh no 2T19 vs.487 Gwh no 2T18); e (ii) a remuneração da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) não só de clientes livres, mas também dos clientes cativos, que em função do novo sistema comercial passou a ser contabilizado nesta rubrica. Anteriormente era registrado na rubrica de fornecimento de energia elétrica.
- Aumento de R\$ 45 milhões na rubrica de outras receitas, em razão, principalmente, da Companhia ter aderido, a partir de janeiro de 2019, ao mecanismo de venda de excedentes, conforme Resolução Normativa N° 824, de 10 de julho de 2018.

Este efeito foi parcialmente compensado pela:

- Redução de R\$ 124 milhões na rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais, em função de uma maior amortização na CVA de compra de energia, rede básica e de energia de reserva.

## Comentário do Desempenho

### Deduções da Receita

#### DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
ICMS	(362.151)	(333.405)	8,6%	(349.365)	3,7%	(711.516)	(644.456)	10,4%
COFINS	(115.110)	(127.711)	-9,9%	(127.172)	-9,5%	(242.282)	(235.230)	3,0%
PIS	(24.991)	(27.727)	-9,9%	(27.610)	-9,5%	(52.601)	(51.070)	3,0%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(502.252)</b>	<b>(488.843)</b>	<b>2,7%</b>	<b>(504.147)</b>	<b>-0,4%</b>	<b>(1.006.399)</b>	<b>(930.756)</b>	<b>8,1%</b>
P&D	(10.991)	(10.584)	3,8%	(10.030)	9,6%	(21.021)	(19.253)	9,2%
Encargo Setorial CDE	(93.370)	(92.948)	0,5%	(99.066)	-5,7%	(192.436)	(184.877)	4,1%
Outros impostos e contribuições a receita	(2.343)	(1.767)	32,6%	(1.846)	26,9%	(4.189)	(3.570)	17,3%
Ressarcimento P&D	-	32.870	-100,0%	-	-	-	32.870	-100,0%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(106.704)</b>	<b>(72.429)</b>	<b>47,3%</b>	<b>(110.942)</b>	<b>-3,8%</b>	<b>(217.646)</b>	<b>(174.830)</b>	<b>24,5%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(608.956)</b>	<b>(561.272)</b>	<b>8,5%</b>	<b>(615.089)</b>	<b>-1,0%</b>	<b>(1.224.045)</b>	<b>(1.105.586)</b>	<b>10,7%</b>

(1) Variação entre 2T 19 e 1T 19; (2) Variação entre 6M 19 e 6M 18.

As deduções da receita foram maiores em R\$ 48 milhões em relação ao mesmo trimestre do ano anterior. Isto se deve, principalmente, às seguintes variações:

- Aumento de 2,7% (R\$ 13 milhões) nos tributos resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo.
- Incremento de 47,3% (R\$ 34 milhões) nos encargos setoriais, em razão, principalmente, do efeito na rubrica de Ressarcimento P&D ocorrido no 2T18, decorrente de devolução, pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida – ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na geração de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional – SIN.

### Custos e Despesas Operacionais

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

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
<b>Custos e despesas não gerenciáveis</b>								
Energia elétrica comprada para revenda	(668.095)	(708.138)	-5,7%	(703.642)	-5,1%	(1.371.737)	(1.197.448)	14,6%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(73.312)	(82.712)	-11,4%	(60.209)	21,8%	(133.521)	(153.579)	-13,1%
<b>Total - Não gerenciáveis</b>	<b>(741.407)</b>	<b>(790.850)</b>	<b>-6,3%</b>	<b>(763.851)</b>	<b>-2,9%</b>	<b>(1.505.258)</b>	<b>(1.351.027)</b>	<b>11,4%</b>
<b>Custos e despesas gerenciáveis</b>								
Pessoal	(43.221)	(42.035)	2,8%	(45.501)	-5,0%	(88.722)	(88.647)	0,1%
Material e Serviços de Terceiros	(99.220)	(91.715)	8,2%	(88.050)	12,7%	(187.270)	(176.523)	6,1%
Depreciação e Amortização	(63.852)	(49.424)	29,2%	(58.116)	9,9%	(121.968)	(97.872)	24,6%
Custo de Desativação de Bens	(2.195)	(4.213)	-47,9%	(5.011)	-56,2%	(7.206)	(8.878)	-18,8%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(13.648)	(4.738)	>100,0%	(21.451)	-36,4%	(35.099)	(16.473)	>100,0%
Custo de Construção	(163.261)	(209.198)	-22,0%	(168.517)	-3,1%	(331.778)	(350.883)	-5,4%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(10.826)	(10.245)	5,7%	(18.847)	-42,6%	(29.673)	(11.162)	>100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	11.676	10.608	10,1%	12.697	-8,0%	24.373	22.460	8,5%
Outras Despesas Operacionais	(16.773)	(15.560)	7,8%	(9.642)	74,0%	(26.415)	(31.496)	-16,1%
<b>Total - Gerenciáveis</b>	<b>(401.320)</b>	<b>(416.520)</b>	<b>-3,6%</b>	<b>(402.438)</b>	<b>-0,3%</b>	<b>(803.758)</b>	<b>(759.474)</b>	<b>5,8%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesa Operacional</b>	<b>(1.142.727)</b>	<b>(1.207.370)</b>	<b>-5,4%</b>	<b>(1.166.289)</b>	<b>-2,0%</b>	<b>(2.309.016)</b>	<b>(2.110.501)</b>	<b>9,4%</b>

(1) Variação entre 2T 19 e 1T 19; (2) Variação entre 6M 19 e 6M 18.

Os custos e despesas operacionais no 2T19 em relação ao 2T18 aumentaram em R\$ 65 milhões. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas operacionais da Companhia, no 2T19, alcançaram o montante de R\$ 979 milhões, o que representa uma redução de R\$ 19 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 998 milhões. Esta redução é resultado das seguintes variações:

Custos não gerenciáveis: redução de R\$ 49 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:

- Redução na rubrica Energia elétrica comprada para revenda (R\$ 40 milhões) decorrente, principalmente, de menor custo dos contratos com térmicas no ambiente regulado, visto o menor custo variável dessas usinas, redução do risco hidrológico e do custo do condomínio virtual atrelado às térmicas.
- Redução na rubrica Encargo do uso do sistema de transmissão (R\$ 9 milhões), explicada por diminuição de tarifa média, conforme homologado pelo órgão regulador, Aneel.

Custos gerenciáveis: redução nos custos e despesas gerenciáveis (R\$ 15 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, no 2T19, alcançaram o montante de R\$ 238 milhões, o que representa um incremento de R\$ 31 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior, cujo montante foi de R\$ 207 milhões, explicado por:

- Aumento de R\$ 9 milhões na rubrica de Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa em razão, principalmente, da piora nos indicadores de cobrança em decorrência, basicamente, do menor volume de corte de energia por inadimplência. Essa redução foi gerada pela maior criminalidade e aumento das zonas de risco impedindo a realização das operações de corte de acordo com os números programados.
- Aumento de R\$ 14 milhões em depreciação e amortização, devido ao aumento da base de ativos, reflexo de maior volume de investimentos realizados ao longo dos últimos anos.
- Aumento de R\$ 8 milhões em materiais e serviços de terceiros em razão, principalmente, do aumento dos custos com manutenção elétrica para assegurar a qualidade do sistema, além de maiores despesas com a continuidade do plano de combate ao furto de energia, o qual foi lançado ainda em 2018.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

### 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)

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Lucro Líquido do Período	122.955	81.042	51,7%	7.010	>100,0%	129.965	166.429	-21,9%
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 33)	8.371	24.883	-66,4%	3.814	>100,0%	12.185	48.968	-75,1%
(+) Resultado Financeiro (NE 32)	6.493	(441)	<-100,0%	17.705	-63,3%	24.198	12.216	98,1%
(=) EBIT	137.819	105.484	30,7%	28.529	>100,0%	166.348	227.613	-26,9%
(+) Depreciações e Amortizações (NE 31)	63.852	49.424	29,2%	58.116	9,9%	121.968	97.872	24,6%
(=) EBITDA	201.671	154.908	30,2%	86.645	>100,0%	288.316	325.485	-11,4%

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

### Resultado Financeiro

#### RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
<b>Receitas Financeiras</b>								
Renda de aplicação financeira	5.175	1.064	>100,0%	2.123	>100,0%	7.298	2.166	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	8.597	7.946	8,2%	7.618	12,9%	16.215	16.168	0,3%
Receita de ativo indenizável	35.428	26.313	34,6%	25.663	38,1%	61.091	40.703	50,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	8.311	8.413	-1,2%	-	-	8.311	10.935	-24,0%
Variações monetárias de dívida	390	1.268	-69,2%	836	-53,3%	1.226	1.699	-27,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.242	9.168	-86,5%	1.991	-37,6%	3.233	9.168	-64,7%
Outras receitas financeiras	4.215	2.677	57,5%	1.374	>100,0%	5.589	5.431	2,9%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>63.358</b>	<b>56.849</b>	<b>11,4%</b>	<b>39.605</b>	<b>60,0%</b>	<b>102.963</b>	<b>86.270</b>	<b>19,3%</b>
<b>Despesas financeiras</b>								
Variações monetárias de Dívida	(17.027)	(5.701)	>100,0%	(6.022)	>100,0%	(23.049)	(10.265)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(32.038)	(25.223)	27,0%	(28.177)	13,7%	(60.215)	(47.371)	27,1%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.267)	-	(4.534)	(4.174)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	580	-	-	(580)	<-100,0%	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(6.264)	(6.768)	-7,4%	(4.019)	55,9%	(10.283)	(11.595)	-11,3%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(5.954)	(492)	>100,0%	(3.592)	65,8%	(9.546)	(2.355)	>100,0%
Outras Multas	(28)	(292)	-90,4%	(109)	-74,3%	(137)	(1.140)	-88,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(1.490)	(10.491)	-85,8%	(2.327)	-36,0%	(3.817)	(10.491)	-63,6%
Outras despesas financeiras	(5.363)	(5.354)	0,2%	(10.217)	-47,5%	(15.580)	(11.095)	40,4%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(69.851)</b>	<b>(56.408)</b>	<b>23,8%</b>	<b>(57.310)</b>	<b>21,9%</b>	<b>(127.161)</b>	<b>(98.486)</b>	<b>29,1%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(6.493)</b>	<b>441</b>	<b>&lt;-100,0%</b>	<b>(17.705)</b>	<b>-63,3%</b>	<b>(24.198)</b>	<b>(12.216)</b>	<b>98,1%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

As despesas financeiras líquidas da Companhia encerraram o 2T19 em R\$ 6 milhões, um incremento de R\$ 7 milhões em relação ao trimestre do ano anterior. Abaixo segue as principais variações observadas nas rubricas de receitas e despesas financeiras:

- Aumento de R\$ 18 milhões na rubrica de encargos, variações monetárias de dívida e instrumento financeiro derivativo – hedge/swap – receita/despesa, explicado, principalmente, por maiores encargos de dívida devido maior saldo médio da dívida, parcialmente compensado pela capitalização de parte dos custos sobre os financiamentos de investimentos em curso no 2T19 no montante de R\$ 4 milhões.
- Aumento de R\$ 5 milhões na rubrica atualização de impostos, P&D/PEE em função da baixa de crédito tributário devido ausência de documentação suporte.

Estes efeitos foram parcialmente compensados por:

- Aumento de R\$ 4 milhões na rubrica de renda de aplicação financeira: Este aumento é em função de um maior volume de caixa aplicado entre os períodos analisados.
- Aumento de R\$ 9 milhões na rubrica de receita de ativo indenizável: Este aumento é explicado, principalmente, pelo aumento da base de ativos da Companhia, consequência do incremento de investimentos realizados no último ano.

## Comentário do Desempenho

### Tributos (IR/CSLL) e Outros

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

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
IR e CSLL	(31.828)	(36.192)	-12,1%	(2.403)	>100,0%	(34.231)	(74.549)	-54,1%
Incentivo Fiscal SUDENE	24.869	12.851	93,5%	-	-	24.869	28.665	-13,2%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.412)	(1.542)	-8,4%	(1.411)	0,1%	(2.823)	(3.084)	-8,5%
<b>Total</b>	<b>(8.371)</b>	<b>(24.883)</b>	<b>-66,4%</b>	<b>(3.814)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(12.185)</b>	<b>(48.968)</b>	<b>-75,1%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio e Incentivo Fiscal Sudene) no 2T19 registraram uma redução de R\$ 16 milhões. Esta variação é decorrente, principalmente, do aumento da base de cálculo do incentivo fiscal (receita operacional incentivada), ocasionando assim um aumento no valor do incentivo fiscal.

### Endividamento

#### INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Dívida bruta (R\$ mil)	2.402.396	1.662.466	44,5%	2.528.217	-5,0%	2.402.396	1.662.466	44,5%
Dívida com Terceiros	2.090.117	1.662.466	25,7%	2.221.828	-5,9%	2.090.117	1.662.466	25,7%
Dívida Intercompany	312.279	-	-	306.389	1,9%	312.279	-	-
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	372.533	276.158	34,9%	614.342	-39,4%	372.533	276.158	34,9%
Dívida líquida (R\$ mil)	2.029.863	1.386.308	46,4%	1.913.875	6,1%	2.029.863	1.386.308	46,4%
Dívida Bruta / EBITDA(2)*	3,50	2,31	51,9%	3,96	-11,5%	3,50	2,31	51,9%
Dívida Líquida / EBITDA(2)*	2,96	1,92	53,9%	3,00	-1,2%	2,96	1,92	53,9%
Dívida bruta / (Dívida bruta + PL)	0,45	0,38	19,9%	0,47	-3,6%	0,45	0,38	19,9%
Dívida líquida / (Dívida líquida + PL)	0,41	0,33	22,4%	0,40	2,5%	0,41	0,33	22,4%

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

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

A dívida bruta da Enel Distribuição Ceará encerrou o 2T19 em R\$ 2.402 milhões, um incremento de R\$ 740 milhões em relação ao mesmo período do ano anterior. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 650 milhões de debentures (7ª emissão), R\$ 340 milhões do BNB e R\$ 300 milhões intercompany), em conjunto com a correção monetária de 42 milhões e provisão de encargos de R\$ 120 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 600 milhões e R\$ 109 milhões.

A Enel Distribuição Ceará encerrou o 2T19 (6 meses) com o custo médio da dívida de 8,63% a.a., ou CDI + 2,10% a.a.

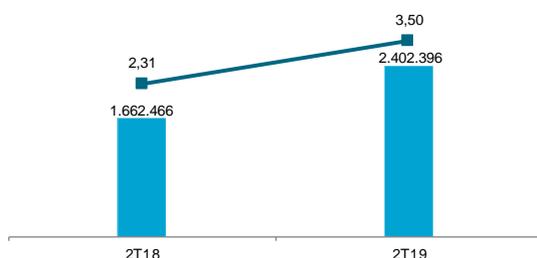
#### Colchão de Liquidez<sup>2</sup>

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 30 de junho 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.

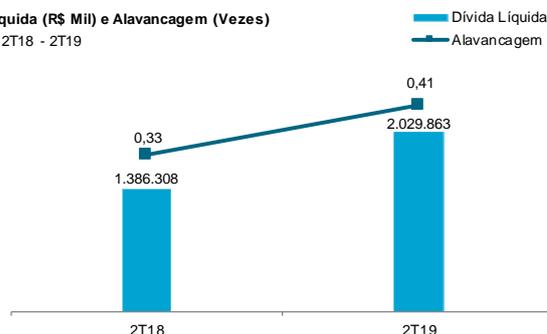
#### Classificação de Riscos (Rating)

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.

Dívida Bruta (R\$ Mil) e Dívida Bruta / EBITDA\* (Vezes)  
Evolução 2T18 - 2T19



Dívida Líquida (R\$ Mil) e Alavancagem (Vezes)  
Evolução 2T18 - 2T19

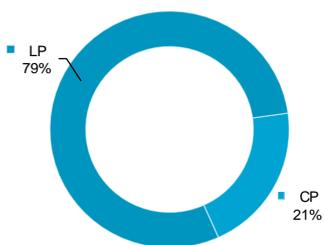


\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

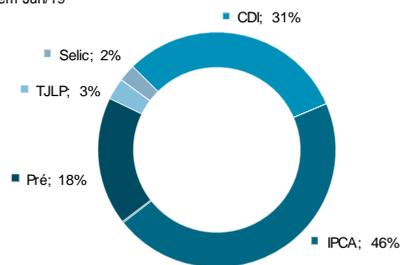
### Abertura da Dívida Bruta - CP e LP

Posição Final em Jun/19



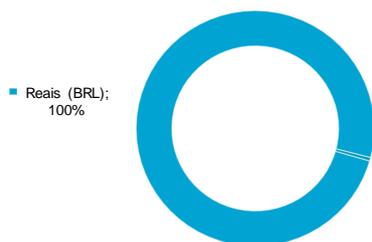
### Abertura da Dívida Bruta - Indexadores

Posição Final em Jun/19



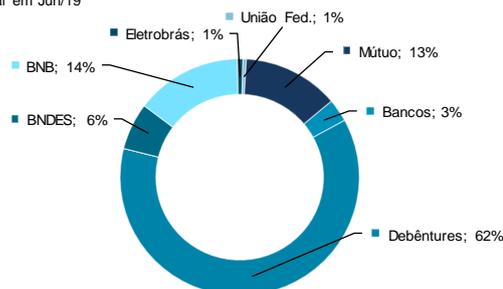
### Abertura da Dívida Bruta - Moedas

Posição Final em Jun/19



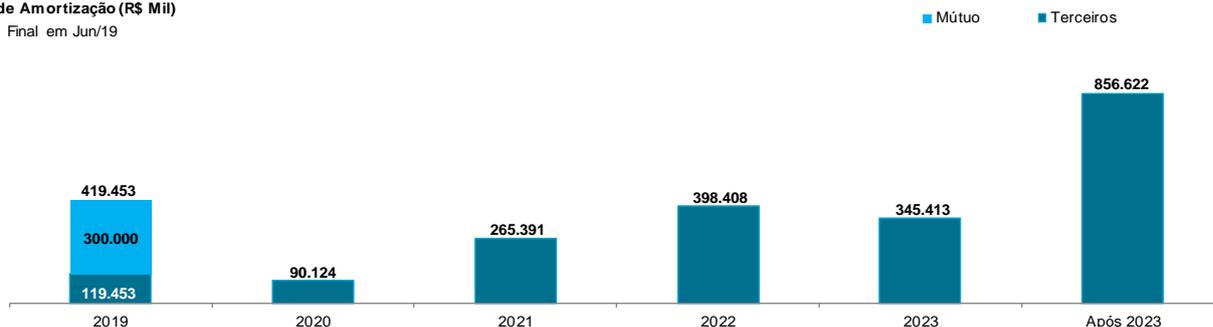
### Abertura da Dívida Bruta - Credor

Posição Final em Jun/19



### Curva de Amortização (R\$ Mil)

Posição Final em Jun/19



## Investimentos

### INVESTIMENTOS (R\$ MIL)\*

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
Novas Conexões	101.653	92.899	9,4%	108.830	-6,6%	210.483	182.187	15,5%
Rede	33.021	59.674	-44,7%	21.134	56,2%	54.154	84.036	-35,6%
Combate às Perdas	15.493	10.575	46,5%	8.695	78,2%	24.188	16.703	44,8%
Qualidade do Sistema Elétrico	6.321	26.021	-75,7%	7.551	-16,3%	13.871	35.618	-61,1%
Adequação à carga	11.207	23.078	-51,4%	4.888	>100,0%	16.095	31.715	-49,3%
Outros	34.804	36.624	-5,0%	27.824	25,1%	62.629	49.711	26,0%
Varição de Estoque	3.742	34.389	-89,1%	1.391	>100,0%	5.133	26.344	-80,5%
<b>Total Investido</b>	<b>173.220</b>	<b>223.586</b>	<b>-22,5%</b>	<b>159.179</b>	<b>8,8%</b>	<b>332.399</b>	<b>342.278</b>	<b>-2,9%</b>
Aportes/Subsídios	(10.077)	(13.109)	-23,1%	5.270	<-100,0%	(4.807)	(21.153)	-77,3%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>163.143</b>	<b>210.477</b>	<b>-22,5%</b>	<b>164.449</b>	<b>-0,8%</b>	<b>327.592</b>	<b>321.125</b>	<b>2,0%</b>

(1) Variação entre 2T19 e 1T19; (2) Variação entre 6M19 e 6M18.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Comentário do Desempenho

5

### OUTROS TEMAS RELEVANTES

#### Bandeiras Tarifárias vigentes até 30 de junho 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 à 30/04/2018 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

De 01/05/2018 à 30/06/2019 - A tarifa sofre redução e fica estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018);

A partir de 01/07/2019 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2551/19).

Bandeira vermelha: condições mais custosas de geração.

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

De 01/05/2018 à 30/06/2019 - 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);

A partir de 01/07/2019 - A tarifa sofre acréscimo de R\$ 4,00 (patamar 1) e R\$ 6,00 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2551/19).

As bandeiras tarifárias que vigoraram até julho 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	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	Amarela	Verde	Amarela					
PLD gatilho - R\$/MWh		116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44					

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

#### 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

Em 18/04/19, a Aneel homologou o resultado da quinta revisão tarifária periódica da Enel Distribuição Ceará, que passou a vigorar a partir de 22/04/19, consolidada por meio das contribuições aportadas na Audiência Pública nº NT\_67-2019\_SGT.

O resultado conduz a um efeito médio percebido pelo consumidor de 8,22%, sendo de 7,87% para os consumidores conectados na alta tensão e de 8,35% para os consumidores conectados para a baixa tensão. Fixou as perdas técnicas em 9,52% sobre energia injetada e perdas não técnicas de 7,56% sobre o mercado de Baixa Tensão.

#### Reajuste Tarifário Anual 2018

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 nº 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)

	2T19	2T18	Var. %	1T19	Var. % (1)	6M19	6M18	Var. % (2)
<b>Receita Operacional Bruta</b>	<b>1.889.502</b>	<b>1.874.126</b>	<b>0,8%</b>	<b>1.809.907</b>	<b>4,4%</b>	<b>3.699.409</b>	<b>3.443.700</b>	<b>7,4%</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	1.461.737	1.368.055	6,8%	1.356.787	7,7%	2.818.524	2.671.276	5,5%
Ativos e passivos financeiros setoriais	(6.276)	118.210	<100,0%	34.593	<100,0%	28.317	62.072	-54,4%
Subvenção Baixa Renda	45.722	54.509	-16,1%	43.838	4,3%	89.560	105.710	-15,3%
Subvenção CDE - Desconto Tarifário	55.915	56.092	-0,3%	64.406	-13,2%	120.321	119.557	0,6%
Receita de uso da rede elétrica - consumidores livres - revenda	108.516	52.704	>100,0%	96.078	12,9%	204.594	99.843	>100,0%
Receita de Construção	163.261	209.198	-22,0%	168.517	-3,1%	331.778	350.883	-5,4%
Outras Receitas	60.627	15.358	>100,0%	45.688	32,7%	106.315	34.359	>100,0%
<b>Deduções da Receita</b>	<b>(608.956)</b>	<b>(561.272)</b>	<b>8,5%</b>	<b>(615.089)</b>	<b>-1,0%</b>	<b>(1.224.045)</b>	<b>(1.105.586)</b>	<b>10,7%</b>
ICMS	(362.151)	(333.405)	8,6%	(349.365)	3,7%	(711.516)	(644.456)	10,4%
COFINS	(115.110)	(127.711)	-9,9%	(127.172)	-9,5%	(242.282)	(235.230)	3,0%
PIS	(24.991)	(27.727)	-9,9%	(27.610)	-9,5%	(52.601)	(51.070)	3,0%
P&D	(10.991)	(10.584)	3,8%	(10.030)	9,6%	(21.021)	(19.253)	9,2%
Encargo Setorial CDE	(93.370)	(92.948)	0,5%	(99.066)	-5,7%	(192.436)	(184.877)	4,1%
Outros impostos e contribuições a receita	(2.343)	(1.767)	32,6%	(1.846)	26,9%	(4.189)	(3.570)	17,3%
Ressarcimento P&D	-	32.870	-100,0%	-	-	-	32.870	-100,0%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>1.280.546</b>	<b>1.312.854</b>	<b>-2,5%</b>	<b>1.194.818</b>	<b>7,2%</b>	<b>2.475.364</b>	<b>2.338.114</b>	<b>5,9%</b>
<b>Custo do Serviço / Despesa Operacional</b>	<b>(1.142.727)</b>	<b>(1.207.370)</b>	<b>-5,4%</b>	<b>(1.166.289)</b>	<b>-2,0%</b>	<b>(2.309.016)</b>	<b>(2.110.501)</b>	<b>9,4%</b>
Custos e despesas não gerenciáveis	(741.407)	(790.850)	-6,3%	(763.851)	-2,9%	(1.505.258)	(1.351.027)	11,4%
Energia elétrica comprada para revenda	(668.095)	(708.138)	-5,7%	(703.642)	-5,1%	(1.371.737)	(1.197.448)	14,6%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(73.312)	(82.712)	-11,4%	(60.209)	21,8%	(133.521)	(153.579)	-13,1%
Custos e despesas gerenciáveis	(401.320)	(416.520)	-3,6%	(402.438)	-0,3%	(803.758)	(759.474)	5,8%
Pessoal	(43.221)	(42.035)	2,8%	(45.501)	-5,0%	(88.722)	(88.647)	0,1%
Material e Serviços de Terceiros	(99.220)	(91.715)	8,2%	(88.050)	12,7%	(187.270)	(176.523)	6,1%
Depreciação e Amortização	(63.852)	(49.424)	29,2%	(58.116)	9,9%	(121.968)	(97.872)	24,6%
Custos de Desativação de Bens	(2.195)	(4.213)	-47,9%	(5.011)	-56,2%	(7.206)	(8.878)	-18,8%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(13.648)	(4.738)	>100,0%	(21.451)	-36,4%	(35.099)	(16.473)	>100,0%
Custo de Construção	(163.261)	(209.198)	-22,0%	(168.517)	-3,1%	(331.778)	(350.883)	-5,4%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(10.826)	(10.245)	5,7%	(18.847)	-42,6%	(29.673)	(11.162)	>100,0%
Receita de multas por impuntualidade de clientes	11.676	10.608	10,1%	12.697	-8,0%	24.373	22.460	8,5%
Outras Despesas Operacionais	(16.773)	(15.560)	7,8%	(9.642)	74,0%	(26.415)	(31.496)	-16,1%
<b>EBITDA (3)</b>	<b>201.671</b>	<b>154.908</b>	<b>30,2%</b>	<b>86.645</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>288.316</b>	<b>325.485</b>	<b>-11,4%</b>
Margem EBITDA	15,75%	11,80%	3,95 p.p	7,25%	8,50 p.p	11,65%	13,92%	-2,27 p.p
Margem EBITDA ex- Receita de Construção	18,05%	14,04%	4,01 p.p	8,44%	9,61 p.p	13,45%	16,38%	-2,93 p.p
<b>Resultado do Serviço (EBIT)</b>	<b>137.819</b>	<b>105.484</b>	<b>30,7%</b>	<b>28.529</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>166.348</b>	<b>227.613</b>	<b>-26,9%</b>
<b>Resultado Financeiro</b>	<b>(6.493)</b>	<b>441</b>	<b>&lt;100,0%</b>	<b>(17.705)</b>	<b>-63,3%</b>	<b>(24.198)</b>	<b>(12.216)</b>	<b>98,1%</b>
Receita Financeira	63.358	56.849	11,4%	39.605	60,0%	102.963	86.270	19,3%
Renda de aplicação financeira	5.175	1.064	>100,0%	2.123	>100,0%	7.298	2.166	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impuntualidade de clientes	8.597	7.946	8,2%	7.618	12,9%	16.215	16.168	0,3%
Receita de ativo indenizável	35.428	26.313	34,6%	25.663	38,1%	61.091	40.703	50,1%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	8.311	8.413	-1,2%	-	-	8.311	10.935	-24,0%
Variações monetárias de dívida	390	1.268	-69,2%	836	-53,3%	1.226	1.699	-27,8%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	1.242	9.168	-86,5%	1.991	-37,6%	3.233	9.168	-64,7%
Outras receitas financeiras	4.215	2.677	57,5%	1.374	>100,0%	5.589	5.431	2,9%
Despesas financeiras	(69.851)	(56.408)	23,8%	(57.310)	21,9%	(127.161)	(98.486)	29,1%
Variações monetárias de Dívida	(17.027)	(5.701)	>100,0%	(6.022)	>100,0%	(23.049)	(10.265)	>100,0%
Encargos de Dívidas	(32.038)	(25.223)	27,0%	(28.177)	13,7%	(60.215)	(47.371)	27,1%
Encargos fundo de pensão	(2.267)	(2.087)	8,6%	(2.267)	-	(4.534)	(4.174)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	580	-	-	(580)	<100,0%	-	-	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(6.264)	(6.768)	-7,4%	(4.019)	55,9%	(10.283)	(11.595)	-11,3%
Atualização de Impostos, P&D/PEE	(5.954)	(492)	>100,0%	(3.592)	65,8%	(9.546)	(2.355)	>100,0%
Outras Multas	(28)	(292)	-90,4%	(109)	-74,3%	(137)	(1.140)	-88,0%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(1.490)	(10.491)	-85,8%	(2.327)	-36,0%	(3.817)	(10.491)	-63,6%
Outras despesas financeiras	(5.363)	(5.354)	0,2%	(10.217)	-47,5%	(15.580)	(11.095)	40,4%
<b>Lucro Antes dos Tributos e Participações</b>	<b>131.326</b>	<b>105.925</b>	<b>24,0%</b>	<b>10.824</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>142.150</b>	<b>215.397</b>	<b>-34,0%</b>
<b>Tributos e Outros</b>	<b>(8.371)</b>	<b>(24.883)</b>	<b>-66,4%</b>	<b>(3.814)</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>(12.185)</b>	<b>(48.968)</b>	<b>-75,1%</b>
IR e CSLL	(31.828)	(36.192)	-12,1%	(2.403)	>100,0%	(34.231)	(74.549)	-54,1%
Incentivo Fiscal SUDENE	24.869	12.851	93,5%	-	-	24.869	28.665	-13,2%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(1.412)	(1.542)	-8,4%	(1.411)	0,1%	(2.823)	(3.084)	-8,5%
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>122.955</b>	<b>81.042</b>	<b>51,7%</b>	<b>7.010</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>129.965</b>	<b>166.429</b>	<b>-21,9%</b>
Margem Líquida	9,60%	6,17%	3,43 p.p	0,59%	9,01 p.p	5,25%	7,12%	-1,87 p.p
Margem Líquida ex- Receita de Construção	11,00%	7,34%	3,66 p.p	0,68%	10,32 p.p	6,06%	8,37%	-2,31 p.p
<b>Lucro por Ação (R\$/ação)</b>	<b>1,5793</b>	<b>1,0409</b>	<b>51,7%</b>	<b>0,0900</b>	<b>&gt;100,0%</b>	<b>1,6693</b>	<b>2,1377</b>	<b>-21,9%</b>

(1) Variação entre 2T 19 e 1T 19; (2) Variação entre 6M 19 e 6M 18.

(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	2T19	2018
<b>CIRCULANTE</b>		
Caixa e equivalente de caixa	302.104	95.835
Títulos e valores mobiliários	70.429	67.980
Consumidores e outras contas a receber	1.091.265	962.351
Ativos financeiros setoriais	-	201.567
Subvenção CDE - desconto tarifário	336.362	349.452
Tributos a compensar	101.121	78.995
Serviço em curso	64.111	20.789
Instrumentos financeiros derivativos - swap	181	337
Outros créditos	90.104	104.050
<b>Total do ativo circulante</b>	<b>2.055.677</b>	<b>1.881.356</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Consumidores e outras contas a receber	16.538	12.291
Ativos financeiros setoriais	306.970	-
Depósitos vinculados a litígios	42.489	41.357
Cauções e depósitos	23.366	38.564
Tributos a compensar	1.504.476	79.988
Serviços em curso	6.966	42.072
Tributos diferidos	44.722	48.029
Benefício fiscal	33.508	36.331
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Outros créditos	194	194
Ativo indenizável (concessão)	2.180.754	1.888.440
Imobilizado	55.044	46.492
Intangível	1.916.258	2.014.986
Ativos contratuais	432.777	360.061
<b>Total do ativo não circulante</b>	<b>6.564.062</b>	<b>4.608.805</b>
<b>TOTAL DOS ATIVOS</b>	<b>8.619.739</b>	<b>6.490.161</b>
<b>PASSIVO</b>		
<b>CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	664.441	702.597
Empréstimos e financiamentos	480.985	673.973
Obrigações por arrendamentos	7.377	-
Debêntures	12.342	1.761
Salários, provisões e encargos sociais	53.873	53.088
Obrigações fiscais	139.652	128.901
Passivos financeiros setoriais	92.056	-
Dividendos a pagar	146.157	73.357
Taxas regulamentares	353.535	377.012
Benefícios pós-emprego	1.520	2.377
Instrumentos financeiros derivativos - swap	145	251
Outras obrigações	45.556	45.113
<b>Total do passivo circulante</b>	<b>1.997.639</b>	<b>2.058.430</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>		
Fornecedores	-	-
Empréstimos e financiamentos	435.204	401.243
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	1.399.470	-
Obrigações por arrendamentos	4.812	-
Debêntures	1.473.901	811.380
Passivos financeiros setoriais	-	7.010
Obrigações fiscais	6.999	8.197
Taxas regulamentares	80.867	68.464
Benefícios pós-emprego	110.591	112.102
Instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	190.250	160.406
Outras obrigações	305	289
<b>Total do passivo não circulante</b>	<b>3.702.399</b>	<b>1.569.091</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		
Capital social	808.166	741.046
Reserva de capital	358.671	358.671
Reserva de lucros	1.622.780	1.689.900
Outros resultados abrangentes	119	222
Lucros Acumulados	129.965	-
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	72.801
<b>Total do patrimônio líquido</b>	<b>2.919.701</b>	<b>2.862.640</b>
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO E PASSIVOS</b>	<b>8.619.739</b>	<b>6.490.161</b>

\* Valores não auditados pelos auditores independentes



## 1. Informações Gerais

---

A Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Companhia” ou “Enel Distribuição Ceará”), 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 Coelce hoje é uma empresa do Grupo Enel, multinacional de energia presente em mais de 30 países e com atuação nos segmentos de distribuição, geração e soluções de energia

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 13 de maio 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 demonstradas na nota explicativa 5. As presentes informações contábeis intermediárias devem ser analisadas em conjunto com aquelas demonstrações financeiras, para melhor compreensão das informações apresentadas.

As informações contábeis intermediárias foram preparadas e estão apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional e de apresentação da Companhia. A moeda funcional foi determinada em função do ambiente econômico primário de suas operações.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das informações contábeis intermediárias. Dessa forma, as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis estão evidenciadas nas notas explicativas e correspondem às utilizadas pela Administração da Companhia na sua gestão.

A autorização para emissão destas informações financeiras intermediárias ocorreu em reunião da Diretoria realizada em 30 de julho de 2019.

**3. Revisão tarifária anual**

A ANEEL, em reunião pública de sua Diretoria realizada em 16 de abril de 2019, deliberou sobre a Revisão Tarifária de 2019 da Companhia, aplicada nas tarifas a partir de 22 de abril de 2019. Foi aprovado um reposicionamento de +8,22% composto por (i) reposição econômica de +5,40%, sendo 1,20% de Parcela A e 4,21% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +5,77%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário de -2,96%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +8,22%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

Revisão Tarifária 2019	
Encargos Setoriais	-3,48%
Energia Comprada	5,45%
Encargos de Transmissão	-0,77%
<b>Parcela A</b>	<b>1,20%</b>
<b>Parcela B</b>	<b>4,21%</b>
<b>Reposição Econômica</b>	<b>5,40%</b>
CVA Total	6,20%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	-0,42%
<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>5,78%</b>
<b>Índice de Reposicionamento Total</b>	<b>11,18%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-2,96%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>8,22%</b>

Dessa forma, as Parcelas A e B da Companhia, após a Revisão Tarifária, tiveram os seguintes impactos:

- (i) **Parcela A:** Reajustada em 1,72%, representando 1,20% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:
- Encargos setoriais - redução de 23,60%, representando -3,48% no reposicionamento econômico em função, principalmente, da redução do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético Conta ACR (“CDE Conta ACR”) devido à quitação antecipada de seu pagamento;
  - Energia comprada - aumento de 11,43%, decorrente principalmente do aumento do custo das Cotas (Lei nº 12.783/2013) e do aumento do preço do contrato bilateral com a CGTF (Central Geradora Termelétrica Fortaleza). O aumento do custo da compra de energia representa 5,45% no reposicionamento econômico; e
  - Encargos de transmissão - redução de -10,75% decorrente principalmente da redução da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando -0,77% no reposicionamento econômico.
- (ii) **Parcela B:** Reposicionada em 13,87%, representando uma participação de 4,21% no reajuste econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:
- Custos Operacionais: aumento de 1,43% em relação à tarifa anterior, representando um efeito médio de 0,21% no reposicionamento econômico, em função da menor cobertura de custos operacionais presentes nas tarifas do que o limite inferior definido pelo método de comparação entre as distribuidoras;

- Remuneração do Capital: variação de 32,24% em relação à tarifa anterior, representando um efeito médio de 2,83% no reposicionamento econômico, em virtude do aumento da Base de Remuneração Líquida;
  - Quota de Reintegração Regulatória: variação de 33,42% em relação à tarifa anterior, representando um efeito médio de 1,51% no reposicionamento econômico, em virtude do aumento da Base de Remuneração Bruta e da taxa média de depreciação;
  - Anuidades: variação de 19,58% em relação aos valores anteriormente contidos nas tarifas, com impacto de 0,37% na revisão. Esse resultado proveio da revisão dos parâmetros regulatórios adotados para o cálculo das anuidades no atual ciclo e da atualização da Base de Remuneração Regulatória;
  - Receitas Irrecuperáveis: aumento de 11,00% em relação à tarifa anterior, com impacto de 0,14% nas tarifas, decorrente da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Enel CE e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis;
  - Outras Receitas e Receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos: variação de 90,95%, com efeito de -0,85% nas tarifas econômicas, devido a consideração neste ciclo da devolução das Receitas com Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos.
- (iii) **Fator X**: aplicado o valor de 1,14%, sendo composto por:
- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,17%, a ser considerado nos reajustes subsequentes; e
  - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,03%.

Adicionalmente, foi definida a Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -1,09%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

- (iv) **Componentes financeiros**: Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizam um montante de R\$ 274.639, dentre os quais destaca-se: R\$ 294.801 referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (“CVA”), neutralidade de Encargos Setoriais de R\$19.964, Sobrecontratação de R\$ 65.425 negativo e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 98.558.

O reposicionamento tarifário médio de +8,22% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, sendo 7,87% e 8,35% para alta e baixa tensão, respectivamente.

#### 4. Alterações e atualizações na legislação regulatória

---

##### a) Bandeiras tarifárias

Em 2019 vigorou a bandeira tarifária verde nos meses de janeiro a março, abril e junho e em maio foi amarela. Em 2018 vigorou a bandeira tarifária verde nos meses de janeiro a abril, amarela em maio e em junho vermelha patamar 2.

**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.

**Transição para o CPC 06 (R2) - Operações de arrendamento mercantil**

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 (1º de janeiro de 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:

	Adoção inicial 01.01.2019
<b>Ativo Imobilizado</b>	
Ativo de direito de uso (nota 15)	20.039
Terrenos	485
Imóveis	17.830
Veículos e outros meios de transporte	1.724
<b>Total Ativo</b>	<b>20.039</b>
<b>Dívida</b>	
Obrigações por arrendamentos (nota 23)	20.039
<b>Total Passivo</b>	<b>20.039</b>

Adicionalmente, as despesas relacionadas aos contratos de arrendamentos operacionais estão sendo reconhecidas através da despesa de amortização do direito de uso dos ativos e da despesa financeira de juros sobre as obrigações de arrendamento. As cláusulas restritivas referentes a capacidade da Companhia de cumprir os acordos contratuais de limite máximo de alavancagem em empréstimos (*covenants*) inseridas nos contratos vigentes já excluem o efeito de alterações ou novas regras contábeis, dessa forma não há impactos devido à adoção deste novo pronunciamento. A seguir são demonstrados os impactos no semestre findo em 30 de junho de 2019 no resultado:

Depreciação e amortização	(3.810)
Despesa com arrendamento operacional	3.731
<b>Lucro operacional</b>	<b>(79)</b>

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

Despesa financeira	(731)
Tributos diferidos	275
<b>Impacto total no resultado</b>	<b>(535)</b>

Com relação ao fluxo de caixa, o impacto foi um aumento líquido no caixa gerado pelas atividades operacionais e uma redução nas atividades de financiamento de R\$ 3.000 pois a amortização da parcela do principal dos passivos de arrendamento foi classificada como atividades de financiamento.

**6. Caixa e equivalentes de caixa**

Descrição	30/06/2019	31/12/2018
Caixa e contas correntes bancárias	40.245	31.965
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	209.496	416
Operações compromissadas	52.350	63.420
	<u>261.846</u>	<u>63.836</u>
Fundos exclusivos		
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	13	34
	<u>13</u>	<u>34</u>
Aplicações financeiras	<u>261.859</u>	<u>63.870</u>
<b>Total</b>	<b><u>302.104</u></b>	<b><u>95.835</u></b>

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 e tiveram uma rentabilidade de 6,20% nos últimos 12 meses.

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

## 7. Títulos e valores mobiliários

	30/06/2019	31/12/2018
Fundos de investimentos não exclusivos	66.954	67.810
Fundos de investimentos exclusivos	3.475	170
Títulos públicos	3.076	170
LF - Letra Financeira	399	-
<b>Total</b>	<b>70.429</b>	<b>67.980</b>

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 Esperada em Créditos de Liquidação Duvidosa	30/06/2019	31/12/2018
<u>Circulante</u>							
Fornecimento faturado	365.346	278.259	424.938	1.068.543	(271.675)	796.868	681.134
Receita não faturada	203.787	-	-	203.787	(2.598)	201.189	205.107
Consumidores baixa renda	29.843	-	-	29.843	-	29.843	35.129
Parcelamento de débitos	-	21.091	20.898	41.989	(5.138)	36.851	31.632
Venda de Energia Excedente - MVE	11.695	-	-	11.695	-	11.695	-
Outros contas a receber	9.767	4.822	60.154	74.743	(59.924)	14.819	9.349
<b>Total do circulante</b>	<b>620.438</b>	<b>304.172</b>	<b>505.990</b>	<b>1.430.600</b>	<b>(339.335)</b>	<b>1.091.265</b>	<b>962.351</b>
<u>Não circulante</u>							
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-	-
Parcelamento de débitos	-	-	16.538	16.538	-	16.538	12.291
<b>Total não circulante</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31.827</b>	<b>31.827</b>	<b>(15.289)</b>	<b>16.538</b>	<b>12.291</b>
<b>Total do circulante e não circulante</b>	<b>620.438</b>	<b>304.172</b>	<b>537.817</b>	<b>1.462.427</b>	<b>(354.624)</b>	<b>1.107.803</b>	<b>974.642</b>

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

	31/12/2018	Adições	Baixas	30/06/2019
Provisão Esperada em Créditos de Liquidação Duvidosa	<b>(319.525)</b>	<b>(45.088)</b>	<b>9.989</b>	<b>(354.624)</b>

A provisão esperada para créditos 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*

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

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>30/06/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
CDE compensação - liminar	324.227	324.227
Previsão CDE (mensal) ciclo corrente	21.571	21.699
Previsão ajuste CDE ciclo corrente	(13.801)	925
CDE a receber - diferença ciclo anterior	4.365	2.601
	<u><b>336.362</b></u>	<u><b>349.452</b></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 2016 (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.

### 10. Tributos a compensar

	<u>30/06/2019</u>		<u>31/12/2018</u>	
	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>	<u>Circulante</u>	<u>Não circulante</u>
Imposto de renda e contribuição social	33.039	-	7.205	-
ICMS (a)	61.499	65.389	59.555	68.932
ICMS parcelamento	-	11.056	-	11.056
PIS e COFINS (b)	5.531	1.428.031	3.776	-
Outros tributos	1.052	-	8.459	-
<b>Total</b>	<u><b>101.121</b></u>	<u><b>1.504.476</b></u>	<u><b>78.995</b></u>	<u><b>79.988</b></u>

- a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 104.918 em 30 de junho 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\$ 21.970 (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.
- b) Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 1.428.031, por entender que os

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico. A Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais (vide nota 19).

**11. Ativo e passivos financeiros setoriais**

Essas 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.

	30/06/2019		31/12/2018	
	Passivo circulante	Ativo não circulante	Ativo circulante	Passivo não circulante
Compra de energia	132.999	380.889	149.249	(70.662)
Encargo de serviço do sistema - ESS	3.893	(162.771)	(57.903)	6.513
Conta de desenvolvimento Energético - CDE	(5.253)	24.482	(4.844)	(2.395)
Uso da rede básica	(115)	10.489	42.809	(10.556)
Outros	193	3.255	989	(332)
Conta de compensação de variação de custos da Parcela A	131.717	256.344	130.300	(77.432)
Repasse de sobrecontratação de energia	(32.062)	67.601	(14.462)	(4.166)
Recomposição de ICMS	19.614	17.486	(12.257)	(4.317)
Neutralidade	(1.957)	(13.059)	(638)	2.396
Outros	(25.256)	(21.402)	98.624	90.529
Demais ativos e passivos financeiros setoriais	(39.661)	50.626	71.267	84.442
Total dos ativos e passivos financeiros setoriais	92.056	306.970	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 (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 antiga 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 (conforme alterada), o registro contábil consistiu na constituição de uma provisão sobre o ágio a amortizar no montante que não se constitui benefício fiscal para a Companhia. O valor representativo do benefício fiscal ficou então registrado em contrapartida da reserva de ágio (reserva de capital) Para recompor o resultado de cada período, será feita reversão da provisão na mesma proporção da amortização da parcela do ágio do respectivo período.

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

<b>Benefício fiscal - ágio incorporado</b>	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(676.671)	(668.368)
Provisão sobre o ágio	(429.365)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	363.584	358.104
<b>Saldo</b>	<b>33.508</b>	<b>36.331</b>
Não Circulante	33.508	36.331

A seguir é apresentado o cronograma de realização do benefício fiscal:

	<b>30/06/2019</b>	<b>Percentual</b>
Em 2019	2.823	8%
Em 2020	5.166	15%
Em 2021	4.728	14%
Em 2022	4.327	13%
2022 em diante	16.464	49%
	<b>33.508</b>	<b>100%</b>

### 13. Cauções e depósitos

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

<b>Instituição</b>	<b>Tipo de Aplicação</b>	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
		<b>Não Circulante</b>	<b>Não Circulante</b>
Bradesco	CDB	18	17
BNB	CDB	14.155	29.347
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	9.193	9.200
<b>Total</b>		<b>23.366</b>	<b>38.564</b>

### 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 5º Ciclo de Revisão Tarifária, devidamente movimentado por adições, baixas, transferências, depreciações e atualizações.

Em 30 de junho de 2019 a movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável da Concessão está assim apresentada:

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

30/06/2019

Saldo Inicial	<u>1.888.440</u>
Transferências do ativo intangível	<u>231.223</u>
Marcação a mercado - ativo indenizável	<u>61.091</u>
Saldo Final	<u><u>2.180.754</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, bem como aos direitos de uso de ativo arrendado conforme CPC 06 (R2)/IAS 17 - Operações de arrendamento mercantil. Segue demonstrada abaixo a movimentação desses ativos:

	Saldo em 31/12/2018	Adoção inicial IFRS 16	Depreciação	Adição	Remensuração	Transferência	Reclassificação	Saldo em 30/06/2019
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Terrenos	30	-	-	-	-	-	-	30
Edif. Ob. Cívís e benfeitorias	9	-	-	-	-	-	-	9
Máquinas e equipamentos	62.354	-	-	-	(3.370)	1.278	-	60.262
Móveis e utensílios	50.665	-	-	-	-	203	-	50.868
<b>Subtotal</b>	<b>113.058</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.370)</b>	<b>1.481</b>	<b>-</b>	<b>111.169</b>
<b>Depreciação acumulada</b>								
Máquinas e equipamentos	(44.517)	-	(2.332)	-	3.370	-	-	(43.479)
Móveis e utensílios	(29.712)	-	(1.428)	-	-	-	-	(31.140)
<b>Subtotal</b>	<b>(74.229)</b>	<b>-</b>	<b>(3.760)</b>	<b>-</b>	<b>3.370</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(74.619)</b>
<b>Imobilizado em curso</b>								
Terrenos	(19)	-	-	-	-	-	19	-
Máquinas e equipamentos	4.159	-	-	-	-	(1.278)	178	3.059
Móveis e utensílios	3.523	-	-	1.467	-	(203)	(197)	4.590
<b>Subtotal</b>	<b>7.663</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.467</b>	<b>-</b>	<b>(1.481)</b>	<b>-</b>	<b>7.649</b>
<b>Total do imobilizado</b>	<b>46.492</b>	<b>-</b>	<b>(3.760)</b>	<b>1.467</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>44.199</b>
<b>Ativo de direito de uso</b>								
Terrenos	-	485	(145)	-	(188)	-	-	152
Imóveis	-	17.830	(3.003)	1.520	(6.810)	-	-	9.537
Veículos e outros meios de transporte	-	1.724	(568)	-	-	-	-	1.156
<b>Subtotal</b>	<b>-</b>	<b>20.039</b>	<b>(3.716)</b>	<b>1.520</b>	<b>(6.998)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>10.845</b>
<b>Total</b>	<b>46.492</b>	<b>20.039</b>	<b>(7.476)</b>	<b>2.987</b>	<b>(6.998)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>55.044</b>

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

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

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 (R2) / IFRS 16 são amortizados em conformidade com vida útil definida em cada contrato.

Arrendamento Financeiro	Prazo médio contratual remanescente (anos)
Terrenos	1,4
Imóveis	3,1
Veículos e outros meios de transporte	1,0

## 16. Intangível

	30/06/2019			31/12/2018	
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido	Valor Líquido
Em Serviço					
Direito de uso da concessão	4.690.880	(2.575.057)	(303.653)	1.812.170	1.919.327
Software	253.217	(149.129)	-	104.088	95.659
<b>Total</b>	<b>4.944.097</b>	<b>(2.724.186)</b>	<b>(303.653)</b>	<b>1.916.258</b>	<b>2.014.986</b>

	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	(7.556)	5.555	-	(2.001)
Amortização	-	(141.515)	16.949	(124.566)
Transferência dos ativos contratuais	259.062	-	-	259.062
Transferências para ativo indenizável	(231.223)	-	-	(231.223)
Saldo em 30 de junho de 2019	<b>4.944.097</b>	<b>(2.724.186)</b>	<b>(303.653)</b>	<b>1.916.258</b>

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 está sendo 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.

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:

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

<b>DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>%</b>
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**

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é o direito à contraprestação em troca de bens ou serviços transferidos ao cliente. Conforme determinado pelo CPC 47 - Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão, devem ser classificados como ativo contratual (infraestrutura em construção) pois a Companhia terá o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos ou (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, pela reversão da infraestrutura do serviço público, apenas após a transferência dos bens em construção (ativo contratual) para intangível da concessão. O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados.

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 4,51%.a no período findo em 30 de junho de 2019 e 6,55%.a no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

	30/06/2019			Saldo inicial em
	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido	31/12/2018
<b>Em Curso</b>				
Direito de uso da concessão	611.404	(255.527)	355.877	295.782
Software	76.900	-	76.900	64.279
<b>Total</b>	<b>688.304</b>	<b>(255.527)</b>	<b>432.777</b>	<b>360.061</b>

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

	Em Curso		
	Custo	Obrigações especiais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	609.066	(249.005)	360.061
Adições	330.545	(17.089)	313.456
Reclassificação	-	10.567	10.567
Capitalização de juros de empréstimos	7.755	-	7.755
Transferências	(259.062)	-	(259.062)
Saldo em 30 de junho de 2019	688.304	(255.527)	432.777

A reclassificação de R\$ 10.567 corresponde ao valor de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo constituído no período de novembro de 2014 a abril de 2015 (durante o 4º ciclo de revisão tarifária da Companhia), o qual foi reclassificado para passivo financeiro setorial. Na revisão tarifária da Companhia, a ANEEL homologou o saldo total constituído durante todo o ciclo e o mesmo está sendo subtraído da parcela B para que seja devolvido/amortizado pela Companhia nos próximos 4 anos.

**18. Fornecedores e outros contas a pagar**

	30/06/2019	31/12/2018
Suprimento de energia		
Compra de Energia	358.699	361.882
Encargo de Uso da Rede	30.867	39.818
Partes relacionadas (vide nota 24)	21.145	34.222
Materiais e serviços	253.730	266.675
Total	664.441	702.597
Circulante	664.441	702.597

**19. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores**

O STF decidiu em março de 2017 o tema 69 da repercussão geral e confirmou a tese de que o ICMS não compõe a base de cálculo para a incidência do PIS e da COFINS. A União Federal apresentou embargos de declaração que estão pendentes de julgamento, buscando a modulação dos efeitos e alguns esclarecimentos.

A Companhia possui uma ação judicial e foi cientificada em abril de 2019 do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 5ª Região, reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS a partir de maio de 2001.

Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 1.428.031 e passivo de R\$ 1.399.470 (vide nota 10), por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais deverão ser repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico. A Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais.

O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

Elétrica - ANEEL, em uma expectativa de 45 meses. A partir de maio de 2019, em conformidade com a decisão transitada em julgado, a Companhia passou a calcular os valores a recolher de PIS e da COFINS sem a inclusão do ICMS nas referidas bases de cálculo. Abaixo demonstramos os impactos do referido registro:

	Nota	30/06/2019
<b>Ativo não circulante</b>		
PIS/COFINS - tributo a compensar	10	1.428.031
<b>Passivo não circulante</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir	19	1.399.470
<b>Resultado</b>		
<b>Receita operacional bruta</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir	30	(886.694)
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	30	886.694
<b>Receita financeira</b>		
(+) PIS/COFINS - tributo a compensar	32	541.337
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir	32	(541.337)

O valor do passivo a restituir aos consumidores está líquido dos honorários de êxito devidos aos advogados que assessoraram a Companhia nesse tema. Adicionalmente, a Companhia informa que está levantando o total de despesa já incorrida durante o período abrangido pela ação, e que assim como os honorários de êxito, também será objeto de compensação com os valores a restituir aos consumidores.

## 20. Obrigações fiscais

	30/06/2019			31/12/2018		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL a pagar (a)	8.614	-	8.614	3.298	-	3.298
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (b)	105.683	-	105.683	91.035	-	91.035
REFIS IV - Federal (Previdenciário) (c)	1.615	6.999	8.614	1.696	8.197	9.893
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	12.941	-	12.941	17.644	-	17.644
Programa de integração social - PIS	2.792	-	2.792	3.816	-	3.816
Imposto sobre serviços - ISS	1.990	-	1.990	2.356	-	2.356
PIS/COFINS/IRRF/CSRF (Retidos na Fonte)	5.120	-	5.120	7.094	-	7.094
Outros tributos e contribuições	897	-	897	1.962	-	1.962
Total	139.652	6.999	146.651	128.901	8.197	137.098

- O saldo em 30 de junho de 2019 é composto por provisões para imposto de renda (R\$24.751) e contribuição social (R\$8.943) a pagar do semestre findo nessa data, líquidas das antecipações efetuadas no montante total de R\$ 10.685 (sendo R\$5.252 de imposto de renda e R\$5.433 de contribuição social), amortização do ágio de R\$ 2.823 e R\$ 13.297 referente ao crédito da SUDENE de 2018.
- O ICMS da Companhia é apurado e recolhido mensalmente, conforme Decreto nº 24.569/97. No 3º dia útil de cada mês, a área responsável pelo faturamento envia todos os relatórios do faturamento mensal do mês anterior, para que a área tributária realize a apuração do ICMS e o recolhimento no dia 20 do próprio mês.
- A Companhia aderiu em 30 de setembro de 2009 o REFIS IV (Lei nº 11.941/2009) nos montantes de R\$ 25.075 e R\$ 20.692 sem redução e com redução respectivamente

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

referentes a débitos federais previdenciários e tem como saldo a pagar no curto prazo em 30 de junho de 2019 o montante de R\$ 1.615 (saldo de R\$1.696 em 31 de dezembro de 2018) e no longo prazo o montante de R\$ 6.999 (Saldo de R\$ 8.197 em 31 de dezembro de 2018), tendo sua última parcela a ser paga será em dezembro de 2022 atualizada pela a SELIC.

	<u>30/06/2019</u>
	REFIS IV
	FEDERAL
Saldo inicial	9.893
(-) Pagamentos	(1.476)
(+) Atualização	197
Saldo final	<u>8.614</u>
Circulante	1.615
Não circulante	<u>6.999</u>
Total do passivo	<u>8.614</u>

### 21. Empréstimos e financiamentos

	<u>30/06/2019</u>	<u>31/12/2018</u>	<u>Início</u>	<u>Vencimento</u>	<u>Tipo de Amortização</u>	
Moeda estrangeira:						
União Federal - Bônus de Desconto	4.404	4.455	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal - Bônus ao Par	6.348	6.419	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	USD + 6,2% a.a.
Total moeda estrangeira	<u>10.752</u>	<u>10.874</u>				
Moeda nacional:						
<u>Financiamentos</u>						
Eletrobras	17.750	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)	16.503	18.567	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	3,00% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) A	13.510	20.208	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) B	13.515	20.215	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	TJLP + 3,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) F	376	499	28/08/2013	15/12/2020	Mensal	TJLP
BNDES (Capex 2014-2015) A	44.442	53.181	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	TJLP + 3,1% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) B	55.741	64.887	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	SELIC + 3,18% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) FINAME	9.746	10.832	28/12/2015	15/12/2023	Mensal	9,50% a.a.
<u>Empréstimos</u>						
Itaú CCB	-	50.946	20/03/2014	20/03/2019	Anual	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	75.735	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	345.840	264.061	29/03/2018	15/04/2028	Mensal	IPCA + 2,18% a.a.
<u>Empréstimos e financiamentos com partes relacionadas</u>						
Enel Finance International N.V.	312.279	300.627	18/12/2018	18/12/2019	Bullet	8,05% a.a.
Total moeda nacional	<u>905.437</u>	<u>1.064.342</u>				
Total de empréstimos e financiamentos	<u>916.189</u>	<u>1.075.216</u>				
Resultado das operações de Swap	(36)	(86)				
	<u>916.153</u>	<u>1.075.130</u>				
Circulante	480.985	673.973				
Não circulante	435.204	401.243				
	<u>916.189</u>	<u>1.075.216</u>				

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	279.445	-	-	-
Encargos provisionados	28.079	-	274	-
Encargos pagos	(25.130)	-	(277)	-
Variação monetária e cambial	-	8.459	-	(119)
Transferências	(25.621)	25.621	-	-
Amortizações	(449.758)	-	-	-
Saldo em 30 de junho de 2019	480.873	424.564	112	10.640

Até 30 de junho de 2019 conseguimos uma dívida (debênture 7ª Emissão) com custo menor, e realizamos o pré-pagamento da nota promissória 10ª emissão no dia 1º de abril de 2019 e também o pré-pagamento dos contratos com o BNDES 2014 no dia 15 de julho de 2019.

Abaixo seguem as condições contratuais:

Contratos	Objeto	Valor contratado	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
<b>Financiamentos</b>					
BNDES (Capex 2012-2013)	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	89%	Receíveis
BNDES (Capex 2014-2015)	Financiamento do CAPEX	215.126	2014/2015	92%	Receíveis
Eletrobrás	Luz Para Todos	134.085	2004	86%	Receíveis e nota promissória
Banco do Nordeste - FNE	FNE/PROINFRA	106.187	2011	100%	Receíveis, fiança bancária e conta reserva
<b>Empréstimos</b>					
Bônus de Desconto e Bônus ao Par	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	100%	Receíveis e conta reserva
Itaú CCB	Capital de giro	150.000	-	100%	-
BB Agropecuário e Aditivo II	Capital de giro	300.000	-	100%	-
Nota Promissória - 9ª emissão	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 Internation N.V.	Capital de giro	300.000	-	100%	-

\*Valbr 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 e Banco do Brasil Agropecuário a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram atendidas de forma apropriada em 30 de junho de 2019:

Contratos	Obrigações Especiais Financeiras	Periodicidade de	
		Limite	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

## 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

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

- 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:

30/06/2019					
2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total não Circulante
47.567	93.256	51.273	48.110	194.998	435.204

## 22. Debêntures

	30/06/2019	31/12/2018	Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
				Inicial	Final			
1ª Série 5ª emissão	350.778	350.876	15/12/2017	15/12/2021	15/12/2022	CDI+0,80% a.a	Anual	350.000
2ª Série 5ª emissão	160.465	155.835	15/12/2017	15/12/2023	15/12/2024	IPCA + 6,001% a.a.	Anual	150.000
1ª Série 6ª emissão	40.091	40.102	15/06/2018	15/06/2023	15/06/2023	CDI+0,95% a.a	Bullet	40.000
2ª Série 6ª emissão	284.215	277.416	15/06/2018	15/06/2024	15/06/2025	IPCA + 6,20% a.a.	Anual	270.000
1ª Série 7ª emissão	356.767	-	07/03/2019	15/03/2022	15/03/2023	CDI+0,5% a.a	Anual	350.000
2ª Série 7ª emissão	309.415	-	07/03/2019	15/03/2024	15/03/2024	IPCA + 4,50% a.a.	Bullet	300.000
(-) Custo de transação	(15.488)	(11.088)						
Total sem efeito de swap	1.486.243	813.141						
Total de debêntures	1.486.243	813.141						
Circulante	12.342	1.761						
Não circulante	1.473.901	811.380						
	1.486.243	813.141						

Em 30 de junho de 2019 as debêntures são simples e não conversíveis em ações.

Abaixo segue disposta a movimentação das debêntures no semestre:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2018	1.761	811.380	813.141
Atualização monetária	-	16.921	16.921
Captações	-	650.000	650.000
Encargos provisionados	37.405	-	37.405
Encargos pagos	(26.824)	-	(26.824)
Constituição custo de transação	-	(5.555)	(5.555)
Apropriação custo de transação	-	1.155	1.155
Em 30 de junho de 2019	12.342	1.473.901	1.486.243

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\$ 650.000 divididos em duas séries: 1ª série, de R\$ 350.000 e 2ª série de R\$ 300.000, 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 (informações) contábeis. Em 30 de junho 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, reduzido do valor de caixa e equivalente de caixa;
- 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:

	2020	2021	2022	2023	Após 2023	Total
1ª Série 5ª emissão	-	175.000	175.000	-	-	350.000
2ª Série 5ª emissão	-	-	-	85.168	75.000	160.168
1ª Série 6ª emissão	-	-	-	40.000	-	40.000
2ª Série 6ª emissão	-	-	-	-	283.673	283.673
1ª Série 7ª emissão	-	-	175.000	175.000	-	350.000
2ª Série 7ª emissão	-	-	-	-	305.548	305.548
(-) Custo de transação	(4.298)	(2.865)	(2.865)	(2.865)	(2.595)	(15.488)
<b>Total a amortizar</b>	<b>(4.298)</b>	<b>172.135</b>	<b>347.135</b>	<b>297.303</b>	<b>661.626</b>	<b>1.473.901</b>

### 23. 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 30 de junho de 2019 das obrigações por arrendamentos são demonstrados como segue:

Obrigações por arrendamento:	30/06/2019	Vencimento	Tipo de Amortização	Encargos Financeiros
Terrenos	156	31/07/2020	Mensal	9,35% a.a.
Imóveis	10.865	02/11/2031	Mensal	de 7,45% a.a. até 13,00% a.a.
Veículos e outros meios de transporte	1.168	31/07/2020	Mensal	8,97% a.a.
<b>Total</b>	<b>12.189</b>			
Circulante	7.377			
Não circulante	4.812			
	<b>12.189</b>			

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

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

	Não circulante		
	Principal	Juros	Total
2020	2.826	(150)	2.676
2021	1.381	(149)	1.232
2022	488	(70)	418
2023	189	(49)	140
2024 em diante	403	(57)	346
	<b>5.287</b>	<b>(475)</b>	<b>4.812</b>

A seguir é demonstrada a movimentação das obrigações por arrendamentos:

	Moeda Nacional	
	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2018	-	-
Adoção inicial - CPC 06 (R2)	<b>8.855</b>	<b>11.184</b>
Adições	<b>502</b>	<b>1.018</b>
Remensuração	<b>(6.998)</b>	-
Amortizações	<b>(3.103)</b>	-
Transferências	<b>7.390</b>	<b>(7.390)</b>
Encargos provisionados	<b>731</b>	-
Saldo em 30 de junho de 2019	<b>7.377</b>	<b>4.812</b>

#### 24. Taxas Regulamentares

	30/06/2019	31/12/2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE (Vide nota 9)	<b>331.429</b>	337.125
Encargos emergenciais	<b>2.467</b>	2.467
P&D e Eficiência Energética	<b>90.957</b>	78.823
Conta centralizadora de recursos de banceira tarifária - CCRBT	-	25.598
Outros	<b>9.549</b>	1.463
<b>Total</b>	<b>434.402</b>	445.476
Circulante	353.535	377.012
Não Circulante	80.867	68.464

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

##### (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)

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

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.

### (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.

## 25. Partes relacionadas

Empresas	Ref	Nota	Natureza da operação	30/06/2019					31/12/2018			30/06/2018	
				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)	18	Compra de energia	-	-	-	(538.976)	-	-	-	-	(500.845)	-
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A. - CGTF	(a)	18	Serviços	18	-	-	50	-	-	23	-	41	-
Enel Green Power Cachoeira Dourada S.A.	(b)	18	Serviços	24	630	-	-	-	-	23	-	68	-
Enel Cien S.A.	(c)	18	Encargo de Uso	-	394	-	(1.776)	-	-	496	-	(2.087)	-
Enel Cien S.A.	(c)	18	Serviços	199	-	-	-	-	-	58	-	-	-
Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	(d)	-	Plano de pensão	-	1.520	110.591	(5.243)	659	-	2.377	112.102	(5.030)	512
Enel X Brasil S.A.	(e)	18	Agente de Arrecadação	130	1.720	-	(1.369)	-	109	3.333	-	(6.488)	-
Enel Green Power	(f)	18	Compra de energia	-	723	-	(3.001)	-	-	85	-	(518)	-
Enel Green Power	(f)	18	Serviços	-	13	-	-	-	-	213	-	-	-
Enel Itália	(g)	18	Serviços	-	2.417	-	-	-	-	3.546	-	-	-
Enel distribuição SPA	(g)	18	Serviços	-	-	-	-	-	-	2.616	-	-	-
Enel Iberoamérica	(g)	18	Serviços	-	826	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(h)	-	Dividendos	-	107.819	-	-	-	-	53.910	-	-	-
Enel Brasil S.A.	(i)	18	Serviços	50	14.054	-	(3.529)	-	-	22.773	-	(7.298)	-
Enel Green Power Volta Grande S.A.	(j)	18	Venda / Compra de energia	-	-	-	43.395	-	-	576	-	(2.574)	-
Enel Green Power Volta Grande S.A.	(j)	18	Serviços	9.458	557	-	-	-	178	5	-	-	-
Enel SPA	(k)	18	Serviços	617	-	-	173	-	442	-	-	-	-
Celg Distribuição S.A. - CELG D.	(l)	18	Serviços	619	-	-	-	-	-	1.225	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	(m)	18	Serviços	-	929	-	-	-	698	407	-	-	-
Enel Finance International N.V.	(n)	21	Mútuos	-	312.279	-	(11.652)	-	-	300.627	-	-	-
Enel Distribuição São Paulo	(o)	18	Serviços	22	1.476	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Global Infrastructure and Network	(K)	18	Serviços	-	712	-	(704)	-	-	-	-	-	-
				11.137	446.069	110.591	(522.632)	659	1.427	392.293	112.102	(524.731)	512
(-) Plano de pensão				-	1.520	110.591	(5.243)	-	-	2.377	112.102	(5.030)	512
Parte relacionadas				11.137	444.549	-	(517.389)	659	1.427	389.916	-	(519.701)	512

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 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)** os saldos contábeis refletem as operações de compra de energia por parte da Companhia oriundos de leilão CCEAR 15º LEE 2015 ou MCS D 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)** Reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial e de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório, 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 X Brasil 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 Critalandia I Eolica S.A, Enel Green Power Critalandia 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 e Enel IberoAmérica:** 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 junho de 2019 com um passivo em aberto de R\$ 826;
- h) **Enel Brasil S.A.:** decorre dos dividendos a pagar referentes ao último exercício social. Do total, registrado no passivo circulante de R\$146.157 em 30 de junho de 2019, R\$ 38.338, é referente aos dividendos a pagar para terceiros;

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

- 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° 338, DE 06 DE FEVEREIRO DE 2019.
- j) **Enel Brasil Volta Grande.: (Venda/Compra de Energia)** decorre de operações de compra no ambiente regulado (CCEAR), de contrato de quotas de garantia física - Quantidade (CCEAR-Q) e venda de energia excedente determinado nos moldes do Leilão ) 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° 338, DE 06 DE FEVEREIRO DE 2019.
- 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° 338, de 06 de fevereiro de 2019.
- 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° 338, de 06 de fevereiro de 2019.
- n) **Enel Finance International N.V.:** mútuo contratado em dezembro de 2018 devido à necessidade de capital de giro da Companhia (Vide Nota 21);
- o) **Enel Distribuição São Paulo.:** Serviço de reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.

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

	30/06/2019			31/12/2018		
	Circulante		Não	Circulante		Não
Empréstimos com partes relacionadas	Encargo	Principal	circulante	Encargo	Principal	circulante
Enel Finance International N.V.	12.279	300.000	-	627	300.000	-
Total de Empréstimos com partes relacionadas	12.279	300.000	-	627	300.000	-
	30/06/2019	30/06/2018	31/12/2018	12 meses		
Encargos de empréstimos com partes-relacionadas						
Enel Finance International N.V.	11.652	-	627	12.279		
Total de Encargos de empréstimos com parte relacionada	11.652	-	627	12.279		

**Remuneração da administração**

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia no semestre findo em 30 de junho de 2019 está demonstrada a seguir. A Companhia não possui

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	<u>30/06/2019</u>	<u>30/06/2018</u>
Benefícios de curto prazo a empregados e administradores	3.011	4.328
Benefícios pós-emprego	74	117
Plano de fidelização	94	197
<b>Total</b>	<b><u>3.179</u></b>	<b><u>4.642</u></b>

**26. Obrigações com benefícios pós-emprego**


---

Os planos de assistência médica, FGTS e BD para junho de 2019 estão representados abaixo:

	<u>30/06/2019</u>
Saldos em 31 de dezembro de 2018	<u>112.102</u>
Custo do serviço corrente	<b>762</b>
Custo dos juros líquidos	<b>4.481</b>
Contribuições reais do empregador	<b>(5.234)</b>
Saldos em 30 de junho de 2019	<b><u>112.111</u></b>
Circulante	1.520
Não Circulante	110.591

Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado relacionada com os planos:

	<u>30/06/2019</u>	<u>30/06/2018</u>
Custo do serviço corrente	762	932
Custos dos juros	4.481	4.098
<b>Total de despesas</b>	<b><u>5.243</u></b>	<b><u>5.030</u></b>

**27. 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**

	31/12/2018	Adições	Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos	30/06/2019
Trabalhistas	31.582	9.699	(4.414)	1.360	(2.999)	35.228
Cíveis	114.149	20.593	(15.391)	8.921	(6.875)	121.397
Regulatório	14.675	19.206	(20)	2	(238)	33.625
Total	160.406	49.498	(19.825)	10.283	(10.112)	190.250

**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:

	30/06/2019	31/12/2018
Trabalhistas	54.732	81.538
Cíveis	1.060.025	996.567
Fiscais	653.922	584.575
Juizados especiais	3.588	3.483
	<b>1.772.267</b>	<b>1.666.163</b>

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

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

- 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\$ 555.5941 em 30 de junho 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\$ 45.535 e R\$ 4.377 em 30 de junho 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\$ 35.001 em 30 de junho 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**

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

	<u>30/06/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Trabalhistas	16.515	15.920
Cíveis	22.376	21.394
Fiscais	3.598	4.043
Total	<u>42.489</u>	<u>41.357</u>

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

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

	<u>30/06/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
	(Em unidades)	(Em unidades)
Ações Ordinárias	48.067.937	48.067.937
Ações Preferenciais A	28.252.700	28.252.700
Ações Preferenciais B	1.534.662	1.534.662
Total	<u>77.855.299</u>	<u>77.855.299</u>

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

	Ações ordinárias (em unidade)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)		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	-	0,00%	7.339.309	25,98%	-	0,00%	7.339.309	24,64%	7.339.309	9,43%
Fundo de Pensão	919.403	1,91%	25.914	0,09%	-	0,00%	25.914	0,09%	945.317	1,21%
Outros	84.289	0,18%	6.331.715	22,41%	3.097	0,20%	6.334.812	21,26%	6.419.101	8,25%
<b>Total de Ações</b>	<b>48.067.937</b>	<b>100,00%</b>	<b>28.252.700</b>	<b>100,00%</b>	<b>1.534.662</b>	<b>100,00%</b>	<b>29.787.362</b>	<b>100,00%</b>	<b>77.855.299</b>	<b>100,00%</b>

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.

Por meio de Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária, ocorrida em 26 de abril de 2018, 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.

Em 29 de abril de 2019, 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\$ 67.120 sem a emissão de novas ações bem como a destinação do lucro de 2018.

### 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.

### e) Reserva de incentivo fiscal

O saldo da reserva de incentivo fiscal apurado até 31 de dezembro de 2007 no montante de

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

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 30 de junho de 2019 o montante foi de R\$ 24.869 (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 líquidos dos impostos atualizado até 30 de junho de 2019 de R\$ 119 (R\$ 164 em 30 de junho de 2018) conforme composição abaixo:

	<u>30/06/2019</u>	<u>30/06/2018</u>
Ganho de instrumentos financeiros derivativos	181	249
Tributos Diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos	(62)	(85)
<b>Total</b>	<u>119</u>	<u>164</u>

### h) Destinação de lucros de 2018

Em reunião de Assembleia Geral Ordinária ocorrida em 29 de abril de 2019, foi aprovada a destinação dos resultados de 2018 onde foram destinados R\$ 145.600 como distribuição de dividendos e R\$ 134.373 para reserva de reforço de capital de giro.

**29. Lucro por ação**

	<u>30/06/2019</u>	<u>30/06/2018</u>
<b>Numerador (em R\$ mil)</b>		
Lucro líquido do período atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas ordinários	80.241	102.753
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	47.163	60.395
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	2.562	3.281
	<u>129.965</u>	<u>166.429</u>
<b>Denominador (em unidades de ações)</b>		
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
	<u>77.855.299</u>	<u>77.855.299</u>
<b>Percentual por ação</b>		
Ações ordinárias	61,7401%	61,7401%
Ações preferenciais - classe A	36,2887%	36,2887%
Ações preferenciais - classe B	1,9712%	1,9712%
<b>Resultado básico e diluído por ação (em R\$)</b>		
Ação ordinária	1,6693	2,1377
Ação preferencial - Classe A	1,7695	2,2659
Ação preferencial - Classe B	1,8362	2,3514

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.

**30. Receita líquida**

	<u>30/06/2019</u>	<u>30/06/2018</u>
Fornecimento faturado	2.614.737	2.483.262
Fornecimento não faturado	203.787	188.014
Consumidores	<u>2.818.524</u>	<u>2.671.276</u>
Ativos e passivos financeiros setoriais	28.317	62.072
Subvenção baixa renda	89.560	105.710
Subvenção CDE - desconto tarifário	120.321	119.557
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	204.594	99.843
Receita de construção	331.778	350.883
Outras receitas	106.315	34.359
Receita operacional bruta	<u>3.699.409</u>	<u>3.443.700</u>
(-) Deduções da receita		
ICMS	(711.516)	(644.456)
COFINS	(242.282)	(235.230)
PIS	(52.601)	(51.070)
P&D	(21.021)	(19.253)
Ressarcimento P&D	-	32.870
Encargo setorial CDE	(192.436)	(184.877)
Taxa de fiscalização	(2.899)	(2.862)
Outros impostos e contribuições sobre a receita	(1.290)	(708)
Total de deduções de receita	<u>(1.224.045)</u>	<u>(1.105.586)</u>
Total	<u><u>2.475.364</u></u>	<u><u>2.338.114</u></u>

Em função da entrada em operação do novo sistema comercial (SAP ISU) em julho de 2018, para os clientes de alta tensão, a receita de uso da rede elétrica está representada pela remuneração da TUSD de clientes livres e cativos. Anteriormente esta receita contemplava a remuneração da TUSD + TE (taxa de energia) apenas de clientes livres.

Encontra-se apresentado como Outras receitas, o montante de R\$ 58.492, decorrente da contratação em 2019, nos moldes do Leilão, de energia no Mercado de Venda Excedente (MVE). Faz parte deste Leilão a parte relacionada, EGP Volta Grande, a qual participa com 80% do valor financeiro da operação.

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

**31. Receitas (custos/despesas) operacionais**

Descrição	30/06/2019					30/06/2018				
	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	(61.387)	-	(27.335)	-	(88.722)	(63.367)	-	(25.280)	-	(88.647)
Material	(7.657)	-	(358)	-	(8.015)	(7.616)	-	(165)	-	(7.781)
Serviços de terceiros	(144.899)	(924)	(33.432)	-	(179.255)	(144.511)	(868)	(23.363)	-	(168.742)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.371.737)	-	-	-	(1.371.737)	(1,197,448)	-	-	-	(1,197,448)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(133.521)	-	-	-	(133.521)	(153.579)	-	-	-	(153.579)
Depreciação e amortização	(115.852)	-	(6.116)	-	(121.968)	(90.914)	(6.958)	-	-	(97.872)
Custo na desativação de bens	(7.206)	-	-	-	(7.206)	(8.878)	-	-	-	(8.878)
Provisões para créditos de liquidação duvidosos	-	(35.099)	-	-	(35.099)	-	(16.473)	-	-	(16.473)
Custo de construção	(331.778)	-	-	-	(331.778)	(350.883)	-	-	-	(350.883)
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	-	-	(29.673)	-	(29.673)	-	-	(11.162)	-	(11.162)
Perda de recebíveis de clientes	-	(9.989)	-	-	(9.989)	-	(4.276)	-	-	(4.276)
Outras despesas operacionais	(8.556)	-	(7.618)	(2.550)	(18.724)	(8.741)	-	(17.461)	(2.865)	(29.067)
Receita de multas por impuntualidade de clientes	-	-	-	24.373	24.373	-	-	-	22.460	22.460
Outras receitas operacionais	-	-	-	2.298	2.298	-	-	-	1.847	1.847
<b>Total</b>	<b>(2.182.593)</b>	<b>(46.012)</b>	<b>(104.532)</b>	<b>24.121</b>	<b>(2.309.016)</b>	<b>(2.025.937)</b>	<b>(21.617)</b>	<b>(84.389)</b>	<b>21.442</b>	<b>(2.110.501)</b>

A energia elétrica comprada para revenda foi impactada pelo aumento de 5,93% 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.

O incremento da provisão para crédito de liquidação duvidosa decorreu substancialmente do aumento em 12,81% da base considerada como exposta a avaliação de risco de perdas.

**32. Resultado financeiro**

	<u>30/06/2019</u>	<u>30/06/2018</u>
Receitas financeiras		
Renda de aplicação financeira	<b>7.298</b>	2.166
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	<b>16.215</b>	16.168
Receita de ativo indenizável	<b>61.091</b>	40.703
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	<b>8.311</b>	10.935
Variações monetárias de dívidas	<b>1.226</b>	1.699
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	<b>3.233</b>	9.168
Juros fundo de pensão	<b>53</b>	76
Outras receitas financeiras	<b>5.536</b>	5.355
<b>Total das receitas financeiras</b>	<b><u>102.963</u></b>	<b><u>86.270</u></b>
Despesas financeiras		
Variações monetárias de dívidas	<b>(23.049)</b>	(10.265)
Encargos de dívidas	<b>(60.215)</b>	(47.371)
Encargos fundo de pensão	<b>(4.534)</b>	(4.174)
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	<b>(10.283)</b>	(11.595)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	<b>(3.817)</b>	(10.491)
Atualizações de impostos	<b>(8.617)</b>	(1.816)
Atualização P&D/PEE	<b>(929)</b>	(539)
IOF/IOC	<b>(136)</b>	(914)
Outras multas	<b>(137)</b>	(1.140)
Outras despesas financeiras	<b>(15.444)</b>	(10.181)
<b>Total das despesas financeiras</b>	<b><u>(127.161)</u></b>	<b><u>(98.486)</u></b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b><u>(24.198)</u></b>	<b><u>(12.216)</u></b>

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

**33. 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:

	30/06/2019		30/06/2018	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	142.150	142.150	215.397	215.397
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	<b>(35.529)</b>	<b>(12.794)</b>	<b>(53.843)</b>	<b>(19.386)</b>
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Incentivos fiscais	24.869	-	28.665	-
Permanentemente - despesas e multas	8.287	2.982	(3.918)	(486)
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<b>(2.373)</b>	<b>(9.812)</b>	<b>(29.096)</b>	<b>(19.872)</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(24.751)	(8.943)	(43.370)	(14.721)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(2.491)	(869)	(14.391)	(5.151)
Incentivo fiscal	24.869	-	28.665	-
Total	<b>(2.373)</b>	<b>(9.812)</b>	<b>(29.096)</b>	<b>(19.872)</b>

Conforme o artigo 228 do Regulamento do Imposto de Renda, a alíquota do IRPJ é de 15% (quinze por cento) sobre 100% do lucro apurado, com adicional de 10% sobre a parcela do lucro que exceder R\$20 / mês.

A seguir a composição dos tributos diferidos:

	Balancos Patrimoniais		Demonstrações do resultado e resultado abrangente	
	30/06/2019	31/12/2018	30/06/2019	30/06/2018
IR e CS sobre diferenças temporárias	108.125	92.973	17.382	(6.115)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	40.913	36.334	4.579	(2.066)
Provisão para ações judiciais e regulatórias	64.685	54.538	10.147	2.246
Provisão para obsolescência de estoque	-	-	-	(38)
IFRS 9	(2.230)	(2.230)	-	(2.231)
Outras	4.757	2.101	2.656	(6.257)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(125.738)	(104.996)	(20.742)	(13.427)
Ativo indenizável (concessão)	(125.984)	(105.213)	(20.771)	(13.839)
Marcação a mercado swap	-	-	-	412
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	<b>(17.613)</b>	<b>(12.023)</b>	<b>(3.360)</b>	<b>(19.542)</b>
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	62.335	60.052	53	(1.791)
Plano de pensão	62.397	62.397	-	-
Swap passivo	-	-	-	440
Instrumentos financeiros derivativos	(62)	(115)	53	-
Total	<b>44.722</b>	<b>48.029</b>	<b>(3.307)</b>	<b>(21.333)</b>

Os valores dos ativos fiscais diferidos sobre prejuízo fiscal, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias, que poderão ser compensados com lucros tributáveis futuros, limitados a 30% do lucro tributável do ano, serão realizados pela Companhia em um prazo não superior a 10 anos, considerando as melhores estimativas da Administração.

Segue expectativa de realização:

Ano de realização	30/06/2019	31/12/2018
2019	11.780	10.241
2020	11.780	10.241
2021	11.780	10.241
2022	11.780	10.241
2023 a 2025	35.341	30.723
2026 a 2028	89.866	85.488
<b>Total</b>	<b>172.327</b>	<b>157.175</b>

### 34. 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 184 municípios 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 políticas levam em consideração, dentre outras variáveis, a classificação de risco de crédito (*rating*) e valor do patrimônio líquido da contraparte.

	30/06/2019	31/12/2018
Caixa e equivalentes de caixa	302.104	95.835
Títulos e valores mobiliários	70.429	67.980
Instrumentos financeiros derivativos - swap	36	86
Consumidores e outras contas a receber	1.107.803	974.642
Ativos financeiros setoriais	306.970	201.567
Ativo indenizável (concessão)	2.180.754	1.888.440
	<b>3.968.096</b>	<b>3.228.550</b>

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

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

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 30 de junho 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):

<b>Instrumentos Financeiros Derivativos</b>	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
AA-	36	86
<b>Total geral</b>	<b>36</b>	<b>86</b>
<b>Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários</b>	<b>30/06/2019</b>	<b>31/12/2018</b>
AAA	285.238	114.790
AA+	47.050	36.294
Banco Central do Brasil	-	356
Numerário em trânsito	40.245	12.375
<b>Total geral</b>	<b>372.533</b>	<b>163.815</b>

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

Os processos de Revisão e Reajuste tarifários ordinários são garantidos por contrato de concessão e empregam metodologias previamente definidas nos Procedimentos de Regulação Tarifária (Proret). Contudo, podem ocorrer fatos que alterem o equilíbrio econômico-financeiro definido nos processos ordinários, que se atenderam aos critérios de admissibilidade e às evidências de desequilíbrio econômico-financeiro normatizados no Submódulo 2.9 do Proret (Resolução normativa nº 791, de 14 de novembro de 2017), poderão ensejar revisão tarifária extraordinária a pedido da distribuidora.

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 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 propostas pelo regulador podem impactar de forma significativa a condição financeira e os resultados operacionais da Companhia.

**c) Risco de câmbio**

Esse 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

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

(Hedge). Em 30 de junho 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)

Esse risco é oriundo da possibilidade de a 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 30 de junho 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 final do período de 2017, a Companhia realizou operações de hedge fixando as operações atreladas ao indexador (8% do total, sendo 3% objeto de hedge em 30 de junho de 2019), 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 30 de junho de 2019, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 36 (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\$ 156 em 30 de junho de 2019 (saldo positivo no montante de R\$ 1.206 em 31 de dezembro 2018).

Em 30 de junho de 2019, a Companhia possuía a seguinte exposição:

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	30/06/2019	%	31/12/2018	%
Selic	3.475	1,05%	170	0%
CDI	328.800	98,95%	131.646	100%
Pré-Fixado	13	0,00%	34	0%
<b>Total</b>	<b>332.288</b>	<b>100%</b>	<b>131.850</b>	<b>100%</b>
<b>Ativo Financeiro Indenizável</b>	<b>30/06/2019</b>	<b>%</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>%</b>
IPCA	2.180.754	100%	1.888.440	100%
<b>Total</b>	<b>2.180.754</b>	<b>100%</b>	<b>1.888.440</b>	<b>100%</b>
<b>Empréstimos, Financiamentos, Debêntures e Derivativos</b>	<b>30/06/2019</b>	<b>%</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>%</b>
Taxa fixa	434.531	17%	477.199	25%
TJLP	71.842	3%	94.103	5%
Selic	55.741	2%	64.887	3%
CDI	748.132	37%	550.316	29%
IPCA	1.099.935	40%	697.311	37%
Libor	4.404	0%	4.455	0%
<b>Total</b>	<b>2.414.585</b>	<b>100%</b>	<b>1.888.271</b>	<b>100%</b>

Em relação à eventual exposição de ativos e passivos relevantes às variações de mercado (câmbio, 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.

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

A liquidez da Companhia é gerida através do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

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 30 de junho de 2019 é de R\$ 180.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 20 e 21, 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 28).

O índice de endividamento em 30 de junho de 2019 é de 41% (37% em 2018), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

	<u>30/06/2019</u>	<u>31/12/2018</u>
Dívida	<b>2.414.585</b>	1.888.271
Caixa e equivalente de caixa + títulos e valores mobiliários	<b>(372.533)</b>	(163.815)
Dívida líquida (a)	<b>2.042.052</b>	1.724.456
Patrimônio líquido (b)	<b>2.919.701</b>	2.945.261
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	<b>41%</b>	37%

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

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
30 de junho de 2019						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	1.328	2.667	11.273	41.865	-	57.133
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	11.961	12.506	145.046	256.380	168.990	594.883
Debêntures	-	12.109	78.677	1.544.280	224.350	1.859.416
Empréstimos e Financiamentos Partes Relacionadas	-	-	324.098	-	-	324.098
Leasings	608	1.224	5.545	4.629	183	12.189
	<b>13.897</b>	<b>28.506</b>	<b>564.639</b>	<b>1.847.154</b>	<b>393.523</b>	<b>2.847.719</b>

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

	<u>De três meses a um ano</u>	<u>Total</u>
30 de junho de 2019	<b>546</b>	<b>546</b>
"Swaps" de juros 11/12/17	<b>546</b>	<b>546</b>

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### Valorização dos instrumentos financeiros

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

Categoria	Nível	30/06/2019		31/12/2018		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	302.104	302.104	95.835	95.835
Títulos e valores mobiliários	Valor justo por meio de resultado	2	70.429	70.429	67.980	67.980
Cauções e depósitos	Custo amortizado	2	23.366	23.366	38.564	38.564
Consumidores e outras contas a receber	Custo amortizado	2	1.107.803	1.107.803	974.642	974.642
Ativos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	306.970	306.970	201.567	201.567
Instrumentos financeiros derivativos - swap	Valor justo por meio de resultado	2	181	181	337	337
Ativo indenizável (concessão)	Valor justo por meio de resultado	3	2.180.754	2.180.754	1.888.440	1.888.440
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Custo amortizado	2	905.437	837.478	1.064.342	668.978
Debêntures em moeda nacional	Custo amortizado	2	1.486.243	1.501.731	813.141	993.243
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira	Custo amortizado	2	10.752	10.752	10.874	10.874
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Valor justo por meio de resultado	2	145	145	251	251
Arrendamento financeiro	Custo amortizado	2	12.189	12.189	-	-
Passivos financeiros setoriais	Custo amortizado	2	92.056	92.056	7.010	7.010
Fornecedores	Custo amortizado	2	664.441	664.441	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, evitando-se a contratação de derivativos especulativos.

### Instrumento financeiro derivativo

Os valores da curva e de mercado do instrumento financeiro (*swap*) de 30 de junho 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	(145)	36	(181)	150.000

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

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

(antiga BM&F) na posição de 30 de junho de 2019.

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 30 de junho 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	
				30/06/2019	31/12/2018
<b>Contrato de swap</b>					
SANTANDER (Brasil) S.A	11/12/2017	07/11/2019	CDI + 107%aa	36	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 30 de junho 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).

Ativos	Risco	Base 30/06/2019	Cenários projetados - Jun.2020		
			Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	3.475	77	58	39
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	328.800	7.332	5.499	3.666
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pre-fixado	13	-	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	(2.180.754)	(48.631)	(36.473)	(24.316)
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	75.238	1.642	2.037	2.427
Instrumentos financeiros derivados	Pre-fixado	(75.202)	(1.996)	(1.996)	(1.996)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pre-fixado	(352.982)	(13.562)	(13.562)	(13.562)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do Dólar	(6.348)	(455)	(1.893)	(3.089)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(71.842)	(6.284)	(7.281)	(8.264)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Selic	(55.741)	(4.928)	(5.698)	(6.459)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(823.369)	(50.505)	(61.518)	(72.391)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(1.099.935)	(76.464)	(83.566)	(90.627)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(4.404)	(188)	(1.207)	(2.059)
			<b>(193.962)</b>	<b>(205.601)</b>	<b>(216.631)</b>

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:

**Companhia Energética do Ceará – Coelce**

Contrato	Provável	Cenário + 25%		Cenário + 50%	
		Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
BB Agropecuário - Subcrédito B	1.652	2.051	399	2.443	791
Swap Ponta Ativa	(1.642)	(2.037)	(395)	(2.427)	(785)
Swap Ponta Passiva	1.996	1.996	-	1.996	-
Total	2.006	2.010	4	2.012	6

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.

**35. Compromissos**

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 1.555.054 em 2019, R\$ 3.172.748 em 2020, R\$ 3.337.541 em 2021, R\$ 3.462.603 em 2022 e R\$ 58.652.961 após 2022.

**36. Participação nos resultados**

O montante dessa participação no semestre findo em 30 de junho de 2019 foi de R\$ 7.574 (R\$ 8.679 no semestre findo em 30 de junho de 2018).

**37. 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 garantia de sinistro
	De	Até		
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

## 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 30 de junho de 2019, que compreendem o balanço patrimonial em 30 de junho de 2019, e as respectivas demonstrações do resultado e do resultado abrangente para os períodos de três e seis meses findos naquela data e das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o período de seis meses findo naquela data, incluindo as notas explicativas.

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração dessas 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 aos períodos de três e seis meses findo em 30 de junho 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, 30 de julho 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 30/06/2019, 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, 30 de Julho 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 30/06/2019, 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, 30 de Julho 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