

# **Demonstrações Contábeis Anuais Completas 2019**

**Enel Distribuição Ceará**

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ

20 de fevereiro de 2020

**Relatório da Administração**

**Demonstrações Contábeis**

**Notas Explicativas**

**Parecer do Auditor Independente**

**Declaração dos Diretores da Companhia**

**Manifestação do Conselho de Administração**

**Parecer do Conselho Fiscal**

**Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente**

**RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2019**

**Senhores Acionistas,**

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Companhia Energética do Ceará - Coelce (“Enel Distribuição Ceará”, ou “Companhia”) submete à apreciação dos senhores o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, com o relatório dos Auditores Independentes e o parecer do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019 e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Todas as comparações realizadas neste relatório levam em consideração dados consolidados em relação ao mesmo período de 2018, exceto quando especificado em contrário. Os dados operacionais marcados com (\*) não foram auditados pela auditoria independente BDO RCS Auditores Independentes S.S.

**1 AMBIENTE REGULATÓRIO\***

**Bandeiras Tarifárias**

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. No ano de 2019, 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 01/02/2017 a 30/04/2018: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 2,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.203/2017);

De 01/05/2018 a 30/06/2019: A tarifa amarela sofreu redução e ficou estipulada em R\$ 1,00 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2.392/2018).

De 01/07/2019 a 31/10/2019: A tarifa amarela sofreu acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2551/19).

A partir de 01/11/19: A tarifa sofreu acréscimo de R\$ 1,343 para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2628/19).

**Bandeira vermelha:** condições mais custosas de geração.

De 01/11/2017 a 30/04/2018: As tarifas tiveram acréscimo de R\$ 3,00 para o patamar 1 enquanto o patamar 2 passou a ser R\$ 5,00 para cada 100 kWh consumidos (Audiência Pública 061/2017);

De 01/05/2018 a 30/06/2019: As tarifas tiveram os seguintes acréscimos: R\$ 3,00 (patamar 1) e R\$ 5,00 (patamar 2) para cada 100 kWh consumidos (REH 2.392/2018).

De 01/07/2019 a 31/10/2019: Acréscimos nas tarifas de R\$ 4,00 (patamar 1) e R\$ 6,00 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2551/19).

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

A partir de 01/11/19: Acréscimos nas tarifas de R\$ 4,169 (patamar 1) e R\$ 6,243 (patamar 2) para cada 100 quilowatt-hora (kWh) consumidos (REH 2628/19).

As bandeiras tarifárias que vigoraram ao longo de 2019 e 2018, reflexo das condições hidrológicas, estão demonstradas a seguir:

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 1)	Vermelha (Patamar 1)	Amarela	Vermelha (Patamar 1)	Amarela
PLD gatilho - R\$/MWh	116,53	283,16	286,02	167,83	114,92	42,35	175,44	224,19	200,18	233,59	292,87	225,92

PLD Gatilho: Referência de PLD médio mensal para o patamar da Bandeira Tarifária definido pela CCEE.

2018	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária	Verde	Verde	Verde	Verde	Amarela	Vermelha (Patamar 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 patamar da Bandeira Tarifária definido pela CCEE.

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

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 vigoraram por todo o ano de 2018, iniciando 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 vigoraram por todo o ano de 2019, iniciando em 1º de janeiro de 2019.

Em 17 de dezembro de 2019, a Resolução Homologatória n.º 2.655 da Aneel definiu os valores limites do PLD de 2020. O PLD máximo foi fixado em R\$ 559,75/MWh e o valor mínimo em R\$ 39,68/MWh. Esses limites passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2020.

## Revisão Tarifária

Em 18/04/19, a Aneel homologou o resultado da quinta revisão tarifária periódica da Enel Distribuição Ceará, que vigorou a partir de 22 de abril de 2019, 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 a componente T (Trajetória dos custos operacionais) do fator X em 1,17%, perdas técnicas de 9,52% sobre energia injetada e perdas não técnicas de 7,56% sobre o mercado de Baixa Tensão.

2 PRINCIPAIS INDICADORES

Destaques do Período	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
Receita Bruta (R\$ mil)	7.838.130	7.510.323	327.807	4,4%
Receita Líquida (R\$ mil)	5.377.077	5.102.244	274.833	5,4%
EBITDA (1) (R\$ mil)	814.208	722.882	91.326	12,6%
Margem EBITDA (%)	15,14%	14,17%	-	0,97 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção	17,53%	17,15%	-	0,38 p.p
EBIT (2) (R\$ mil)	563.858	517.853	46.005	8,9%
Margem EBIT (%)	10,49%	10,15%	-	0,34 p.p
Lucro Líquido (R\$ mil)	404.905	364.520	40.385	11,1%
Margem Líquida	7,53%	7,14%	-	0,39 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	8,72%	8,65%	-	0,07 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	12.205	11.799	406	3,4%
CAPEX (R\$ mil)*	732.486	879.038	(146.552)	-16,7%
DEC (12 meses)*	14,11	10,14	3,97	39,2%
FEC (12 meses)*	5,78	5,57	0,21	3,8%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	99,30%	98,86%	-	0,44 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	13,86%	14,21%	-	-0,35 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.916.646	4.118.271	(201.625)	-4,9%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.118	1.133	(15)	-1,3%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	1.348	1.425	(77)	-5,4%
PMSO (3)/Consumidor*	173,37	152,82	21	13,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	433	497	(65)	-12,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros*	9.054	8.281	773	9,3%

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

3 DESEMPENHO OPERACIONAL

Número de Consumidores*	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(Unidades)			
Residencial - Convencional	2.019.652	1.952.942	66.710	3,4%
Residencial - Baixa Renda	814.798	836.002	(21.204)	-2,5%
Industrial	6.522	5.465	1.057	19,3%
Comercial	190.950	167.632	23.318	13,9%
Rural	595.657	530.022	65.635	12,4%
Setor Público	46.225	48.205	(1.980)	-4,1%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.673.804</b>	<b>3.540.268</b>	<b>133.536</b>	<b>3,8%</b>
Industrial	118	108	10	9,3%
Comercial	212	152	60	39,5%
Rural	9	8	1	12,5%
<b>Cientes Livres</b>	<b>339</b>	<b>268</b>	<b>71</b>	<b>26,5%</b>
Revenda	2	2	-	-
Consumo Próprio	316	307	9	2,9%
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>3.674.461</b>	<b>3.540.845</b>	<b>133.616</b>	<b>3,8%</b>
Consumidores Ativos Não Faturados	242.185	577.426	(335.241)	-58,1%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>3.916.646</b>	<b>4.118.271</b>	<b>(201.625)</b>	<b>-4,9%</b>

A Companhia encerrou 2019 com um incremento de 3,8% em relação à quantidade de consumidores efetivos faturados registrado em 2018. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado nas classes residencial (convencional e baixa renda), comercial e rural.

Em julho de 2019, a companhia realizou a migração de suas operações comerciais para um novo sistema. Para esta implantação, foi realizada a atualização cadastral dos clientes, conforme disposições regulatórias. A redução de 58,1% no número de consumidores não faturados, e de 4,9% na base total de clientes (menos 201.625 clientes em relação à 2018) reflete essa atualização cadastral. Os clientes que ainda não atualizaram seu cadastro foram temporariamente desativados até posterior regularização.

Nos últimos 12 meses, os investimentos para conexão de novos clientes à rede da Companhia totalizaram o montante de R\$ 423 milhões\*.

Venda e Transporte de Energia*	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(GWh)			
Mercado Cativo	10.012	9.790	222	2,3%
Cientes Livres	2.182	1.998	184	9,2%
Revenda	11	11	0	4,0%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia</b>	<b>12.205</b>	<b>11.799</b>	<b>406</b>	<b>3,4%</b>

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Distribuição Ceará no ano de 2019 apresentou um incremento de 406 GWh em relação ao ano de 2018. Este crescimento é resultado de um efeito conjunto da (i) evolução observada no mercado cativo da Companhia de 222 GWh, e de (ii) um maior volume de energia transportada para os clientes livres no ano de 2019, 184 GWh superior ao registrado em 2018. Essa energia transportada gera uma receita para a Companhia através da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

Venda de Energia no Mercado Cativo*	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(GWh)			
Residencial - Convencional	3.568	3.274	294	9,0%
Residencial - Baixa Renda	1.036	1.099	(62)	-5,7%
Industrial	661	703	(42)	-6,0%
Comercial	1.942	1.932	10	0,5%
Rural	1.220	1.240	(20)	-1,6%
Setor Público	1.585	1.542	43	2,8%
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>10.012</b>	<b>9.790</b>	<b>222</b>	<b>2,3%</b>

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou uma evolução de 2,3% no ano de 2019 quando comparado com 2018. O principal fator que ocasionou essa evolução no consumo foi o crescimento vegetativo do mercado cativo que adicionou 133.536 novos consumidores\* à base comercial cativa da Companhia.

Indicadores Operacionais e de Produtividade*	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
DEC 12 meses (horas)	14,11	10,14	3,97	39,2%
FEC 12 meses (vezes)	5,78	5,57	0,21	3,8%
Perdas de Energia 12 meses (%)	13,86%	14,21%	-	-0,35 p.p
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	99,30%	98,86%	-	0,44 p.p
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.348	1.425	(77)	-5,4%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	433	497	(65)	-12,9%
PMSO (1)/Consumidor	173,37	152,82	21	13,1%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	9.054	8.281	773	9,3%

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

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 Companhia. Ambos os indicadores apresentaram um incremento em 2019 comparado a 2018, devido, principalmente a: (i) onda de ataques criminosos ocorridos em janeiro e setembro de 2019, os quais comprometeram as operações da companhia nas áreas alvo dos ataques; e (ii) ao elevado volume de chuvas e raios, observados principalmente no primeiro semestre do ano também impactaram os indicadores de qualidade.

A Companhia investiu R\$ 71 milhões\* em adequação à carga e qualidade do sistema nos últimos 12 meses.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o valor de 13,86%\* em 2019, uma redução de 0,35 p.p. em relação às perdas registradas em 2018, de 14,21%\*. Esta redução reflete os resultados do plano de combate aos furtos de energia, implantado em 2018.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 53 milhões\* no combate às perdas.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

Principais Contas de Resultado e Margens	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Receita Operacional Bruta	7.838.130	7.510.323	327.807	4,4%
Deduções à Receita Operacional	(2.461.053)	(2.408.079)	(52.974)	2,2%
Receita Operacional Líquida	5.377.077	5.102.244	274.833	5,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(4.813.219)	(4.584.391)	(228.828)	5,0%
<b>EBITDA(1)</b>	<b>814.208</b>	<b>722.882</b>	<b>91.326</b>	<b>12,6%</b>
Margem EBITDA	15,14%	14,17%	-	0,97 p.p
Margem EBITDA ex-Receita de Construção*	17,53%	17,15%	-	0,38 p.p
EBIT(2)	563.858	517.853	46.005	8,9%
Margem EBIT	10,49%	10,15%	-	0,34 p.p
Resultado Financeiro	(71.931)	(63.543)	(8.388)	13,2%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(87.022)	(89.790)	2.768	-3,1%
<b>Lucro Líquido</b>	<b>404.905</b>	<b>364.520</b>	<b>40.385</b>	<b>11,1%</b>
Margem Líquida	7,53%	7,14%	-	0,39 p.p
Margem Líquida ex-Receita de Construção	8,72%	8,65%	-	0,07 p.p
Lucro por Ação (R\$/ação)*	5,20	4,68	0,52	-

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações, (2) EBIT: Resultado do Serviço

## Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia incrementou R\$ 328 milhões em relação ao ano de 2018. Excluindo-se o efeito da receita de construção, a receita operacional bruta da Companhia, em 2019, alcançou o montante de R\$ 7,11 bilhões, o que representa um aumento de 7,3% (R\$ 481 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 6,62 bilhões. Este aumento reflete o efeito líquido dos seguintes fatores:

Receita Operacional Bruta	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Fornecimento de Energia Elétrica	6.141.806	5.561.762	580.044	10,4%
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	(25.298)	(7.887)	(17.411)	>100,0%
Ativo e passivo financeiro setorial	56.805	61.725	(4.920)	-8,0%
Subvenção baixa renda	190.385	210.102	(19.717)	-9,4%
Subvenção de recursos da CDE	262.949	250.483	12.466	5,0%
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	235.744	279.722	(43.978)	-15,7%
Receita de construção	732.765	885.970	(153.205)	-17,3%
Venda de Energia Excedente - MVE	129.877	-	129.877	-
Outras receitas	113.097	268.446	(155.349)	-57,9%
<b>Total - Receita Operacional Bruta</b>	<b>7.838.130</b>	<b>7.510.323</b>	<b>327.807</b>	<b>4,4%</b>

## Variações relevantes

Fornecimento de Energia Elétrica (incremento de R\$ 580 milhões): este aumento está associado aos seguintes fatores: (i) efeito da Revisão Tarifária em 2019, aplicado a partir de 22 de abril de 2019, que incrementou as tarifas da Companhia em 8,22% em média; e (ii) aumento de 2,3% no volume de energia vendida para o mercado cativo da Companhia (10.012 GWh em 2019 versus 9.790 GWh em 2018).

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

Venda de Energia Excedente - MVE (incremento de R\$ 130 milhões): em razão da Companhia ter aderido, a partir de janeiro de 2019, ao mecanismo de venda de excedentes, conforme Resolução Normativa Nº 824, de 10 de julho de 2018.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres (incremento de R\$ 17 milhões): em função do aumento das despesas com indenizações aos consumidores (DIC/FIC) baseadas nos níveis dos indicadores de qualidade.

Ativos e passivos financeiros setoriais (redução de R\$ 5 milhões): esta redução deve-se a menor constituição de ativos financeiros regulatórios relativo à compra de energia e outros encargos (R\$ 180 milhões), parcialmente compensado com a reclassificação, em 2019, da receita de bandeiras tarifárias (R\$ 175 milhões), antes registrada em outras receitas.

Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda (redução de R\$ 44 milhões): devido a reclassificação da taxa de energia (TE) dos clientes livres para a rubrica de fornecimento de energia elétrica.

Outras receitas (redução de R\$ 155 milhões): devido a reclassificação, em 2019, da receita de bandeiras tarifárias para a rubrica de ativos e passivos financeiros setoriais (R\$ 175 milhões em 2019 vs. R\$ 180 milhões em 2018). Este efeito foi parcialmente compensado pelo aumento das tarifas de uso mutuo, devidas por empresas de telefonia e internet que utilizam os postes da Enel Distribuição Ceará na prestação de seus serviços.

## Deduções da Receita

As deduções da receita em 2019 apresentaram um incremento de R\$ 53 milhões em relação ao ano anterior. Este aumento é o efeito das seguintes variações:

Deduções da Receita	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
ICMS	(1.533.083)	(1.382.420)	(150.663)	10,9%
COFINS - corrente	(476.269)	(502.785)	26.516	-5,3%
PIS - corrente	(103.401)	(109.157)	5.756	-5,3%
ISS	(3.294)	(1.542)	(1.752)	>100,0%
<b>Total - Tributos</b>	<b>(2.116.047)</b>	<b>(1.995.904)</b>	<b>(120.143)</b>	<b>6,0%</b>
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(45.721)	(41.166)	(4.555)	11,1%
Ressarcimento P&D	-	32.870	(32.870)	-100,0%
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(293.252)	(398.235)	104.983	-26,4%
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE	(6.033)	(5.644)	(389)	6,9%
<b>Total - Encargos Setoriais</b>	<b>(345.006)</b>	<b>(412.175)</b>	<b>67.169</b>	<b>-16,3%</b>
<b>Total - Deduções da Receita</b>	<b>(2.461.053)</b>	<b>(2.408.079)</b>	<b>(52.974)</b>	<b>2,2%</b>

### Variações relevantes

Tributos (incremento de R\$ 120 milhões): Esta variação é resultado, principalmente, do aumento da base de cálculo para estes tributos, em função do incremento observado na receita bruta da Companhia entre os períodos analisados.

Este efeito foi parcialmente compensado por:

Encargos Setoriais (redução de R\$ 67 milhões): em razão, principalmente, do fim da vigência da obrigação de pagamento das quotas da CDE – Conta ACR (Ambiente de Contratação Regulada), conforme Resolução Homologatória N° 2.521/2019.

## Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais em 2019 alcançaram R\$ 4.813 milhões, um incremento de R\$ 229 milhões em relação ao ano de 2018. Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos do serviço e despesa operacional da Companhia, em 2019, alcançaram o montante de R\$ 4,08 bilhões, o que representa um aumento de 10,3% (R\$ 382 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 3,70 bilhões. Este incremento é o efeito das seguintes variações:

Custos do Serviço e Despesas Operacionais	Em 31 de Dezembro			Var. %
	2019	2018	Variação	
	(R\$ Mil)			
Energia elétrica comprada para revenda	(2.875.370)	(2.599.577)	(275.793)	10,6%
Encargos do uso do sistema de transmissão	(281.557)	(278.178)	(3.379)	1,2%
<b>Total - Custos e Despesas Não Gerenciáveis</b>	<b>(3.156.927)</b>	<b>(2.877.755)</b>	<b>(279.172)</b>	<b>9,7%</b>
Pessoal	(163.443)	(167.017)	3.574	-2,1%
Material e Serviços de Terceiros	(388.257)	(361.955)	(26.302)	7,3%
Depreciação e Amortização	(250.350)	(205.029)	(45.321)	22,1%
Custos de Desativação de Bens	(28.305)	(33.553)	5.248	-15,6%
Prov. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(42.918)	(49.429)	6.511	-13,2%
Custo de Construção	(732.765)	(885.970)	153.205	-17,3%
Provisão para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas	(22.301)	5.342	(27.643)	<-100,0%
Perda de recebíveis de clientes	(28.910)	(7.220)	(21.690)	>100,0%
Receita de multas por impontualidade de clientes	34.171	47.285	(13.114)	-27,7%
Outras Receitas/Despesas Operacionais	(33.214)	(49.090)	15.876	-32,3%
<b>Total - Custos e Despesas Gerenciáveis</b>	<b>(1.656.292)</b>	<b>(1.706.636)</b>	<b>50.344</b>	<b>-2,9%</b>
<b>Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais</b>	<b>(4.813.219)</b>	<b>(4.584.391)</b>	<b>(228.828)</b>	<b>5,0%</b>

## Variações relevantes

Custos e despesas não gerenciáveis (incremento de R\$ 279 milhões), considerando as linhas de Energia Elétrica Comprada para Revenda e Encargo do uso do sistema de transmissão, as quais são explicadas principalmente pelos seguintes motivos:

- Energia Elétrica comprada para Revenda (incremento de R\$ 276 milhões): decorrente da apuração de maiores custos com compra de energia no primeiro trimestre de 2019 em função de maior demanda e maior preço médio, em conjunto com ajuste regulatório não recorrente, também registrado no primeiro trimestre, de aproximadamente R\$ 60 milhões.
- Encargos do uso do sistema de transmissão (incremento de R\$ 3 milhões): devido ao ajuste dos montantes de uso do sistema de transmissão, conforme aditivo N° 20 do contrato de uso do sistema de transmissão N° 098/2002, que definiu os valores de MW (Megawatt) para o período até 2021.

Custos e despesas gerenciáveis (redução de R\$ 50 milhões). Excluindo-se o efeito do custo de construção, os custos e despesas gerenciáveis da Companhia, em 2019, alcançaram o montante de R\$ 924 milhões, o que representa um aumento de 12,5% (R\$ 103 milhões) em relação ao ano anterior, cujo montante foi de R\$ 821 milhões:

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

(i) Aumento de 7,3% (R\$ 26 milhões) em materiais e serviços de terceiros em razão, basicamente, de aumento da atividade de operação e manutenção para assegurar a qualidade do serviço, além de maiores despesas com a continuidade do plano de combate ao furto de energia lançado em 2018.

(ii) Aumento de 22,1% (R\$ 45 milhões) em depreciação e amortização devido ao aumento da base de ativos, reflexo do elevado volume de investimentos realizados ao longo do último ano.

(iii) Aumento de R\$ 28 milhões nas Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas em razão de: (i) decisões desfavoráveis em processos trabalhistas, cujos objetos envolvem acidente de trabalho e diferença salarial; e de (ii) provisão de multa no montante de R\$ 19 milhões oriunda de Auto de Infração aplicada pelo órgão regulador decorrente de fiscalização em procedimentos e critérios na aplicação das disposições regulamentares estabelecidas para micro e minigeração distribuída nas unidades consumidoras.

(iv) Aumento de R\$ 22 milhões na Perda de recebíveis de clientes decorrente do aumento de baixa de recebíveis de clientes com faturas vencidas há mais de cinco anos, quando comparado com o mesmo período do ano anterior.

(v) Redução de R\$ 13 milhões na Receita de multas por impontualidade de clientes devido menor cobrança de multas e juros de mora de clientes em relação ao mesmo período do ano anterior.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

(vi) Redução de R\$ 7 milhões nas Provisões para Créditos de Liquidação Duvidosa em função, principalmente, da reversão de provisão para cobrir possíveis perdas com créditos de clientes com TOI (Termo de Ocorrência de Irregularidade). Após análise da base histórica desses clientes identificou-se que os mesmos apresentaram melhoria em seu perfil de crédito.

(vii) Redução de R\$ 16 milhões em Outras Receitas/Despesas Operacionais decorrente, principalmente, de (i) reclassificação das despesas dos arrendamentos mercantis operacionais, as quais eram registrados como outras despesas operacionais e passaram a ser registradas como amortização do direito de uso (R\$ 7 milhões); e de (ii) redução no custo com sistemas compartilhados em cerca de R\$ 5 milhões.

## **EBITDA e Margem EBITDA**

O EBITDA da Companhia em 2019 atingiu o montante de R\$ 814 milhões, o que representa um aumento de R\$ 91 milhões em relação ao ano de 2018. A margem EBITDA da Companhia em 2019 foi de 15,14%, com um incremento de 0,97 p.p. em relação a 2018. A margem EBITDA ex custo de construção da Companhia em 2019 foi de 17,53%, o que representa um incremento de 0,38 p.p. em relação a 2018.

De acordo com a instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, a divulgação do cálculo do EBITDA e do EBIT deve ser acompanhada da conciliação dos valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia. Abaixo demonstra-se a conciliação dos cálculos acima citados:

Conciliação do EBITDA e do EBIT	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
<b>Lucro Líquido do Período</b>	<b>404.905</b>	<b>364.520</b>	<b>40.385</b>	<b>11,1%</b>
(+) Tributo sobre o Lucro (NE 31)	87.022	89.790	(2.768)	-3,1%
(+) Resultado Financeiro (NE 30)	71.931	63.543	8.388	13,2%
<b>(=) EBIT</b>	<b>563.858</b>	<b>517.853</b>	<b>46.005</b>	<b>8,9%</b>
(+) Depreciações e Amortizações (NE 29)	250.350	205.029	45.321	22,1%
<b>(=) EBITDA</b>	<b>814.208</b>	<b>722.882</b>	<b>91.326</b>	<b>12,6%</b>

## Resultado Financeiro

As despesas financeiras líquidas da Companhia encerraram o ano de 2019 em R\$ 72 milhões, um aumento de R\$ 8 milhões em relação ao ano anterior. Este aumento decorre do efeito líquido das seguintes variações:

Resultado Financeiro	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Renda de aplicação financeira	13.145	4.997	8.148	>100,0%
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	31.239	32.385	(1.146)	-3,5%
Receita de ativo indenizável	97.178	59.482	37.696	63,4%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	-	14.865	(14.865)	-100,0%
Variações monetárias	1.497	1.979	(482)	-24,4%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	19.086	26.865	(7.779)	-29,0%
Outras receitas financeiras	9.698	16.068	(6.370)	-39,6%
(-) Crédito de PIS/COFINS sobre receita financeira	(1.430)	(3.740)	2.310	-61,8%
<b>Total - Receitas Financeiras</b>	<b>170.413</b>	<b>152.901</b>	<b>17.512</b>	<b>11,5%</b>
Variações monetárias de Dívida	(34.535)	(21.664)	(12.871)	59,4%
Variações cambial de dívidas	(1.248)	-	(1.248)	-
Encargos de Dívidas	(129.593)	(102.004)	(27.589)	27,0%
Encargos fundo de pensão	(9.067)	(8.348)	(719)	8,6%
Variação monetária de ativos e passivos setoriais	(3.057)	-	(3.057)	-
Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	(14.451)	(26.903)	12.452	-46,3%
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap	(21.284)	(29.691)	8.407	-28,3%
Atualizações de impostos, P&D/PEE	(10.702)	(4.246)	(6.456)	>100,0%
Custos pré-pagamento BNDES	(2.347)	-	(2.347)	-
Outras despesas financeiras	(16.060)	(23.588)	7.528	-31,9%
<b>Total - Despesas Financeiras</b>	<b>(242.344)</b>	<b>(216.444)</b>	<b>(25.900)</b>	<b>12,0%</b>
<b>Total - Receitas e Despesas Financeiras</b>	<b>(71.931)</b>	<b>(63.543)</b>	<b>(8.388)</b>	<b>13,2%</b>

## Variações relevantes

Variações monetárias de ativos e passivos setoriais - receitas/despesas (aumento de despesa líquida em R\$ 18 milhões): esta variação deve-se, principalmente, a uma redução do saldo médio de ativos financeiros setoriais entre os períodos analisados.

Encargos, variações monetárias e cambiais de dívida e instrumento financeiro derivativo – hedge/swap – receita/despesa (incremento de R\$ 41 milhões): deve-se por maiores encargos devido a maior saldo médio da dívida, captada para financiar investimentos e capital de giro.

Custo pré-pagamento BNDES (incremento de R\$ 2 milhões): devido ao pagamento antecipado das operações de repasse do BNDES contraídas em 2014, com o objetivo de otimizar gastos financeiros. O diferencial de custos entre a nova operação realizada e as

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

operações pagas antecipadamente absorverá esse custo de pré-pagamento, assegurando benefícios econômicos para a companhia no futuro.

Atualizações de impostos, P&D/PEE (incremento de R\$ 6 milhões): em função, principalmente, de uma devolução para a SEFAZ de crédito de ICMS indevido.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

Renda de aplicação financeira (incremento de R\$ 8 milhões): decorrente de um maior volume médio de caixa aplicado entre os períodos analisados.

Receita de ativo indenizável (incremento de R\$ 38 milhões): a variação reflete o aumento do IPCA acumulado entre os períodos analisados (4,31% em 2019 versus 3,75% em 2018).

Atualização de provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas (redução de R\$ 12 milhões): decorrente do encerramento de processos cíveis e trabalhistas que geravam elevados valores de atualização.

## Tributos e Outros

As despesas com Imposto de Renda (IR), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Outros (Amortização do Ágio) em 2019 registraram uma redução de R\$ 3 milhões em relação ao ano de 2018. Esta variação decorre, principalmente, de menor alíquota efetiva (IR e CSLL) em relação ao ano anterior.

Tributos (IR/CSLL) e Outros	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
IR e CSLL	(155.648)	(156.970)	1.322	-0,8%
Incentivo Fiscal SUDENE	74.272	73.348	924	1,3%
Amortização do Ágio e Reversão da Provisão	(5.646)	(6.168)	522	-8,5%
<b>Total - Tributos e Outros</b>	<b>(87.022)</b>	<b>(89.790)</b>	<b>2.768</b>	<b>-3,1%</b>

## Lucro Líquido e Margem Líquida

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Companhia registrou em 2019 um lucro líquido de R\$ 405 milhões, valor R\$ 40 milhões superior ao registrado no ano de 2018. A margem líquida em 2019 alcançou 7,53%. Excluindo-se a receita de custo de construção, a margem líquida da Companhia atingiu 8,72% (8,65% em 2018).

5 ENDIVIDAMENTO E LIQUIDEZ

Indicadores de Endividamento	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Dívida Bruta (R\$ mil)	2.199.834	1.888.271	311.563	16,5%
Dívida com Terceiros	2.199.834	1.587.644	612.190	38,6%
Dívida Intercompany	-	300.627	(300.627)	-100,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	168.638	163.815	4.823	2,9%
<b>Dívida Líquida (R\$ mil)</b>	<b>2.031.196</b>	<b>1.724.456</b>	<b>306.740</b>	<b>17,8%</b>
Dívida Bruta / EBITDA(1)*	2,70	2,61	0,1	3,4%
Dívida Líquida / EBITDA(1)*	2,49	2,39	0,1	4,6%
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,41	0,40	0,0	4,2%
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,39	0,38	0,0	5,0%

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

A dívida bruta da Companhia encerrou o ano de 2019 em R\$ 2.200 milhões, um incremento de R\$ 311 milhões em relação a 2018. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente, as novas captações de dívidas (R\$ 650 milhões com a 7ª emissão de debentures, R\$ 300 milhões captados com BNP e R\$ 79 milhões liberados junto ao Banco do Nordeste), em conjunto com a correção monetária de 35 milhões e provisão de encargos de R\$ 128 milhões, parcialmente compensados, por amortizações e pagamento de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 759 milhões e R\$ 122 milhões.

A Companhia encerrou 2019 com o custo médio da dívida de 7,61% a.a., ou CDI + 1,58% a.a.

### Colchão de Liquidez

Para se precaver de qualquer necessidade emergencial de caixa, em 31 de dezembro 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.

Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 700 milhões.

### Classificação de Riscos (Rating)

Em 18 de setembro de 2019, a agência classificadora de risco de crédito corporativo Fitch Ratings reafirmou o rating de crédito corporativo da Companhia de longo prazo na Escala Nacional Brasil em 'AAA (bra)', com perspectiva estável. Foram reafirmados também os ratings AAA (bra) atribuídos à 5ª, 6ª e 7ª emissões de debentures da Companhia.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

6 INVESTIMENTOS

Investimentos	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Var. %
	(R\$ Mil)			
Novas Conexões	423.472	375.937	47.534	12,6%
Rede	123.675	311.728	(188.054)	-60,3%
Combate às Perdas	52.613	54.497	(1.884)	-3,5%
Qualidade do Sistema Elétrico	30.065	153.857	(123.792)	-80,5%
Adequação à carga	40.997	103.374	(62.377)	-60,3%
Outros	144.209	125.708	18.501	14,7%
Variação de Estoque	41.131	65.665	(24.534)	-37,4%
<b>Total Investido</b>	<b>732.486</b>	<b>879.038</b>	<b>(146.552)</b>	<b>-16,7%</b>
Aportes / Subsídios	(6.828)	(39.316)	32.487	-82,6%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>725.658</b>	<b>839.723</b>	<b>(114.065)</b>	<b>-13,6%</b>

Os investimentos realizados pela Companhia em 2019 alcançaram R\$ 732 milhões, uma redução de R\$ 147 milhões em relação ao ano anterior. O maior volume de investimentos em 2019 foi direcionado à conexão de novos clientes (R\$ 423 milhões) e a outros investimentos, tais como manutenção corretiva (R\$ 31 milhões), melhorias tecnológicas (R\$ 53 milhões) e segurança e meio ambiente (R\$ 43 milhões).

Excluindo os aportes e subsídios, os investimentos líquidos realizados pela Companhia atingiram R\$ 726 milhões em 2019.

7 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL\*

A Enel Distribuição Ceará mantém a sustentabilidade em sua estratégia, integrando o plano industrial com o seu plano de sustentabilidade. Desta forma, envolve todas as áreas da companhia para o desenvolvimento sustentável do negócio e da sociedade. Seu planejamento estratégico é executado a partir das perspectivas dos principais públicos de relacionamento: acionistas, clientes, colaboradores, sociedade e fornecedores e possui objetivos, metas e indicadores monitorados nas diversas áreas da empresa, em alinhamento com os 17 Objetivos para o Desenvolvimento Sustentável (ODS). As empresas Enel têm metas diretas para seis deles: Educação de Qualidade (ODS 4); Energia Limpa e Acessível (ODS 7); Trabalho Decente e Crescimento Econômico (ODS 8); Indústria, Inovação e Infraestrutura (ODS 9); Cidades e Comunidades Sustentáveis (ODS 11) e Ação Contra a Mudança Global do Clima (ODS 13).

O programa de sustentabilidade da Enel Brasil, Enel Compartilha, vem atuando para promover o consumo consciente e o acesso à energia a todas as pessoas, com destaque para o combate ao desperdício e ao uso irregular de energia. Impulsionar o desenvolvimento socioeconômico local, agregar ferramentas para melhoria da qualidade da educação de crianças e jovens, além de apoiar iniciativas que contribuam para o meio ambiente e o bem-estar das comunidades também são foco de sua atuação. A Enel Distribuição Ceará conta com diversos projetos, todos apoiados pelo Enel Compartilha Liderança em Rede, que atuou com 272 líderes comunitários de modo a facilitar o entendimento das necessidades e expectativas locais para o desenvolvimento dos projetos.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

Os 85 projetos desenvolvidos na Enel Distribuição Ceará em 2019 beneficiaram cerca de 490 mil pessoas, com um investimento de R\$ 34 milhões. Também foram gerados cerca de R\$ 1,8 milhão em renda extra para as comunidades por meio dos projetos de empregabilidade e empreendedorismo. Entre os projetos realizados, destacam-se:

**Ecoenel:** é um projeto de eficiência energética que promove a troca de resíduos recicláveis por descontos na conta de energia. O projeto encerrou o ciclo de 2019 com 145 ecopontos ativos, 5.140 toneladas de resíduos arrecadados e mais de R\$ 1,7 milhão em bônus na forma de desconto na conta de energia. Através da reciclagem dos resíduos recebidos, foram economizados mais de 25 milhões de kWh em energia e foi evitada a emissão de mais de 13 mil toneladas de CO<sup>2</sup>.

**Plataforma Sinfonia do Amanhã:** Programa que visa fortalecer a educação musical nas regiões de atuação da Enel no Brasil por meio de uma plataforma colaborativa entre instituições e projetos, proporcionando o desenvolvimento e a conexão entre cerca de 30 escolas participantes no país. O programa promove ainda o acesso à cultura, fortalecimento da cidadania e inclusão social dos beneficiados. Em 2019, a iniciativa promovida pela Enel Distribuição Ceará beneficiou mais de 2.400 alunos em 10 instituições e o público das apresentações promovidas pela plataforma chegou a 100 mil pessoas.

**Escolas Criativas – Cultura, Educação e Sustentabilidade:** O projeto consiste na realização de ações socioeducativas em escolas que integram a rede pública de ensino do município de Jijoca de Jericoacoara e na modernização da Escola Nossa Senhora da Consolação, localizada na Vila de Jericoacoara. As ações na escola incluem estruturação da Estação Criativa, com cenografia e mobiliário, além da instalação de placas fotovoltaicas para geração de energia solar. Iniciado em 2019, o projeto atenderá 100% das escolas do município em 2020. Serão nove escolas que terão a adequação estrutural de auditório, ambientação do espaço de convivência e a Plataforma Escolas Criativas, que impulsiona a produção e desenvolvimento de conteúdo, além da substituição de lâmpadas antigas por lâmpadas LED e a entrega de materiais voltados à sustentabilidade. O projeto é desenvolvido através do Programa de Eficiência Energética e da Lei de Incentivo à Cultura.

**Enel Compartilha Cultura:** A Enel Distribuição Ceará reafirma seu compromisso com a cultura local através do apoio a diversas iniciativas socioculturais por meio da Lei de Incentivo à Cultura. Entre as apoiadas em 2019, destacam-se os projetos CulturArte, Brincadeiras Perdidas, Baú de Leitura, Caravana da Leitura e do Autor Cearense e a revitalização do Teatro Municipal de Guaramiranga. Estas iniciativas beneficiaram mais de 30 mil pessoas e receberam um investimento de R\$ 1 milhão.

**Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”:** Lançado em 2015, com o objetivo de criar e difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor, o programa que engajou 520 colaboradores promove ações focadas na transformação dos espaços, dos processos e das pessoas na empresa. Temas como direitos humanos, diversidade, educação financeira, ética, voluntariado e cuidados com o meio ambiente, foram abordados nas atividades distribuídas entre os pilares Ser Humano, Ser Social, Ser Ambiental e Ser Econômico.

### Sustentabilidade e Inovação

**Guia EXAME de Sustentabilidade 2019** – Pelo 5º ano consecutivo, a Enel foi eleita uma das melhores empresas de Energia em Sustentabilidade pelo Guia EXAME de Sustentabilidade, e foi a mais sustentável do Brasil em Direitos Humanos. A publicação destacou o programa de *Due Diligence* de Direitos Humanos, que abrange temas como condições de trabalho, diversidade, saúde e segurança, além de questões ambientais. Nesta edição, foram 229 companhias inscritas.

**Prêmio ODS Pacto Global** - A Enel Brasil foi reconhecida com o Prêmio ODS Pacto Global, na categoria Prosperidade, pelo programa Enel Compartilha Empreendedorismo. O case da Enel foi um dos 13 vencedores dentre os 800 projetos inscritos. O Prêmio ODS da Rede Brasil do Pacto Global reconhece práticas empresariais e de ensino que contribuam para o alcance dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS).

**Empresa Pró-Ética 2018/2019** – A Enel conquistou, pela 3ª vez consecutiva, o reconhecimento Empresa Pró-Ética do Governo Federal. O Pró-Ética é uma iniciativa realizada por meio da Controladoria-Geral da União (CGU), que avalia empresas em relação à prevenção de atos de corrupção e outros crimes no âmbito das suas atividades de negócio. A edição contou com a participação de 373 empresas de todos os portes e de diversos ramos de atuação. Após o processo de avaliação, 26 empresas foram aprovadas e reconhecidas como Empresa Pró-Ética 2018-2019.

**Prêmio Nacional de Inovação** – O Prêmio Nacional de Inovação é o principal reconhecimento no Brasil para promoção da Inovação no setor empresarial. O prêmio se divide em cinco modalidades de acordo com o faturamento das participantes e nas categorias: Gestão da Inovação, Inovação de Produto, Inovação em Processo, Inovação Organizacional e Inovação em Marketing. Nesta edição, a Enel no Brasil venceu a categoria "Inovação em Marketing".

**Prêmio Valor Inovação** – A Enel Brasil ficou em 1º lugar na Categoria Energia Elétrica. A pesquisa elegeu 150 empresas e se baseou em cinco pilares: Intenção (estratégia, visão, cultura e valores), Esforço (recursos, processos, estruturas), Resultado, Citações (reconhecimento do mercado) e Patente (registro de conhecimento).

**Prêmio Whow 2019** – Whow! é o festival de inovação para negócios realizado no Brasil pela 100 Open Startups. Reúne executivos, startups e investidores para criar soluções para os verdadeiros desafios da sociedade. A Enel ficou na 2ª posição no setor de energia e *utilities* e 29º do Ranking Geral pelo engajamento e relacionamento com startups.

**Empresa Amiga da Criança** – A Enel Brasil recebeu pelo 4º ano consecutivo o selo concedido pela Fundação Abrinq em reconhecimento ao engajamento no combate ao trabalho infantil em toda a cadeia produtiva e às políticas internas, que incentivam o ingresso de jovens no mercado de trabalho de forma protegida e respeitando a Lei da Aprendizagem.

## **Pessoas**

**Prêmio WEPs Brasil 2019** – A primeira participação da Enel no Prêmio WEPs Brasil 2019 – Empresas Empoderando Mulheres já garantiu o reconhecimento prata da companhia entre as Empresas de Grande Porte. A iniciativa tem o propósito de incentivar e reconhecer os esforços das empresas que promovem a cultura da equidade de gênero e o empoderamento da mulher no País, e é reconhecida pela Organização das Nações Unidas (ONU). A edição contou com 181 empresas inscritas e 61 vencedoras.

**Prêmio Nacional de Qualidade de Vida** – A Enel foi uma das vencedoras da premiação que promove o reconhecimento de empresas que possuem práticas de excelência e obtêm êxito na melhoria da saúde, bem-estar e qualidade de vida de seus colaboradores.

**Prêmio Top Employer** – A abrangente e independente pesquisa revelou que Enel Brasil oferece condições de trabalho excelentes, promove e desenvolve o talento de todos os níveis da Companhia, e demonstrou que é líder no ambiente de Recursos Humanos (RH), esforçando-se para melhorar continuamente as suas práticas de RH e se desenvolver, sempre.

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia firmou contrato com a BDO RCS Auditores Independentes, para prestação de serviços de auditoria de suas Demonstrações Contábeis Anuais, revisões das suas informações trimestrais e a certificação dos valores apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias (DCR) para um período de 1 (um) ano, assim como contratou serviços de procedimentos previamente acordados para atender ao Despacho nº 514, da Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira – SFF, da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, relativo ao Relatório de Controle Patrimonial - RCP.

A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo Enel quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria com o auditor independente, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente.

**10 INFORMAÇÕES CORPORATIVAS**

**Diretoria Executiva**

<b>Cargo</b>	<b>Diretoria Executiva</b>
Diretor Presidente	Charles de Capdeville
Diretor Financeiro e de Relações com Investidores	Teobaldo José Cavalcante Leal
Diretor de Recursos Humanos e Organização	Vago
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	Cristine de Magalhães Marcondes
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	Vago
Diretor de Planejamento e Engenharia	Fernando Andrade
Diretora de Mercado	Márcia Sandra Roque Vieira Silva

**Conselho de Administração**

<b>Cargo</b>	<b>Conselheiros</b>
Presidente	Mário Fernando de Melo Santos
Vice-Presidente	Nicola Cotugno
Conselheiro Efetivo	Guilherme Gomes Lencastre
Conselheiro Efetivo	Teobaldo José Cavalcante Leal
Conselheiro Efetivo	Cristine de Magalhães Marcondes
Conselheiro Efetivo	Francisco Honório Pinheiro Alves
Conselheiro Efetivo	Fernando Augusto Macedo de Melo
Conselheiro Efetivo	João Francisco Landim Tavares
Conselheiro Suplente	Carlos Ewandro Naegle Moreira
Conselheiro Suplente	José Nunes de Almeida Neto
Conselheiro Suplente	Marcia Massotti de Carvalho
Conselheiro Suplente	Monica Hodor
Conselheiro Suplente	Maria Eduarda Fischer Alcure
Conselheiro Suplente	Michelle Rodrigues Nogueira
Conselheiro Suplente	Dilma Maria Toledo
Conselheiro Suplente	Artur Teixeira Neto

**Conselho Fiscal**

<b>Cargo</b>	<b>Conselheiros</b>
Conselheiro Efetivo	Antonio Cleber Uchoa Cunha
Conselheiro Efetivo	Jorge Parente Frota Junior
Conselheiro Efetivo	Julio Sergio Cardozo
Conselheiro Suplente	Aldemir Ferreira de Paula
Conselheiro Suplente	Antonio Cleto Gomes
Conselheiro Suplente	Carlos Antonio Vergara Cammas

**Relações com Investidores**

Isabel Regina Barroso de Alcântara

**Contador Responsável**

Renato Resende Paes – CRC SP308201

Fortaleza, 20 de Fevereiro de 2020.  
**A Administração**

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	Notas	31.12.2019	31.12.2018
<b>ATIVO CIRCULANTE</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	4	91.605	95.835
Títulos e valores mobiliários	5	77.033	67.980
Consumidores e outras contas a receber	6	1.267.726	962.351
Ativo financeiro setorial	9	61.272	201.567
Subvenção CDE - desconto tarifário	7	324.760	349.452
Tributos a compensar	8	186.068	78.995
Serviço em curso		43.583	20.789
Instrumentos financeiros derivativos - swap	32	-	337
Outros créditos		107.681	104.050
<b>TOTAL ATIVO CIRCULANTE</b>		<b>2.159.728</b>	<b>1.881.356</b>
<b>ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>			
Consumidores e outras contas a receber	6	26.694	12.291
Ativo financeiro setorial	9	12.268	-
Depósitos vinculados a litígios	25	47.548	41.357
Cauções e depósitos	11	23.963	38.564
Tributos a compensar	8	1.425.147	79.988
Serviço em curso		28.060	42.072
Tributos diferidos	31	35.038	48.029
Benefício fiscal	10	30.686	36.331
Outros créditos		-	194
Ativo indenizável (concessão)	12	2.372.127	1.888.440
Imobilizado	13	51.368	46.492
Intangível	14	1.931.022	2.014.986
Ativos contratuais	15	521.057	360.061
<b>TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>6.504.978</b>	<b>4.608.805</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>8.664.706</b>	<b>6.490.161</b>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis

**BALANÇOS PATRIMONIAIS**

Em 31 de dezembro 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	<b>Notas</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b><u>PASSIVO CIRCULANTE</u></b>			
Fornecedores	<b>16</b>	866.723	702.597
Empréstimos e financiamentos	<b>19</b>	342.118	673.973
Obrigações por arrendamentos	<b>21</b>	7.784	-
Debêntures	<b>20</b>	18.610	1.761
Salários, provisões e encargos sociais		42.489	53.088
Obrigações fiscais	<b>18</b>	185.920	128.901
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	<b>17</b>	102.703	-
Dividendos a pagar		83.283	73.357
Taxas regulamentares	<b>22</b>	341.208	377.012
Benefícios pós-emprego	<b>24</b>	2.284	2.377
Instrumentos financeiros derivativos - swap	<b>32</b>	15.399	251
Outras obrigações		41.175	45.113
<b>TOTAL PASSIVO CIRCULANTE</b>		<b>2.049.696</b>	<b>2.058.430</b>
<b><u>PASSIVO NÃO CIRCULANTE</u></b>			
Empréstimos e financiamentos	<b>19</b>	341.730	401.243
Debêntures	<b>20</b>	1.481.977	811.380
Obrigações por arrendamentos	<b>21</b>	3.242	-
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	<b>17</b>	1.318.164	-
Passivo financeiro setorial	<b>9</b>	-	7.010
Obrigações fiscais	<b>18</b>	5.798	8.197
Taxas regulamentares	<b>22</b>	72.327	68.464
Benefícios pós-emprego	<b>24</b>	94.773	112.102
Provisão para processos judiciais e outros	<b>25</b>	175.042	160.406
Outras obrigações		7.906	289
<b>TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE</b>		<b>3.500.959</b>	<b>1.569.091</b>
<b><u>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</u></b>			
Capital social	<b>26</b>	808.246	741.046
Reservas de capital		358.671	358.671
Reservas de lucros		1.864.804	1.689.900
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial		(341)	222
Proposta de distribuição de dividendos adicionais		82.671	72.801
<b>TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>3.114.051</b>	<b>2.862.640</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>8.664.706</b>	<b>6.490.161</b>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais, exceto resultado por ação)

	<b>Notas</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
<b>Receita líquida</b>	<b>28</b>	<b>5.377.077</b>	<b>5.102.244</b>
<b>Custo do serviço</b>		<b>(4.620.062)</b>	<b>(4.438.746)</b>
<b>Lucro operacional bruto</b>		<b>757.015</b>	<b>663.498</b>
Receitas (despesas) operacionais	<b>29</b>		
Despesas com vendas		(73.377)	(58.405)
Despesas gerais e administrativas		(153.941)	(132.072)
Outras despesas operacionais		(6.017)	(5.318)
Outras receitas operacionais		40.178	50.150
<b>Total de receitas (despesas) operacionais</b>		<b>(193.157)</b>	<b>(145.645)</b>
<b>Resultado do serviço público de energia elétrica</b>		<b>563.858</b>	<b>517.853</b>
Resultado financeiro	<b>30</b>		
Receitas financeiras		170.413	152.901
Despesas financeiras		(242.344)	(216.444)
<b>Total resultado financeiro</b>		<b>(71.931)</b>	<b>(63.543)</b>
<b>Lucro antes do imposto de renda e contribuição social</b>		<b>491.927</b>	<b>454.310</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes		(149.296)	(137.909)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(11.998)	(25.229)
Incentivo fiscal		74.272	73.348
	<b>31</b>	<b>(87.022)</b>	<b>(89.790)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>404.905</b>	<b>364.520</b>
<b>Lucro por ação - básico e diluído</b>	<b>27</b>		
Ação ordinária		5,20074	4,68202
Ação preferencial - Classe A		5,51278	4,96294
Ação preferencial - Classe B		5,72081	5,15022

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES**

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	31.12.2019	31.12.2018
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>404.905</b>	<b>364.520</b>
<b>Outros resultados abrangentes:</b>		
Ganho/perda atuarial em benefícios pós-emprego	3.772	(23.571)
Tributos diferidos sobre ganho/perda atuarial em benefícios pós-emprego	(1.283)	8.014
Outros resultados abrangentes não reclassificados para resultado em exercícios subsequentes, líquidos dos tributos	<b>2.489</b>	<b>(15.557)</b>
Perda em instrumentos financeiros derivativos	(853)	(1.206)
Tributos diferidos sobre perda em instrumentos financeiros derivativos	290	410
Outros resultados abrangentes a serem reclassificados para resultado em exercícios subsequentes, líquidos dos tributos	<b>(563)</b>	<b>(796)</b>
<b>TOTAL DOS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE TRIBUTOS</b>	<b>406.831</b>	<b>348.167</b>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis



## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais)

	Reservas de capital				Reservas de lucros				Outros resultados abrangentes	Total	
	Capital social	Reserva De ágio	Remuneração de bens e direitos constituídos com capital próprio	Incentivo fiscal-ADENE	Legal	Incentivo fiscal-SUDENE	Reforço de capital de giro	Proposta de distribuição de dividendos adicional			Lucros acumulados
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>615.946</b>	<b>221.188</b>	<b>31.160</b>	<b>106.323</b>	<b>48.845</b>	<b>741.265</b>	<b>817.169</b>	-	-	<b>1.018</b>	<b>2.582.914</b>
Aumento de capital	125.100	-	-	-	-	-	(125.100)	-	-	-	-
Perda atuarial em benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23.571)	(23.571)
Tributos diferidos s/ benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.014	8.014
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	-	-	(15.557)	15.557	-
Perda de instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.206)	(1.206)
Tributos diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-	-	-	-	-	-	-	-	410	410
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	364.520	-	364.520
Adoção inicial IFRS 9	-	-	-	-	-	-	-	-	4.330	-	4.330
Reserva de lucros-incentivo fiscal-SUDENE	-	-	-	-	-	73.348	-	-	(73.348)	-	-
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	30
<u>Proposta da administração para destinação do lucro líquido:</u>											
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(72.801)	-	(72.801)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	72.801	(72.801)	-	-
Reserva de reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	134.373	-	(134.373)	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>741.046</b>	<b>221.188</b>	<b>31.160</b>	<b>106.323</b>	<b>48.845</b>	<b>814.613</b>	<b>826.442</b>	<b>72.801</b>	-	<b>222</b>	<b>2.862.640</b>
Aprovação dos dividendos propostos	-	-	-	-	-	-	-	(72.801)	-	-	(72.801)
Aumento de capital	67.200	-	-	-	-	-	(67.200)	-	-	-	-
Ganho atuarial em benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.772	3.772
Tributos diferidos s/ benefícios pós-emprego	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.283)	(1.283)
Transferência para lucros acumulados	-	-	-	-	-	-	-	-	2.489	(2.489)	-
Perda de instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(853)	(853)
Tributos diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos - swap	-	-	-	-	-	-	-	-	-	290	290
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	404.905	-	404.905
Reserva de lucros-incentivo fiscal-SUDENE	-	-	-	-	-	74.272	-	-	(74.272)	-	-
Dividendos prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	52	-	52
<u>Proposta da administração para destinação do lucro líquido:</u>											
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	(82.671)	-	(82.671)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	82.671	(82.671)	-	-
Reserva de reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	167.832	-	(167.832)	-	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>808.246</b>	<b>221.188</b>	<b>31.160</b>	<b>106.323</b>	<b>48.845</b>	<b>888.885</b>	<b>927.074</b>	<b>82.671</b>	-	<b>(341)</b>	<b>3.114.051</b>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de Reais)

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Atividades operacionais:</b>		
Lucro líquido do exercício	404.905	364.520
<b><u>Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:</u></b>		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.918	49.429
Depreciação e amortização	271.261	223.400
Juros e variações monetárias	152.025	120.256
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros e variação cambial	14.348	2.826
Ativos e passivos financeiros setoriais	(3.057)	(14.865)
Receita de ativo indenizável	(97.178)	(59.482)
Valor residual de intangível e imobilizado	12.572	18.497
Tributos e contribuições social diferidos	11.998	25.229
Perda de recebíveis de clientes	28.910	7.220
Provisão para processos judiciais e outros	36.752	21.561
Benefício fiscal	5.645	6.168
Obrigações com benefício pós-emprego	4.735	10.240
<b>Redução (aumento) dos ativos:</b>		
Consumidores	(391.606)	(132.115)
Subvenção CDE - desconto tarifário	24.692	15.736
Ativos financeiros setoriais	131.084	(61.741)
Tributos a compensar	(1.452.232)	(33.537)
Cauções e depósitos	14.601	(13.079)
Depósitos vinculados a litígios	(6.191)	319
Outros créditos	(12.219)	9.166
<b>Aumento (redução) dos passivos:</b>		
Fornecedores	164.126	(53.265)
Pis/Cofins a serem restituídos a consumidores	1.420.867	-
Salários, provisões e encargos sociais	(10.599)	7.314
Obrigações fiscais	57.202	(4.900)
Passivos financeiros setoriais	(7.010)	136
Taxas regulamentares	(33.447)	(28.058)
Obrigações com benefícios pós-emprego	(18.385)	(20.972)
Provisão para processos judiciais e outros	(22.116)	(12.810)
Outras obrigações	3.701	(15.278)
Pagamentos de juros de empréstimos e financiamentos	(57.561)	(43.675)
Pagamentos de juros de debêntures	(65.115)	(53.410)
Pagamentos de juros de instrumento derivativo	(1.385)	-
<b>Caixa líquido gerado nas atividades operacionais</b>	<b>624.241</b>	<b>334.830</b>
<b><u>Atividades de investimentos:</u></b>		
Adições para ativo contratual, financeiro e intangível da concessão	(735.906)	(891.473)
Títulos e valores mobiliários	(9.053)	14.226
<b>Caixa líquido usado nas atividades de investimentos</b>	<b>(744.959)</b>	<b>(877.247)</b>
<b><u>Atividades de financiamentos:</u></b>		
Captação de Debêntures	650.000	310.000
Captação de empréstimos e financiamentos	579.445	1.030.904
Pagamentos de empréstimos e financiamentos (principal)	(959.281)	(620.656)
Pagamentos de arrendamento financeiro (principal)	(6.639)	-
Pagamentos de debêntures (principal)	-	(149.431)
Parcelamento especial	(1.544)	(1.882)
Pagamento de dividendos	(145.493)	(84.959)
<b>Caixa líquido (usado) gerado nas atividades de financiamentos</b>	<b>116.488</b>	<b>483.976</b>
<b>Variação no caixa líquido da Companhia</b>	<b>(4.230)</b>	<b>(58.441)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	95.835	154.276
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>91.605</b>	<b>95.835</b>

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis

**DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Valores expressos em milhares de Reais)

	31.12.2019	31.12.2018
<b>1. RECEITAS</b>	<b>7.889.672</b>	<b>7.559.595</b>
<b>Receita bruta de venda de energia e outras receitas</b>	<b>7.932.590</b>	<b>7.609.024</b>
Fornecimento de energia elétrica	7.105.365	6.624.353
Outras receitas	94.460	98.701
Receita relativa à construção de ativos próprios	732.765	885.970
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(42.918)	(49.429)
<b>2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>	<b>(4.657.262)</b>	<b>(4.452.103)</b>
Materiais	(349.189)	(503.037)
Outros custos operacionais	(104.543)	(71.318)
Custo da energia comprada e transmissão	(3.482.918)	(3.179.605)
Serviços de terceiros	(720.612)	(698.143)
<b>3. VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>3.232.410</b>	<b>3.107.492</b>
<b>4. RETENÇÕES</b>	<b>(271.261)</b>	<b>(223.400)</b>
Depreciação e amortização	(271.261)	(223.400)
<b>5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<b>2.961.149</b>	<b>2.884.092</b>
<b>6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>	<b>170.413</b>	<b>152.901</b>
Receitas financeiras	170.413	152.901
<b>7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<b>3.131.562</b>	<b>3.036.993</b>
<b>8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>	<b>3.131.562</b>	<b>3.036.993</b>
<b>Empregados (Colaboradores)</b>	<b>259.526</b>	<b>256.300</b>
Remunerações	202.514	189.149
FGTS	5.068	5.196
Outros encargos sociais	8.960	8.069
Previdência privada	3.043	8.893
Auxílio-alimentação	12.756	10.599
Convênio assistencial e outros benefícios	16.545	17.011
Participação nos resultados	10.640	17.383
<b>Tributos (Governo)</b>	<b>2.211.827</b>	<b>2.184.468</b>
<b>Federais</b>	<b>328.633</b>	<b>387.003</b>
Imposto de renda e contribuição social	161.294	163.138
COFINS	175.308	223.869
PIS	38.061	48.602
INSS	28.242	24.742
( - ) Incentivos fiscais	(74.272)	(73.348)
<b>Estaduais</b>	<b>1.533.096</b>	<b>1.382.430</b>
ICMS	1.533.083	1.382.420
Outros	13	10
<b>Municipais</b>	<b>5.092</b>	<b>2.860</b>
ISS	3.294	1.542
IPTU	962	1.008
Outros	836	310
<b>Encargos setoriais</b>	<b>345.006</b>	<b>412.175</b>
CDE - Conta de desenvolvimento energético	293.252	398.235
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	45.721	8.296
Taxa de fiscalização - ANEEL	6.033	5.644
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>	<b>255.304</b>	<b>231.705</b>
Juros e variações monetárias	151.557	123.668
Outras despesas financeiras	90.788	92.776
Aluguéis	12.959	15.261
<b>Remuneração de capitais próprios</b>	<b>404.905</b>	<b>364.520</b>
Dividendo mínimo obrigatório	82.671	72.801
Dividendos propostos	82.671	72.801
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	74.272	73.348
Reserva de lucro	165.291	145.570

As notas explicativas são parte integrante das Demonstrações contábeis

## 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.

Em 18 de fevereiro de 2020, a Diretoria Executiva da Companhia autorizou a conclusão das presentes Demonstrações Contábeis, submetendo-as nesta data à aprovação do Conselho de Administração e ao exame do Conselho Fiscal.

Com base na proposta do Conselho de Administração e na opinião do Conselho Fiscal, tais Demonstrações Contábeis serão submetidas à aprovação dos acionistas da Companhia.

## 2. Principais políticas contábeis

---

### 2.1. Declaração de conformidade

As Demonstrações Contábeis da Companhia foram preparadas e estão sendo apresentadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de contabilidade (Internacional Financial Reporting Standards – IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB.

As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, os quais foram aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC, incluindo também as normas complementares emitidas pela CVM e, quando aplicáveis, as regulamentações do órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

A Companhia considerou as orientações contidas na Orientação Técnica OCPC 07 na elaboração das Demonstrações Contábeis. 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.

As Demonstrações Contábeis foram preparadas considerando o custo histórico como base de valor (exceto quando exigido critério diferente) e ajustadas para refletir a avaliação de ativos e passivos mensurados a valor justo ou considerando a marcação a mercado, quando tais avaliações são exigidas pelas Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS).

### 2.2. Conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

As Demonstrações Contábeis são preparadas em reais (R\$), moeda funcional utilizada pela Companhia.

As transações em moeda estrangeira, ou seja, qualquer moeda diferente da moeda funcional, são registradas de acordo com as taxas de câmbio vigentes na data de cada transação. No final o exercício a que se refere o relatório, os itens monetários em moeda

estrangeira são reconvertidos pelas taxas vigentes no fim do exercício. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado, as exceções são as transações cujos ganhos e perdas são reconhecidas em outros resultados abrangentes.

Todos os valores apresentados nestas Demonstrações Contábeis estão expressos em milhares de reais, exceto quando indicado de outro modo. Devido ao uso de arredondamentos, os números apresentados ao longo dessas Demonstrações Contábeis podem não perfazer precisamente os totais apresentados.

### **2.3. Receita de contratos com clientes**

As receitas são reconhecidas pela Companhia de acordo com o CPC 47 – Receita de Contrato com cliente (“CPC 47”), equivalente à norma internacional IFRS 15, a aplicação inicial da norma ocorreu em 1º de janeiro de 2018. A norma estabeleceu um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes, este modelo é composto por cinco passos, cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens ou serviços.

A Companhia reconhece suas receitas quando uma obrigação de performance é satisfeita, sendo considerado o valor que se espera receber em troca da transferência de bens ou serviços. As receitas são reconhecidas à medida que for provável o recebimento da contraprestação financeira em troca dos bens ou serviços ora transferidos, considerando também, a capacidade e intenção de seus clientes em cumprir com os pagamentos determinados em contrato.

#### **Receita de distribuição**

As receitas de distribuição de energia são reconhecidas conforme contratos firmados, cuja obrigação de desempenho é atendida ao longo do tempo e o valor da contraprestação reflete o valor justo a receber no momento em que os serviços são efetivamente transferidos aos clientes. No caso da receita de construção da infraestrutura da concessão, a obrigação de desempenho está atrelada à evolução financeira da obra, onde os benefícios das melhorias são transferidos para a concessão à medida que os custos são incorridos.

Adicionalmente, a receita originada de um contrato com cliente é reconhecida quando a possibilidade de recebimento for provável, considerando a capacidade e a intenção de pagamento do cliente. Sendo assim, havendo a expectativa de não recebimento, a respectiva receita é apresentada líquida, através de uma conta redutora de fornecimento de energia.

As receitas são reconhecidas de forma líquida de contraprestação variável, como por exemplo eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares. Dessa forma, como os indicadores individuais de desempenho refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição, as compensações financeiras ocorridas, em função do não cumprimento das metas estabelecidas pela ANEEL, devem ser deduzidas da própria receita gerada de TUSD.

#### **Receita de construção**

A interpretação técnica ICPC 01 (R1) – Contratos de concessão (“ICPC 01”) estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com o Pronunciamento Técnico CPC 47 e Interpretação Técnica ICPC 17 – Contrato de Concessão (“ICPC 17”), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

Os ativos gerados e estabelecidos através de contratos de concessão são determinados e segregados como a seguir:

- Ativos financeiros: corresponde à parcela estimada dos investimentos que não será totalmente amortizada até o final da concessão, em que a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público;
- Ativos intangíveis: representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores à medida que a infraestrutura do serviço público é utilizada ao longo do contrato da concessão.

Desta forma, ao longo da concessão tais ativos são remunerados por meio do WACC regulatório (juros remuneratórios sobre o investimento realizado), que de acordo com o CPC 47, devem ser classificados como ativo de contrato durante o período de construção ou de melhoria.

Tendo em vista os fatos supracitados, os ativos contratuais em construção ou de melhoria, registrados sob o escopo do ICPC 01 (R1) - Contratos da Concessão são classificados como ativo contratual, pois a Companhia até a conclusão da construção não tem o direito de (i) cobrar pelos serviços prestados aos consumidores dos serviços públicos (ii) receber dinheiro ou outro ativo financeiro, incondicionalmente, pela reversão da infraestrutura do serviço público.

Adicionalmente, a margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo contratual ou ativo intangível é registrada no resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

#### **Receitas financeiras**

As receitas financeiras abrangem receitas de juros sobre fundos investidos e variações no valor justo de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado. A receita de juros é reconhecida no resultado conforme o prazo decorrido pelo regime de competência, usando o método da taxa efetiva de juros sobre o montante do principal em aberto.

#### **2.4. Instrumentos financeiros**

A Companhia classifica os instrumentos financeiros de acordo com a finalidade para qual foram adquiridos, e determina a classificação no reconhecimento inicial.

#### **Classificação – Ativos e passivos financeiros**

A Companhia adotou o CPC 48, e seus ativos financeiros foram mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (“VJORA”) e ao valor justo por meio do resultado (“VJR”).

#### **Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros**

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos,

sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (i) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (ii) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

#### **Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros**

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar.

Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

#### **Redução ao valor recuperável (*impairment*) - Ativos financeiros e ativos contratuais:**

O modelo de perdas esperadas se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes - VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos três anos. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes (corporativo, grandes clientes e administração pública). Além disso, quando aplicável, foram consideradas as mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas publicadas.

#### **Instrumentos financeiros, apresentação líquida:**

Ativos e passivos financeiros são apresentados líquidos no balanço patrimonial se, e somente se, houver um direito legal corrente e executável de compensar os montantes reconhecidos e se houver a intenção de compensação, ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

#### **Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge**

Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato de derivativos é celebrado e são, subsequentemente, remensurados ao seu valor justo. O método para reconhecer o ganho ou a perda resultante depende do fato do derivativo ser designado ou não como um instrumento de hedge nos casos de adoção da contabilidade de hedge (hedge accounting). Sendo este o caso, o método depende da natureza do item que está sendo protegido por hedge. A Companhia adota a contabilidade de hedge (hedge accounting) e designa certos derivativos como:

- Hedge do valor justo de ativos ou passivos reconhecidos ou de um compromisso firme (hedge de valor justo);
- Hedge de um risco específico associado a um ativo ou passivo reconhecido ou uma operação prevista altamente provável (hedge de fluxo de caixa);

#### **(a) Hedge de fluxo de caixa**

A parcela efetiva das variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de fluxo de caixa é reconhecida no patrimônio líquido, na conta "Ajustes de avaliação patrimonial". O ganho ou perda relacionado com a parcela não efetiva é imediatamente reconhecido na demonstração do resultado como "Resultado financeiro".

A parcela efetiva das variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de fluxo de caixa é reconhecida como outros resultados abrangentes, no patrimônio líquido.

Quando os contratos a termo são usados como hedge das transações previstas, a Companhia geralmente designa apenas a mudança no valor justo do contrato a termo relacionado ao componente à vista como o instrumento de hedge. Os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva da mudança no componente à vista dos contratos a termo são reconhecidos no patrimônio líquido como outros resultados abrangentes. A mudança no componente a termo do contrato relacionado ao item protegido é reconhecida, no patrimônio líquido, em outros resultados abrangentes. Em alguns casos, a Companhia pode designar toda a mudança no valor justo do contrato a termo (incluindo pontos a termo) como o instrumento de hedge. Nesses casos, os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva da mudança no valor justo de todo o contrato a termo são reconhecidos no patrimônio líquido como outros resultados abrangentes.

Os valores acumulados no patrimônio líquido são reclassificados nos períodos em que o item protegido afetar o resultado, conforme segue.

Os ganhos ou perdas relacionadas à parcela efetiva dos swaps de taxa de juros que protegem os empréstimos a taxas variáveis são reconhecidos na Demonstração do resultado como despesas financeiras ao mesmo tempo que as despesas de juros sobre os empréstimos protegidos.

Quando um instrumento de hedge vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio, naquele momento, permanecem no patrimônio até que a transação prevista ocorra, resultando no reconhecimento de um ativo não financeiro, como um estoque. Quando não se espera mais que uma operação prevista ocorra, o ganho ou a perda cumulativa e os custos de hedge diferidos que haviam sido apresentados no patrimônio líquido são imediatamente reclassificados para o resultado.

**(b) Hedge de valor justo**

As variações no valor justo de derivativos designados e qualificados como hedge de valor justo são registradas na demonstração do resultado, com quaisquer variações no valor justo do ativo ou passivo protegido por hedge que são atribuíveis ao risco protegido. A Companhia só aplica a contabilidade de hedge de valor justo para se proteger contra o risco de juros fixos de empréstimos. O ganho ou perda relacionado com a parcela efetiva de swaps de taxa de juros para proteção contra empréstimos com taxas fixas é reconhecido na demonstração do resultado como "Despesas financeiras". As variações no valor justo dos empréstimos com taxas fixas protegidas por hedge, atribuíveis ao risco de taxa de juros, são reconhecidas na demonstração do resultado como "Despesas financeiras".

Se o hedge não mais atender aos critérios de contabilização do hedge, o ajuste no valor contábil de um item protegido por hedge, para o qual o método de taxa efetiva de juros é utilizado, é amortizado no resultado durante o período até o vencimento.

**(c) Ineficácia do hedge**

A eficácia de hedge é determinada no surgimento da relação de hedge e por meio de avaliações periódicas prospectivas de eficácia para garantir que exista uma relação econômica entre o item protegido e o instrumento de hedge.

No caso de hedges de compras em moeda estrangeira, a Companhia contrata operações

de hedge quando os termos essenciais do instrumento de hedge correspondem exatamente aos termos do item protegido. Portanto, a Companhia realiza uma avaliação qualitativa de eficácia. Se houver mudanças nas circunstâncias que afetem os termos do item protegido de tal forma que os termos essenciais deixem de corresponder, de forma exata, aos termos essenciais do instrumento de hedge, a Companhia utilizará o método derivativo hipotético para avaliar a eficácia.

Nos hedges de compras em moeda estrangeira, a ineficácia pode ocorrer se o período da transação prevista for alterado em relação ao período estimado originalmente, ou se houver mudanças no risco de crédito ou na contraparte do derivativo.

A ineficácia do hedge de swaps de taxa de juros pode ocorrer devido:

- Ao ajuste do valor de crédito/valor de débito nos swaps de taxa de juros que não é igualado pelo empréstimo;
- Diferenças nos termos essenciais entre os swaps de taxa de juros e os empréstimos.

## 2.5. Ativos e passivos financeiros setoriais

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das Companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de aditivo, o órgão regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica – OCPC08 (“OCPC08”) que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quando à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.

O registro dos valores a receber foi efetuado em contas de ativo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços.

## 2.6. Ativo indenizável (concessão)

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros na categoria de “valor justo por meio de resultado”, pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo

de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

**Uso de estimativas:**

A Revisão Tarifária da Companhia ocorre a cada 4 anos, e somente nessa data, a Base de Remuneração é homologada pela ANEEL por meio do novo valor de reposição - “VNR” depreciado. Entre os períodos de Revisão Tarifária, a Administração, utilizando o critério determinado pela ANEEL, aplica o IPCA como fator de atualização da Base de Remuneração. O ativo financeiro da concessão é mensurado em função da referida base de remuneração e leva em consideração as alterações no fluxo de caixa estimado, tomando por base principalmente os fatores como novo preço de reposição e atualização pelo IPCA. Cabe lembrar que o critério definido pela ANEEL atribui valor à infraestrutura do concessionário, sendo o valor do ativo financeiro uma representação da parcela dessa infraestrutura que não estará amortizado ao final do prazo da concessão. Portanto, esse ativo financeiro é intrinsecamente vinculado à infraestrutura, por sua vez, tem seus critérios de avaliação definidos pela ANEEL. Esses critérios podem ser modificados pela ANEEL.

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito do ativo financeiro da concessão, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão, a ser pago pelo Poder Concedente. Dessa forma, nenhuma perda para redução ao provável valor de recuperação é necessária.

**2.7. Intangível**

A Companhia reconhece como um ativo intangível o direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de distribuição de energia - contratos de concessão.

O ativo intangível é demonstrado ao custo de aquisição e/ou de construção, incluindo a margem de construção. O ativo intangível tem sua amortização iniciada quando este está disponível para uso, em seu local e na condição necessária para que seja capaz de operar da forma pretendida pela Companhia.

As parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados até o final da concessão, são classificadas como um ativo indenizável com base nas características estabelecidas no contrato de concessão, onde a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de Concessão.

A amortização do ativo intangível reflete o padrão em que se espera que os benefícios econômicos futuros do ativo sejam consumidos pela Companhia. O padrão de consumo dos ativos tem relação com sua vida útil regulatória econômica nas quais os ativos construídos pela Companhia integram a base de cálculo para mensuração da tarifa de prestação dos serviços de concessão. A amortização é calculada usando o método linear para alocar seus custos aos seus valores residuais durante a vida útil regulatória estimada.

**2.8. Imposto de Renda e Contribuição Social**

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real.

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos correntes e diferidos. Os impostos corrente e diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

### Imposto corrente

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço.

O imposto corrente ativo e passivo são compensados somente se a Companhia tiver o direito legal executável para compensar os valores reconhecidos e pretender liquidar em bases líquidas ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

### Imposto diferido

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de Demonstrações Contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação.

Um imposto de renda ativo e contribuição social diferido são reconhecidos em relação aos prejuízos fiscais, créditos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros futuros tributáveis estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Estes ativos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

O imposto diferido é mensurado com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data do balanço, de forma a refletir as consequências tributárias que seguiriam a maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar o valor contábil de seus ativos e passivos.

O imposto diferido ativo e passivo são compensados somente se atenderem os critérios estabelecidos na norma contábil específica.

## **2.9. Benefício a empregados - Planos de benefício definido**

A obrigação líquida é calculada separadamente para cada plano por meio da estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse benefício é descontado para determinar o seu valor presente. O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado independente utilizando o método de crédito unitário projetado.

O déficit/superávit é calculado deduzindo-se o valor justo dos ativos do plano. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências de custeio mínimas aplicáveis, incluindo contratos de dívidas assumidas pela Companhia com os planos.

As remensurações da obrigação líquida de benefício definido, que incluem: ganhos e perdas atuariais sobre as obrigações, o retorno dos ativos do plano (excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo os valores considerados no custo dos juros líquidos), são reconhecidos em outros resultados abrangentes. Os juros líquidos sobre o passivo de benefício definido e o custo do serviço são reconhecidos na demonstração do resultado do exercício. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período com base na taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido e no passivo de benefício definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as Demonstrações Contábeis, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios.

O custo do serviço é calculado de acordo com o método de crédito unitário projetado, adotado no cálculo da obrigação atuarial, líquido de contribuições realizadas por participantes.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no exercício em que ocorrem no resultado, como parcela do custo do serviço, bem como os ganhos e perdas anteriormente reconhecidos em outros resultados abrangentes são reconhecidos no resultado do exercício na liquidação do respectivo plano.

#### **2.10. Provisão para processos judiciais e outros**

As provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente ou não formalizada como resultado de eventos passados; é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e o valor tiver sido estimado com segurança.

Quando houver uma série de obrigações similares, a probabilidade de liquidá-las é determinada, levando-se em consideração a classe de obrigações como um todo. Uma provisão é reconhecida mesmo que a probabilidade de liquidação relacionada com qualquer item em individual incluído na mesma classe de obrigações seja pequena.

#### **2.11. Subvenções governamentais**

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando o benefício se referir a um ativo, é reconhecido como receita diferida e registrada no resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do correspondente ativo.

A Companhia goza de incentivo fiscal (benefício SUDENE) de redução de 75% do imposto de renda e adicionais não restituíveis, calculado sobre o lucro da exploração, referente à atividade de distribuição até o ano-base de 2019. Os valores correspondentes à redução do imposto de renda são contabilizados como redução das correspondentes despesas de impostos no resultado do exercício e posteriormente transferido para o patrimônio líquido na conta “Reserva de Incentivo Fiscal”.

#### **2.12. Reclassificação de saldos comparativos**

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação de suas Demonstrações Contábeis, procedeu às reclassificações na DVA e DFC relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, originalmente autorizados em 19 de fevereiro de 2019. As reclassificações efetuadas não alteraram o total do ativo, passivo e patrimônio líquido. Tais reclassificações podem ser assim resumidas:

Na Demonstração do Valor Adicionado:

- (i) Custo de construção na DVA - os componentes foram alocados seguindo-se suas respectivas naturezas.
- (ii) Créditos de PIS e COFINS – deixam de ser apresentados líquidos nas despesas e passam a compor a distribuição do valor para o Governo (tributos federais).

Na Demonstração do Fluxo de Caixa:

- (iii) Pagamento e recebimento de juros – reclassificados das atividades de financiamento para as atividades operacionais, visto que os mesmos entram na determinação do lucro líquido ou prejuízo do exercício.

	DVA - 2018			Reclassificado
	Originalmente apresentado	Custo de Construção (I)	Créditos de PIS e COFINS (II)	
<b>1. RECEITAS</b>	<b>7.559.595</b>	-	-	<b>7.559.595</b>
<b>2. INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS</b>	<b>(4.196.477)</b>	<b>65.474</b>	<b>(321.100)</b>	<b>(4.452.103)</b>
Materiais	(17.464)	(485.573)	-	(503.037)
Custo de construção	(885.970)	885.970	-	-
Outros custos operacionais	(70.797)	-	(521)	(71.318)
Custo da energia comprada e transmissão	(2.877.755)	-	(301.850)	(3.179.605)
Serviços de terceiros	(344.491)	(334.923)	(18.729)	(698.143)
<b>3. VALOR ADICIONADO BRUTO</b>	<b>3.363.118</b>	<b>65.474</b>	<b>(321.100)</b>	<b>3.107.492</b>
<b>4. RETENÇÕES</b>	<b>(205.029)</b>	-	<b>(18.371)</b>	<b>(223.400)</b>
Depreciação e amortização	(205.029)	-	(18.371)	(223.400)
<b>5. VALOR ADICIONADO LÍQUIDO PRODUZIDO PELA ENTIDADE</b>	<b>3.158.089</b>	<b>65.474</b>	<b>(339.471)</b>	<b>2.884.092</b>
<b>6. VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA</b>	<b>152.901</b>	-	-	<b>152.901</b>
<b>7. VALOR ADICIONADO TOTAL A DISTRIBUIR</b>	<b>3.310.990</b>	<b>65.474</b>	<b>(339.471)</b>	<b>3.036.993</b>
<b>8. DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO</b>	<b>3.310.990</b>	<b>65.474</b>	<b>(339.471)</b>	<b>3.036.993</b>
<b>Empregados (Colaboradores)</b>	<b>190.826</b>	<b>65.474</b>	-	<b>256.300</b>
Remunerações	123.675	65.474	-	189.149
Outras distribuições para empregados	67.151	-	-	67.151
<b>Tributos (Governo)</b>	<b>2.523.939</b>	-	<b>(339.471)</b>	<b>2.184.468</b>
<b>Federais</b>	<b>726.474</b>	-	<b>(339.471)</b>	<b>387.003</b>
COFINS	502.785	-	(278.916)	223.869
PIS	109.157	-	(60.555)	48.602
Outros impostos	114.532	-	-	114.532
<b>Estaduais</b>	<b>1.382.430</b>	-	-	<b>1.382.430</b>
<b>Municipais</b>	<b>2.860</b>	-	-	<b>2.860</b>
<b>Encargos setoriais</b>	<b>412.175</b>	-	-	<b>412.175</b>
<b>Remuneração de capitais de terceiros</b>	<b>231.705</b>	-	-	<b>231.705</b>
<b>Remuneração de capitais próprios</b>	<b>364.520</b>	-	-	<b>364.520</b>

	DFC - 2018		
	Originalmente apresentado	Reclassificações (III)	Reclassificado
<b>Caixa líquido gerado nas atividades operacionais</b>	<b>431.915</b>	<b>(97.085)</b>	<b>334.830</b>
<b>Caixa líquido usado nas atividades de investimentos</b>	<b>(877.247)</b>	-	<b>(877.247)</b>
<b>Caixa líquido (usado) gerado nas atividades de financiamentos</b>	<b>386.891</b>	<b>97.085</b>	<b>483.976</b>
<b>Variação no caixa líquido da Companhia</b>	<b>(58.441)</b>	-	<b>(58.441)</b>
Saldo inicial de caixa e equivalentes de caixa	154.276	-	154.276
<b>Saldo final de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>95.835</b>	-	<b>95.835</b>

A seguir são apresentadas com maiores detalhes:

	DFC - 2018		
	Originalmente apresentado	Reclassificações (III)	Reclassificado
<b>Caixa líquido gerado nas atividades operacionais</b>	-	<b>(97.085)</b>	<b>(97.085)</b>
Pagamentos de juros de empréstimos e financiamentos	-	(43.675)	(43.675)
Pagamentos de juros de debêntures	-	(53.410)	(53.410)
<b>Caixa líquido (usado) gerado nas atividades de financiamentos</b>	<b>(97.085)</b>	<b>97.085</b>	-
Pagamentos de juros de empréstimos e financiamentos	(43.675)	43.675	-
Pagamentos de juros de debêntures	(53.410)	53.410	-

### 2.13. Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2019

A Companhia aplicou pela primeira vez determinadas alterações às normas em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2019 ou após esta data. A Companhia decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenha sido emitida, mas ainda não vigente.

A natureza e o impacto de cada uma das novas normas e alterações são descritos a seguir:

#### **CPC 06 (R2) | IFRS 16 –Arrendamentos**

A norma estabelece princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e divulgação de arrendamentos, exigindo que os arrendatários reconheçam todos os arrendamentos conforme um único modelo através do balanço patrimonial, ou seja, o reconhecimento do ativo de direito de uso e o passivo de arrendamento, este modelo é aplicável para substancialmente todos os contratos de arrendamentos, exceto àqueles contratos que por definição atendem ao expediente prático da norma. Os critérios de reconhecimento e mensuração dos arrendamentos nas Demonstrações Contábeis dos arrendadores ficam substancialmente mantidos.

A Companhia adotou o CPC 06 (R2) com o efeito cumulativo a partir de 1º de janeiro 2019, utilizando os expedientes práticos para os contratos de arrendamento cujo (i) prazo de duração inferior ou igual a 12 meses a partir da data de adoção inicial (curto prazo), e (ii) arrendamento para qual o ativo subjacente é de baixo valor, como celulares, impressoras e equipamentos de autoatendimento. A adoção do CPC 06 (R2) gerou um aumento do ativo pelo reconhecimento do direito de uso dos ativos arrendados (ativo imobilizado arrendado) e o respectivo aumento do passivo, conforme conciliação demonstrada a seguir:

<b><u>Impacto na adoção inicial:</u></b>	<b>Terreno</b>	<b>Imóveis</b>	<b>Veículos</b>	<b>Total</b>
Pagamentos mínimos de arrendamento para os contratos	518	20.446	1.835	22.799
Impacto da taxa de desconto	(33)	(2.616)	(111)	(2.760)
<b>Ativo de direito de uso</b>	<b>485</b>	<b>17.830</b>	<b>1.724</b>	<b>20.039</b>
<b>Passivo de arrendamento</b>	<b>485</b>	<b>17.830</b>	<b>1.724</b>	<b>20.039</b>

Adicionalmente, as despesas relacionadas aos contratos de arrendamentos operacionais são reconhecidas através da despesa de amortização do direito de uso dos ativos e da despesa financeira de juros sobre as obrigações de arrendamento. O quadro a seguir demonstra os impactos no resultado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

<b><u>Impacto sobre a demonstração do resultado – aumento (redução) das despesas:</u></b>	<b>31.12.2019</b>
Despesa com depreciação e amortização	7.320
Despesa de arrendamento operacional incluída em serviços de terceiros e outras receitas e despesas operacionais	(7.221)
<b>Resultado do serviço (Lucro bruto)</b>	<b>99</b>
Despesas financeiras	1.110
Impacto de tributos e contribuições sociais diferidos	(411)
<b>Total - impacto na despesa líquida</b>	<b>798</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, uma vez que as amortizações das parcelas relacionadas ao principal dos passivos de arrendamentos são classificadas como atividades de financiamento.

As seguintes normas alteradas e interpretações não geraram impactos significativo nas Demonstrações Contábeis da Companhia.

**Interpretação ICPC 22 | IFRIC 23 – Incerteza sobre Tratamentos de Tributos sobre o Lucro**

A Interpretação trata da contabilização dos tributos sobre o rendimento nos casos em que os tratamentos tributários envolvem incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 (CPC 32) e não se aplica a tributos fora do âmbito da IAS 12 nem inclui especificamente os requisitos referentes a juros e multas associados a tratamentos tributários incertos. A Interpretação aborda especificamente o seguinte:

- Se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente;
- As suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais;
- Como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), base de cálculo prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de imposto; e
- Como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias.

A Companhia avaliou e concluiu que não há incertezas significativas quando da aplicação de tratamentos fiscais que envolvam tributos sobre os lucros, e logo, a interpretação em questão não gera impactos qualitativos e quantitativos para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e exercício anteriores.

**CPC 48 | IFRS 09: Recursos de pagamento antecipado com compensação negativa**

De acordo com o CPC 48, equivalente a norma internacional de contabilidade IFRS 09, um instrumento de dívida pode ser mensurado ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, desde que os fluxos de caixa contratuais sejam “somente pagamentos de principal e juros sobre o principal em aberto” (critério de SPPI) e o instrumento for mantido no modelo de negócio adequado para esta classificação. As alterações ao CPC 48 esclarecem que um ativo financeiro cumpre o critério de SPPI independentemente do evento ou circunstância que cause a rescisão antecipada do contrato e independentemente da parte que paga ou recebe uma compensação razoável pela rescisão antecipada do contrato.

As alterações devem ser aplicadas retrospectivamente. Tais alterações não impactam as Demonstrações Contábeis da Companhia.

**Alterações ao CPC 33 (R1) | IAS 19: Alterações, reduções ou liquidação de planos**

As alterações ao CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados, equivalente a norma internacional de contabilidade IAS 19 abordam a contabilização quando de alteração, redução ou liquidação de um plano durante o período-base. As alterações especificam que quando ocorre alteração, redução ou liquidação do plano durante o período base anual, a entidade deve:

- Determinar o custo do serviço atual para o período remanescente após a alteração, redução ou liquidação do plano, usando as premissas atuariais utilizadas para reavaliar o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento.
- Determinar os juros líquidos para o período remanescente após alteração, redução ou liquidação do plano, usando o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após

aquele evento, bem como a taxa de desconto usada para reavaliar este passivo (ativo) líquido do benefício definido.

As alterações esclarecem ainda que a entidade deve determinar primeiramente qualquer custo com serviços passados, ou ganho ou perda na liquidação, sem considerar o efeito do *asset ceiling*. Este valor deve ser reconhecido no resultado. A entidade determina então o efeito do *asset ceiling* após alteração, redução ou liquidação do plano. Qualquer alteração neste efeito, excluindo os valores incluídos nos juros líquidos, é reconhecida em outros resultados abrangentes.

As mudanças à norma mencionada aplicam-se a alterações, reduções ou liquidações sendo permitida sua aplicação antecipada, tais mudanças não impactaram a Companhia, uma vez que os eventos determinados na norma supracitada não tiveram ocorrência ainda, e dessa forma, a medida que ocorrerem, é provável que impactem os planos de benefícios a empregados mantidos pela Companhia.

Os demais pronunciamentos novos e/ou alterados já emitidos não são aplicáveis as atividades operacionais da Companhia e por conta disso a Companhia não possui a expectativa de que produza qualquer impacto sobre as Demonstrações Contábeis.

#### **2.14. Pronunciamentos emitidos, mas que não estavam em vigor em 31 de dezembro de 2019**

As normas e interpretações novas e alteradas que foram emitidas, mas não ainda em vigor até a data das Demonstrações Contábeis da Companhia, estão descritas a seguir. A Companhia pretende adotar estas normas e interpretações novas e alteradas, se cabível, quando entrarem em vigor.

##### **Alterações ao CPC 00 (R2) | *Conceptual Framework* – Estrutura conceitual para relatório financeiro**

O CPC 00 (R2) – Estrutura conceitual para relatório financeiro, equivalente ao pronunciamento do IASB conhecido como *Conceptual Framework*, alterado com o objetivo de melhor refletir alterações conceituais estabelecidas pelo IASB, principalmente com relação aos seguintes aspectos:

- Conceitualiza e clarifica questões acerca do objetivo do relatório financeiro, as características qualitativas da informação financeira útil, e a descrição da entidade, bem como os seus limites;
- Clarifica as definições de ativo, passivo, patrimônio líquido, receitas e despesas em diversos aspectos;
- Define critérios para inclusão de ativos e passivos nas Demonstrações Contábeis (reconhecimento) e orientação sobre quando removê-los (desreconhecimento);
- Bases de mensuração e orientação sobre quando e como utilizá-las; e
- Determina conceitos e estabelece orientações quanto a apresentação e divulgação das Demonstrações Contábeis e notas explicativas.

Adicionalmente, as alterações realizadas ao CPC 00 (R2) também impactam o conceito de materialidade, estabelecendo de forma clara a aplicação deste conceito e determinando que “informação é material se sua omissão, distorção ou obscuridade pode influenciar, de modo razoável, decisões que os usuários primários das Demonstrações Contábeis de propósito geral tomam como base nessas Demonstrações Contábeis, que fornecem informações financeiras sobre o relatório específico da entidade”.

As alterações realizadas visam auxiliar o entendimento de temas específicos, melhorando a qualidade das Demonstrações Contábeis e as informações divulgadas. As alterações realizadas são aplicáveis para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de

2020 e de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia não há expectativa de que impactos significativos sejam identificados.

A Companhia analisou as demais normas alteradas e interpretações não vigentes e conclui que as mesmas não impactarão de forma significativa suas práticas contábeis e consequentemente as Demonstrações Contábeis.

### 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 +5,41%, 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>5,41%</b>
CVA Total	6,20%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	-0,43%
<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>5,77%</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. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e contas correntes bancárias	36.811	31.965
Aplicações financeiras		
CDB (Aplicações diretas)	2.039	416
Operações compromissadas	49.677	63.420
	<b>51.716</b>	<b>63.836</b>
Fundos exclusivos		
Operações compromissadas (Fundos exclusivos)	3.078	34
	<b>3.078</b>	<b>34</b>
Aplicações financeiras	<b>54.794</b>	<b>63.870</b>
<b>Total</b>	<b>91.605</b>	<b>95.835</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.

#### 5. Títulos e valores mobiliários

	31.12.2019	31.12.2018
Fundos de investimentos não exclusivos	72.531	67.810
Fundos de investimentos exclusivos	4.502	170
Títulos públicos	2.725	170
LF - Letra Financeira	1.777	-
<b>Total</b>	<b>77.033</b>	<b>67.980</b>

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

## 6. Consumidores e outras contas a receber

	A vencer	Vencidos		Total	PECLD	Total 31.12.2019
	até 30 dias	até 90 dias	mais de 360 dias			
<b>CIRCULANTE</b>						
Fornecimento faturado	556.226	236.445	445.512	1.238.183	(286.835)	951.348
Receita não faturada	211.437	-	-	211.437	(2.639)	208.798
Baixa renda - subsídio CDE	13.404	-	-	13.404	-	13.404
Parcelamento de débitos	5.852	16.498	42.763	65.113	(5.104)	60.009
Venda de Energia Excedente - MVE	12.085	-	-	12.085	-	12.085
Compartilhamento - uso mútuo	4.354	5.828	13.987	24.169	(8.617)	15.552
Agente de cobrança da iluminação pública	6.531	-	40.172	46.703	(40.173)	6.530
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>	<b>809.889</b>	<b>258.771</b>	<b>542.434</b>	<b>1.611.094</b>	<b>(343.368)</b>	<b>1.267.726</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - distribuição de energia:</b>						
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-
Parcelamento de débitos	-	-	26.694	26.694	-	26.694
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>41.983</b>	<b>41.983</b>	<b>(15.289)</b>	<b>26.694</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>	<b>809.889</b>	<b>258.771</b>	<b>584.417</b>	<b>1.653.077</b>	<b>(358.657)</b>	<b>1.294.420</b>

	A vencer	Vencidos		Total	PECLD	Total 31.12.2018
	até 30 dias	até 90 dias	mais de 360 dias			
<b>CIRCULANTE</b>						
Fornecimento faturado	318.125	259.522	337.749	915.396	(234.262)	681.134
Receita não faturada	207.649	-	-	207.649	(2.542)	205.107
Baixa renda - subsídio CDE	35.129	-	-	35.129	-	35.129
Parcelamento de débitos	1.433	21.004	18.966	41.403	(9.771)	31.632
Compartilhamento - uso mútuo	3.709	5.876	12.817	22.402	(14.971)	7.431
Agente de cobrança da iluminação pública	-	2.496	42.112	44.608	(42.690)	1.918
<b>TOTAL - CIRCULANTE</b>	<b>566.045</b>	<b>288.898</b>	<b>411.644</b>	<b>1.266.587</b>	<b>(304.236)</b>	<b>962.351</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>						
<b>Consumidores - distribuição de energia:</b>						
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	-	-	15.289	15.289	(15.289)	-
Parcelamento de débitos	-	-	12.291	12.291	-	12.291
<b>TOTAL - NÃO CIRCULANTE</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>27.580</b>	<b>27.580</b>	<b>(15.289)</b>	<b>12.291</b>
<b>TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE</b>	<b>566.045</b>	<b>288.898</b>	<b>439.224</b>	<b>1.294.167</b>	<b>(319.525)</b>	<b>974.642</b>

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

	31.12.2018	Adições	Baixas	31.12.2019
PECLD sobre contas a receber	(319.525)	(67.385)	28.253	(358.657)
PECLD sobre outras contas a receber	-	(4.443)	657	(3.786)
	<u>(319.525)</u>	<u>(71.828)</u>	<u>28.910</u>	<u>(362.443)</u>

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* 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.

## 7. Subvenção CDE - desconto tarifário

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.

	31.12.2019	31.12.2018
CDE compensação - liminar (a)	324.227	324.227
Previsão CDE (mensal) ciclo corrente	-	21.699
Previsão ajuste CDE ciclo corrente	(777)	925
CDE a receber - diferença ciclo anterior	1.310	2.601
	<b>324.760</b>	<b>349.452</b>

Em dezembro de 2019 a Companhia realizou operação de cessão de recebíveis sem direito de regresso, transferindo todos os riscos e benefícios vinculados para a instituição financeira na data da transação com valor de face de R\$ 22.007 com deságio de R\$ 156.

### 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.

## 8. Tributos a compensar

	31.12.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	13.348	-	7.205	-
ICMS (a)	60.836	66.930	59.555	68.932
ICMS parcelamento	-	11.056	-	11.056
PIS e COFINS	8.163	-	3.776	-
PIS e COFINS (ICMS) (b)	102.703	1.347.161	-	-
Outros tributos	1.018	-	8.459	-
<b>Total</b>	<b>186.068</b>	<b>1.425.147</b>	<b>78.995</b>	<b>79.988</b>

- a) Do total de crédito de ICMS, R\$ 106.954 em 31 de dezembro 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\$ 20.812 (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. A Companhia foi comunicada no dia 14 de janeiro de 2020, através do Parecer N° 3344 de 30 de dezembro de 2019, emitido pela Célula de Consultoria e Normas-CECON, da decisão de compensação

do valor de R\$ 11.056, o qual deverá ser dividido em 4 parcelas iguais a partir de fevereiro de 2020.

- b) A Companhia amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, e por possuir ação judicial transitada e julgada em abril de 2019, constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 1.449.864.

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 (vide nota 17).



## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### 9. Ativo e passivos financeiros setoriais

Estas variações são apuradas por meio da diferença entre os custos efetivamente incorridos e os custos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais, sendo estas variações atualizadas monetariamente pela taxa SELIC. A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo estão demonstradas da seguinte forma:

Ativo (passivo) regulatório Líquido	31.12.2018	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras Tarifárias	Remuneração	31.12.2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA passiva</b>	<b>207.733</b>	<b>342.970</b>	<b>(218.924)</b>	<b>(174.764)</b>	<b>17.694</b>	<b>174.709</b>	<b>74.935</b>	<b>99.774</b>	<b>143.904</b>	<b>30.805</b>
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	219.912	527.578	(323.612)	(174.764)	23.645	<b>272.759</b>	102.812	169.947	220.289	52.470
Proinfa	1.321	712	(2.368)	-	159	<b>(176)</b>	1.030	(1.206)	196	(372)
Transporte Rede Básica	53.365	(11.772)	(14.554)	-	222	<b>27.261</b>	3.335	23.926	19.874	7.387
ESS	(64.416)	(172.821)	113.969	-	(8.147)	<b>(131.415)</b>	(34.243)	(97.172)	(101.414)	(30.001)
CDE	(2.449)	(727)	7.641	-	1.815	<b>6.280</b>	2.001	4.279	4.959	1.321
<b>Demais passivos regulatórios</b>	<b>(13.176)</b>	<b>(192.846)</b>	<b>125.604</b>	-	<b>(20.751)</b>	<b>(101.169)</b>	<b>(100.159)</b>	<b>(1.010)</b>	<b>(82.632)</b>	<b>(18.537)</b>
Alíquota efetiva PIS/Cofins	19.786	8.265	(15.138)	-	-	<b>12.913</b>	-	12.913	12.913	-
Neutralidade da Parcela A	(3.034)	(14.581)	5.206	-	(129)	<b>(12.538)</b>	(4.991)	(7.547)	(10.208)	(2.330)
Sobrecontratação de Energia	(10.296)	(112)	56.584	-	(2.581)	<b>43.595</b>	(16.356)	59.951	25.085	18.510
Diferimento/ Devoluções Tarifárias	(11.692)	(156.383)	22.210	-	(16.876)	<b>(162.741)</b>	(78.349)	(84.392)	(123.536)	(39.205)
Demais ativos e passivos setoriais	(7.940)	(30.035)	56.742	-	(1.165)	<b>17.602</b>	(463)	18.065	13.114	4.488
<b>Total ativo (passivo) regulatório líquido</b>	<b>194.557</b>	<b>150.124</b>	<b>(93.320)</b>	<b>(174.764)</b>	<b>(3.057)</b>	<b>73.540</b>	<b>(25.224)</b>	<b>98.764</b>	<b>61.272</b>	<b>12.268</b>
Total ativo circulante	<b>201.567</b>									
Total passivo não circulante	<b>7.010</b>									
Total ativo líquido	<b>194.557</b>									

O diferimento das devoluções tarifárias contém a reclassificação de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo proveniente do ativo contratual no montante de R\$ 10.567 (vide nota explicativa 15).

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### 10. 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.

<b>Benefício fiscal - ágio incorporado</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Ágio da incorporação	775.960	775.960
Amortização acumulada	(684.974)	(668.368)
Provisão sobre o ágio	(429.364)	(429.365)
Reversão da provisão sobre o ágio	369.064	358.104
<b>Total</b>	<b>30.686</b>	<b>36.331</b>
Não Circulante	30.686	36.331

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

	<b>31.12.2019</b>	<b>Percentual</b>
Em 2020	5.166	17%
Em 2021	4.728	15%
Em 2022	4.327	14%
2022 em diante	16.465	54%
<b>Total</b>	<b>30.686</b>	<b>100%</b>

### 11. Cauções e depósitos

A Companhia possui saldos de caução e depósito que garantem: Garantia de leilões de energia (Bradesco), Garantia de Dívidas (BNB), Garantias da concessão (Banco do Brasil). Abaixo apresentamos a composição do saldo:

<b>Instituição</b>	<b>Tipo de Aplicação</b>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
		<b>Não Circulante</b>	<b>Não Circulante</b>
Bradesco	CDB	18	17
BNB	CDB	14.544	29.347
Banco do Brasil	Título do Tesouro EUA	9.401	9.200
<b>Total</b>		<b>23.963</b>	<b>38.564</b>

## 12. Ativo indenizável (concessão)

O ativo financeiro indenizável da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente amortizada até o final da concessão. A Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

A Companhia classifica os saldos do ativo financeiro da concessão como instrumentos financeiros “valor justo por meio de resultado”, pois o fluxo de caixa não é caracterizado apenas como principal e juros. O modelo de negócio da Companhia para este ativo é recuperar o investimento realizado, cuja valorização é baseada no valor novo de reposição (VNR), acrescido de correção monetária pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR).

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

	31.12.2019	31.12.2018
Saldo Inicial	1.888.440	1.383.764
Transferências do ativo intangível	386.509	445.194
Marcação a mercado - ativo indenizável	97.178	59.482
<b>Saldo Final</b>	<b>2.372.127</b>	<b>1.888.440</b>

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

## 13. 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) – Operações de arrendamento mercantil. Segue demonstrada abaixo a movimentação desses ativos:

	31.12.2018	Adoção inicial IFRS 16	Depreciação/ Amortização	Adição	Remensuração	Transferência	Reclassificação	31.12.2019
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Terrenos	30	-	-	-	-	-	-	30
Edif. Ob. Cíveis e benfeitorias	9	-	-	-	-	-	-	9
Máquinas e equipamentos	62.354	-	-	-	(3.373)	2.416	-	61.397
Móveis e utensílios	50.665	-	-	-	(64)	754	-	51.355
<b>Subtotal</b>	<b>113.058</b>	-	-	-	<b>(3.437)</b>	<b>3.170</b>	-	<b>112.791</b>
<b>Depreciação acumulada</b>								
Máquinas e equipamentos	(44.517)	-	(4.708)	-	3.371	-	-	(45.854)
Móveis e utensílios	(29.712)	-	(2.830)	-	9	-	-	(32.533)
<b>Subtotal</b>	<b>(74.229)</b>	-	<b>(7.538)</b>	-	<b>3.380</b>	-	-	<b>(78.387)</b>
<b>Imobilizado em curso</b>								
Terrenos	(19)	-	-	-	-	-	19	-
Máquinas e equipamentos	4.159	-	-	2.362	-	(2.416)	(1.070)	3.035
Móveis e utensílios	3.523	-	-	779	-	(754)	1.051	4.599
<b>Subtotal</b>	<b>7.663</b>	-	-	<b>3.141</b>	-	<b>(3.170)</b>	-	<b>7.634</b>
<b>Total do imobilizado</b>	<b>46.492</b>	-	<b>(7.538)</b>	<b>3.141</b>	<b>(57)</b>	-	-	<b>42.038</b>
<b>Ativo de direito de uso</b>								
Terrenos	-	485	(215)	-	(188)	-	-	82
Imóveis	-	17.830	(5.874)	1.520	(4.816)	-	-	8.660
Veículos e outros meios de transporte	-	1.724	(1.136)	-	-	-	-	588
<b>Subtotal</b>	-	<b>20.039</b>	<b>(7.225)</b>	<b>1.520</b>	<b>(5.004)</b>	-	-	<b>9.330</b>
<b>Total</b>	<b>46.492</b>	<b>20.039</b>	<b>(14.763)</b>	<b>4.661</b>	<b>(5.061)</b>	-	-	<b>51.368</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:

ADMINISTRAÇÃO	%
Equipamento geral	6,25%
Equipamento geral de informática	16,67%
Edif. Ob. Cívís 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.

Ativo de direito de uso	Prazo médio contratual remanescente (anos)
Terrenos	2,01
Imóveis	0,72
Veículos e outros meios de transporte	0,62

#### 14. Intangível

	31.12.2019			31.12.2018
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido
<b>Em Serviço</b>				
Direito de uso da concessão	4.787.679	(2.696.180)	(286.953)	1.919.327
Software	288.513	(162.037)	-	95.659
<b>Total</b>	<b>5.076.192</b>	<b>(2.858.217)</b>	<b>(286.953)</b>	<b>2.014.986</b>

	Em Serviço			
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações Especiais	Valor Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2017	4.453.578	(2.360.110)	(354.500)	1.738.968
Baixas	(40.356)	21.859	-	(18.497)
Amortização	-	(250.230)	33.898	(216.332)
Transferência dos ativos contratuais	960.846	-	-	960.846
Transferências para ativo indenizável	(445.194)	-	-	(445.194)
Reclassificações para o ativo imobilizado	(5.060)	255	-	(4.805)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<b>4.923.814</b>	<b>(2.588.226)</b>	<b>(320.602)</b>	<b>2.014.986</b>
Baixas	(32.882)	20.310	-	(12.572)
Amortização	-	(290.301)	33.898	(256.403)
Transferência dos ativos contratuais	571.769	-	(249)	571.520
Transferências para ativo indenizável	(386.509)	-	-	(386.509)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<b>5.076.192</b>	<b>(2.858.217)</b>	<b>(286.953)</b>	<b>1.931.022</b>

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil regulatória estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, limitado ao prazo de concessão, de acordo com as regras definidas pela ANEEL para fins tarifários, bem

como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. 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.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a transferência de parte do ativo intangível para o indenizável ocorreu pelo reconhecimento dos efeitos da conclusão do processo de revisão tarifária periódica (vide nota 3) em que a base de remuneração foi ajustada para refletir o laudo homologado pela Aneel. Adicionalmente, o aumento dos custos do intangível gerou um incremento de amortização.

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

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

## 15. 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 9,37% a.a no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e 9,61% a.a no exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

	31.12.2019		31.12.2018
	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido
<b>Em Curso</b>			
Direito de uso da concessão	708.110	(255.833)	452.277
Software	68.780	-	68.780
<b>Total</b>	<b>776.890</b>	<b>(255.833)</b>	<b>521.057</b>

	Em Curso		
	Custo	Obrigações Especiais	Valor Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2017	644.624	(209.687)	434.937
Adições	906.623	(39.318)	867.305
Capitalização de juros de empréstimos	18.665	-	18.665
Transferências	(960.846)	-	(960.846)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<b>609.066</b>	<b>(249.005)</b>	<b>360.061</b>
Adições	729.342	(17.644)	711.698
Reclassificação	-	10.567	10.567
Capitalização de juros de empréstimos	10.251	-	10.251
Transferências para ativo intangível	(571.769)	249	(571.520)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	<b>776.890</b>	<b>(255.833)</b>	<b>521.057</b>

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 (vide nota 9). 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.

## 16. Fornecedores e outros contas a pagar

	31.12.2019	31.12.2018
Suprimento de energia		
Compra de Energia	479.625	361.882
Compra de Energia com partes relacionadas	1.242	661
Encargo de Uso da Rede	39.965	39.818
Encargo de Uso da Rede com partes relacionadas	360	496
Materiais e serviços	308.398	269.173
Materiais e serviços com partes relacionadas	37.133	30.567
	<b>866.723</b>	<b>702.597</b>
Circulante	866.723	702.597

## 17. 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\$ 1.449.864 e passivo de R\$ 1.420.867 (vide nota 8), 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 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	31.12.2019
<b>Ativo circulante</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	8	102.703
<b>Ativo não circulante</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	8	1.347.161
<b>Passivo circulante</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir	17	102.703
<b>Passivo não circulante</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir	17	1.318.164
<b>Resultado</b>		
<b>Receita operacional bruta</b>		
PIS/COFINS - consumidores a restituir		(894.659)
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar		894.659
<b>Receita financeira</b>		
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar		555.205
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir		(555.205)

O valor do passivo a restituir aos consumidores está líquido dos custos incorridos e a incorrer durante o período abrangido pela ação, e será objeto de compensação com os valores a restituir aos consumidores.

**18. Obrigações fiscais**

	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL a pagar (a)	17.950	-	17.950	3.298	-	3.298
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS (b)	125.040	-	125.040	91.035	-	91.035
REFIS IV - Federal (Previdenciário) (c)	1.513	5.798	7.311	1.696	8.197	9.893
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	23.023	-	23.023	17.644	-	17.644
Programa de integração social - PIS	5.111	-	5.111	3.816	-	3.816
Imposto sobre serviços - ISS	2.977	-	2.977	2.356	-	2.356
PIS/COFINS/IRRF/CS (Retidos na Fonte)	8.056	-	8.056	7.094	-	7.094
Outros tributos e contribuições	2.250	-	2.250	1.962	-	1.962
<b>Total</b>	<b>185.920</b>	<b>5.798</b>	<b>191.718</b>	<b>128.901</b>	<b>8.197</b>	<b>137.098</b>

- a) O saldo em 31 de dezembro de 2019 é composto por provisões para imposto de renda de R\$37.334 e contribuição social de R\$40.243 a pagar, líquidas das antecipações efetuadas no montante total de R\$59.627, sendo R\$31.341 de imposto de renda e R\$28.286 de contribuição social.
- b) 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.
- c) 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 referentes a débitos federais previdenciários e tem como saldo a pagar no curto prazo em 31 de dezembro de 2019 o montante de R\$ 1.513 (saldo de R\$1.696 em 31 de dezembro de 2018) e no longo prazo o montante de R\$ 5.798 (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 SELIC.

31.12.2019	
REFIS IV FEDERAL	
Saldo inicial	<b>9.893</b>
(-) Pagamentos	<b>(1.544)</b>
(+) Atualização	<b>(1.038)</b>
Saldo final	<b>7.311</b>
<hr/>	
Circulante	<b>1.513</b>
Não circulante	<b>5.798</b>
Total do passivo	<b>7.311</b>

## 19. Empréstimos e financiamentos

	31.12.2019	31.12.2018	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Taxas
<b>Moeda estrangeira:</b>						
União Federal – Bônus de Desconto	4.635	4.455	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	USD + Libor + 1,0125% a.a.
União Federal – Bônus ao Par	6.686	6.419	15/08/1997	11/04/2024	Ao Final	USD + 6,2% a.a.
BNP 4131	287.277	-	17/12/2019	17/12/2020	Ao Final	USD + 2,74% a.a.
Total moeda estrangeira	<b>298.598</b>	<b>10.874</b>				
<b>Moeda nacional:</b>						
<b>Financiamentos</b>						
Eletrobrás	14.298	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)	14.441	18.567	28/08/2013	15/06/2023	Mensal	3,00% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) A	6.758	20.208	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	TJLP + 2,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) B	6.760	20.215	28/08/2013	15/06/2020	Mensal	TJLP + 3,8% a.a.
BNDES FINEM (Capex 2012-2013) F	251	499	28/08/2013	15/12/2020	Mensal	TJLP
BNDES (Capex 2014-2015) A	-	53.181	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	TJLP + 3,1% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) B	-	64.887	28/12/2015	15/12/2021	Mensal	SELIC + 3,18% a.a.
BNDES (Capex 2014-2015) FINAME	-	10.832	28/12/2015	15/12/2023	Mensal	9,50% a.a.
<b>Empréstimos</b>						
Itaú CCB	-	50.946	20/03/2014	20/03/2019	Anual	112% CDI
Banco do Brasil (BB Agropecuário)	-	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	342.742	264.061	29/03/2018	15/04/2028	Mensal	IPCA + 2,18% a.a.
<b>Empréstimos e financiamentos com partes relacionadas</b>						
Enel Finance International N.V.	-	300.627	18/12/2018	18/12/2019	Bullet	8,05% a.a.
Total moeda nacional	<b>385.250</b>	<b>1.064.342</b>				
Total de empréstimos e financiamentos	<b>683.848</b>	<b>1.075.216</b>				
<b>Resultado das operações de Swap</b>	<b>15.399</b>	<b>(86)</b>				
	<b>699.247</b>	<b>1.075.130</b>				
Circulante	342.118	673.973				
Não circulante	341.730	401.243				
	<b>683.848</b>	<b>1.075.216</b>				

A seguir é apresentada a movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	Moeda Nacional		Moeda Estrangeira	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Saldo em 31 de dezembro de 2018	673.858	390.484	115	10.759
Captações	200.000	79.445	300.000	-
Encargos provisionados	46.759	-	870	-
Encargos pagos	(56.986)	-	(575)	-
Variação monetária e cambial	-	10.971	(13.029)	458
Transferências	150.376	(150.376)	11	(11)
Amortizações	(959.281)	-	-	-
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>54.726</b>	<b>330.524</b>	<b>287.392</b>	<b>11.206</b>

- Em 07 de março de 2019, a Companhia adquiriu uma dívida (debêntures 7ª Emissão) com custo menor, e com isso foi realizado 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.
- Em julho de 2019, a Companhia realizou o pagamento antecipado das operações de repasse do BNDES contraídas em 2014 (montante total de R\$ 110.000, com vida média de 1,38 e custos atrelados a TJLP e Selic, com spreads de 1,30% a 2,30%), com o objetivo de otimizar os gastos financeiros. Para isto, foram emitidas debêntures simples no valor de R\$ 350.000, com prazo de 4 anos, e custo de CDI + 0,50% a.a. (o diferencial de custos entre a nova operação e as operações pagas antecipadamente absorverá o custo de pré-pagamento de cerca de R\$ 2.000, assegurando benefícios econômicos para a Companhia vide nota explicativa no 32 para os custos de pré-pagamento).

- Em 17 de dezembro de 2019, a Companhia contratou uma operação na modalidade de 4131 com o banco BNP no montante de R\$ 300.000 devido à necessidade de capital de giro com vencimento em 17 de dezembro de 2020.

A seguir são apresentadas as condições contratuais:



## Companhia Energética do Ceará – Coelce

Contratos	Objeto	Valor contratado	Plano de Investimento	Desembolsado	Garantias
<b>Financiamentos</b>					
BNDES (Capex 2012-2013)	Financiamento do CAPEX	217.185	2012/2013	89%	Recebíveis
Eletrobrás	Luz Para Todos	134.085	2004	86%	Recebíveis e nota promissória
Banco do Nordeste – FNE	FNE/PROINFRA	106.187	2011	100%	Recebíveis, fiança bancária e conta reserva
<b>Empréstimos</b>					
Bônus de Desconto e Bônus ao Par	Refinanciamento dívida	* 3.001	-	100%	Recebíveis e conta reserva
BB Agropecuário e Aditivo II	Capital de giro	300.000	-	100%	N/A
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%	N/A
Nota Promissória -9ª emissão	Capital de giro	150.000	-	100%	N/A
Nota Promissória -10ª emissão	Capital de giro	200.000	-	100%	N/A
BNP 4131	Capital de giro	300.000	-	100%	N/A

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

Nas operações de financiamento com recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e nos empréstimos com Itaú CCB, Eletrobrás e BNP a Companhia comprometeu-se a cumprir as seguintes obrigações, durante a vigência dos contratos, as quais foram atendidas de forma apropriada em 31 de dezembro de 2019:

Contratos	Obrigações Especiais Financeiras	Limite	Periodicidade de Apuração dos Índices
BNDES	Endividamento financeiro líquido / LAJIDA (máximo)	3,50	Anual
BNDES	Endividamento financeiro líquido / Endividamento financeiro líquido + Patrimônio líquido (máximo)	0,60	Anual
Eletrobrás	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,00	Anual
BNP 4131	Dívida financeira líquida / LAJIDA (máximo)	3,50	Trimestral

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### BNDES

- 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).

### Eletrobrás

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total;
- LAJIDA 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.

### BNP 4131

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

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

31.12.2019						
2021	2022	2023	2024	2025	Após 2025	Total não Circulante
51.102	49.114	45.951	53.750	42.544	99.269	341.730

## 20. Debêntures

			Emissão	Vencimento		Remuneração	Tipo de amortização	Quantidade de títulos
	31.12.2019	31.12.2018		Inicial	Final			
1ª Série 5ª emissão	350.712	350.876	15/12/2017	15/12/2021	15/12/2022	CDI+0,80% a.a	Anual	350.000
2ª Série 5ª emissão	161.981	155.835	15/12/2017	15/12/2023	15/12/2024	IPCA + 6,001% a.a.	Anual	150.000
1ª Série 6ª emissão	40.084	40.102	15/06/2018	15/06/2023	15/06/2023	CDI+0,95% a.a	Bullet	40.000
2ª Série 6ª emissão	286.906	277.416	15/06/2018	15/06/2024	15/06/2025	IPCA + 6,20% a.a.	Anual	270.000
1ª Série 7ª emissão	355.632	-	07/03/2019	15/03/2022	15/03/2023	CDI+0,5% a.a	Anual	350.000
2ª Série 7ª emissão	319.328	-	07/03/2019	15/03/2024	15/03/2024	IPCA + 4,50% a.a.	Bullet	300.000
(-) Custo de transação	(14.056)	(11.088)						
Total de debêntures	<u>1.500.587</u>	<u>813.141</u>						
Circulante	18.610	1.761						
Não circulante	<u>1.481.977</u>	<u>811.380</u>						
	<u>1.500.587</u>	<u>813.141</u>						

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

Segue disposta a movimentação das debêntures no exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

	Circulante	Não circulante	Total
Em 31 de dezembro de 2018	<b>1.761</b>	<b>811.380</b>	<b>813.141</b>
Atualização monetária	-	23.564	23.564
Captações	-	650.000	650.000
Encargos provisionados	81.964	-	81.964
Encargos pagos	(65.115)	-	(65.115)
Constituição custo de transação	-	(5.555)	(5.555)
Apropriação custo de transação	-	2.588	2.588
<b>Em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>18.610</b>	<b>1.481.977</b>	<b>1.500.587</b>

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, divididas em duas séries: 1ª série, de R\$ 350.000 e 2ª série de R\$ 300.000. O recurso foi utilizado para reperfilamento da dívida da Companhia, liquidando operações com custo mais alto (BNDES e 10ª emissão de Notas Promissórias) de forma a diminuir as despesas anuais e auxiliar na 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 31 de dezembro de 2019, a Companhia cumpriu com os referidos índices.

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

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

- Dívida Financeira Líquida considera o endividamento total, reduzido do valor de caixa e equivalente de caixa;
- LAJIDA para fins de cálculo dessa obrigação significa Lucro antes do resultado financeiro, impostos, depreciação, amortização, provisões para contingências, para devedores duvidosos e baixas de títulos incobráveis. (Últimos 12 meses).

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

	2021	2022	2023	Após 2023	Total
1ª Série 5ª emissão	175.000	175.000	-	-	350.000
2ª Série 5ª emissão	-	-	86.588	75.000	161.588
1ª Série 6ª emissão	-	-	40.000	-	40.000
2ª Série 6ª emissão	-	-	-	286.188	286.188
1ª Série 7ª emissão	-	175.000	175.000	-	350.000
2ª Série 7ª emissão	-	-	-	308.257	308.257
(-) Custo de transação	(3.615)	(3.615)	(3.615)	(3.211)	(14.056)
<b>Total a amortizar</b>	<b>171.385</b>	<b>346.385</b>	<b>297.973</b>	<b>666.234</b>	<b>1.481.977</b>

## 21. Obrigações por Arredamentos

Conforme detalhado na nota explicativa nº 2.1, a Companhia adotou o CPC 06 (R2) - Arrendamentos em uma abordagem de transição simplificada que consiste em não apresentar os saldos comparativos para o ano anterior. Para todos os contratos de arrendamento, a Companhia reconheceu ativos representando o direito de uso e passivos de arrendamento. Os contratos com prazo inferiores a doze meses ou com valor do ativo subjacente não significativo não foram analisados dentro do escopo CPC 06 (R2)/IFRS 16 conforme expediente prático determinado pela norma em questão.

Em 18 de dezembro de 2019, a Comissão de Valores Mobiliários (“CVM”) emitiu o ofício circular CVM/SNC/SEP/nº 02/2019, contendo informações acerca dos seguintes assuntos: (i) Aspectos Conceituais do CPC 06 (R2); (ii) Taxa Incremental de Empréstimos – IBR; (iii) PIS e COFINS a recuperar – Tratamento Contábil; (iv) PIS e COFINS embutidos no Passivo de Arrendamento – Tratamento Contábil; e (v) Evidenciação – Nota Explicativa.

A Companhia avaliou os assuntos abordados no ofício em questão, e concluiu que: (i) as políticas contábeis acerca do tratamento contábil de contratos de arrendamentos estão em consonância àquilo que é requerido pelo CPC 06 (R2)/IFRS 16, a taxa incremental de empréstimos – IBR é determinada com informações prontamente observáveis e ajustadas à realidade da Companhia, os fluxos projetados não consideram efeitos inflacionários, conforme orientado pelos pronunciamentos em questão; e (ii) a Companhia não apresenta obrigações de arrendamentos líquidos de PIS e COFINS, adicionalmente, os créditos de PIS e COFINS oriundos de contratos de arrendamentos não apresenta materialidade suficiente que ensejariam uma apresentação específica.

Em atendimento ao ofício, o quadro abaixo proporciona os inputs mínimos necessários para que os efeitos inflacionários sejam adicionados à informação divulgada.

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

	31.12.2019	Valor Nominal 31.12.2019	Média ponderada de meses remanescentes	Tipo de Amortização	Encargos Financeiros
<u>Obrigações por arrendamento:</u>					
Terrenos	174	177	0,72	Mensal	De 4,01% a 7,11% a.a.
Imóveis	10.068	10.865	2,01	Mensal	De 4,01% a 12,71% a.a.
Veículos e outros meios de transporte	784	800	0,62	Mensal	8,97% a.a.
<b>Total</b>	<b>11.026</b>	<b>11.842</b>			
Circulante	7.784	8.247			
Não circulante	3.242	3.595			
	<b>11.026</b>	<b>11.842</b>			

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

	Não circulante		
	Principal	Juros	Total
2021	2.071	(182)	1.889
2022	895	(72)	823
2023	202	(45)	157
2024	158	(32)	126
2025 em diante	269	(22)	247
	<b>3.595</b>	<b>(353)</b>	<b>3.242</b>

A seguir é demonstrada a movimentação das obrigações por arrendamentos:

	Moeda Nacional		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2018	-	-	-
Adoção inicial - CPC 06 (R2)	8.855	11.184	20.039
Adições	-	1.520	1.520
Remensuração	(5.004)	-	(5.004)
Pagamentos	(6.639)	-	(6.639)
Transferências	9.462	(9.462)	-
Encargos provisionados	1.110	-	1.110
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>7.784</b>	<b>3.242</b>	<b>11.026</b>

## 22. Taxas Regulamentares

	31.12.2019	31.12.2018
Conta de desenvolvimento energético - CDE (Vide nota 7) (a)	311.830	337.125
Encargos emergenciais	2.467	2.467
P&D e Eficiência Energética	87.637	78.823
Conta centralizadora de recursos de bandeira tarifária - CCRBT	10.223	25.598
Outros	1.378	1.463
<b>Total</b>	<b>413.535</b>	<b>445.476</b>
Circulante	341.208	377.012
Não Circulante	72.327	68.464

Os valores apresentados no passivo não circulante, são exclusivamente programas de pesquisa e desenvolvimento e programas 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. Conforme previsto na Resolução Homologatória nº 2.521, de 20 de março de 2019, o período de vigência da cobrança do encargo CDE-ACR se encerrou no mês de agosto de 2019. O saldo apresentado refere-se ao montante não compensado contabilmente proveniente de decisão liminar conforme comentado na nota 7.



## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### 23. Partes relacionadas

Natureza da transação	Parte relacionada	Vigência	31.12.2019				31.12.2018			Receita (Despesa)		Intangível	
			Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Intangível	Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2018	
Benefícios pós-emprego	Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE	Até o final da concessão	-	2.284	94.773	1.647	-	2.377	112.102	(4.735)	(10.240)	1.251	
Agente de arrecadação e vendas em faturas	ENEL X Brasil S.A.	Setembro de 2018 a dezembro de 2019	119	-	-	-	109	-	-	1.456	1.062	-	
Prestação de serviços de desenvolvimento	ENEL X Brasil S.A.	Setembro de 2018 a dezembro de 2019	-	875	-	-	-	3.333	-	(2.999)	(11.592)	-	
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.	ENEL CIEN S.A.	Fevereiro de 2024	-	-	-	-	-	58	-	-	135	-	
	ENEL Distribuição Rio - AMPLA		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Green Power Projetos I S.A.		-	-	-	-	178	5	-	-	-	-	
	ENEL Green Power Brasil		-	-	-	-	-	213	-	-	-	-	
	ENEL Geração Fortaleza - CGTF		-	-	-	-	-	23	-	-	-	80	
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.		-	-	-	-	-	23	-	-	-	-	
	ENEL Distribuição Goiás - CELG D		2.233	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ENEL Brasil S.A.		-	19.284	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	ENEL Green Power Projetos I S.A.		-	629	-	-	-	-	576	-	(7.328)	(7.503)	-
	ENEL Geração Fortaleza - CGTF		-	-	-	-	-	-	-	-	(1.127.315)	(1.022.944)	-
Suprimento de energia - CCEAR	ENEL Green Power Parapananema	Até o final da concessão	-	77	-	-	-	85	-	(887)	(1.073)	-	
	ENEL Green Power Mourão		-	22	-	-	-	-	-	(250)	-	-	
	ENEL Green Power Cabeça de Boi S.A.		-	130	-	-	-	-	-	-	(666)	-	
	ENEL Green Power Fazenda S.A.		-	50	-	-	-	-	-	-	(446)	-	
	ENEL Green Power Cristalândia I Eólica S.A.		-	-	-	-	-	-	-	-	(161)	-	
	ENEL Green Power Cristalândia II Eólica S.A.		-	-	-	-	-	-	-	-	(322)	-	
	ENEL Green Power Salto Apiacas S.A.		-	128	-	-	-	-	-	-	(1.099)	-	
	ENEL Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.		-	107	-	-	-	-	-	-	(946)	-	
	ENEL Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.		-	99	-	-	-	-	-	-	(877)	-	
	ENEL CIEN S.A.		-	360	-	-	-	-	496	-	(3.429)	(3.899)	-
Encargo de uso do sistema de transmissão	ENEL Geração Fortaleza - CGTF	Até o final da concessão	1	-	-	-	-	-	-	94	-	-	
Consumo Próprio	ENEL Geração Fortaleza - CGTF	Até o final da concessão	1	-	-	-	-	-	-	94	-	-	
Venda de energia excedente- MVE	ENEL Green Power Projetos I S.A.	Fevereiro de 2019 a Dezembro 2019	9.689	-	-	-	-	-	-	104.406	-	-	
Dividendos	ENEL Brasil S.A.	Dezembro de 2018 a dezembro de 2019	-	61.219	-	-	-	53.910	-	-	-	-	
Comissão de Fiança	ENEL Brasil S.A.	Abril de 2028	-	491	-	-	-	-	-	(491)	-	-	
Mútuo (*)	ENEL Finance International N.V.	Dezembro de 2018 a dezembro de 2019	-	-	-	-	-	300.627	-	(23.471)	(627)	-	
Compartilhamento de recurso especializado para gerenciamento e apoio operacional.	ENEL SPA	Até o final da concessão	670	-	-	-	442	-	-	227	443	-	
	CODENSA		-	71	-	-	-	-	-	(71)	-	-	
	ENEL AMERICAS		-	53	-	-	-	-	-	(53)	-	-	
	ENEL Global Infrastructure and Network		-	1.845	-	-	-	-	-	(1.845)	-	-	
Manutenção de licenças dos sistemas Nostrum, Oracle, SAP e também serviços associados ao projeto de telemando	ENEL Itália	Até o final da concessão	-	34	-	-	-	3.546	-	-	-	-	
	ENEL distribuizione SPA		-	-	-	-	-	2.616	-	-	-	-	
Compartilhamento de Recursos Humanos e Infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO Nº 338, de 06 de fevereiro de 2019.	ENEL Iberoamérica	Fevereiro de 2024	-	899	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Distribuição Rio - AMPLA		31	2.447	-	-	698	407	-	-	-	-	
	ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO		45	5.951	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL CIEN S.A.		200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Distribuição Goiás - CELG D		-	-	-	-	-	1.225	-	-	-	-	
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.		75	1.167	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Geração Fortaleza - CGTF		-	3.820	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Green Power Projetos I S.A.		147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Green Power Brasil Participações LTDA		-	45	-	-	-	-	-	-	-	-	
	ENEL Brasil S.A.		50	642	-	-	-	22.773	-	-	-	(12.148)	-
			<b>13.260</b>	<b>102.729</b>	<b>94.773</b>	<b>1.647</b>	<b>1.427</b>	<b>392.293</b>	<b>112.102</b>	<b>(1.071.208)</b>	<b>(1.068.306)</b>	<b>1.251</b>	
		(-) Benefícios pós-emprego	-	2.284	94.773	1.647	-	2.377	112.102	(4.735)	(10.240)	1.251	
	<b>TOTAL DE PARTES RELACIONADAS</b>		<b>13.260</b>	<b>100.445</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.427</b>	<b>389.916</b>	<b>-</b>	<b>(1.066.473)</b>	<b>(1.058.066)</b>	<b>-</b>	

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

A seguir são apresentados os detalhes dos mútuos que foram referenciados (\*):

	31.12.2019			31.12.2018		
	Circulante		Não circulante	Circulante		Não circulante
	Encargo	Principal		Encargo	Principal	
<b>Empréstimos com partes relacionadas</b>						
Enel Finance International N.V.	-	-	-	627	300.000	-
<b>Total de Empréstimos com partes relacionadas</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>627</b>	<b>300.000</b>	<b>-</b>

  

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Efeito no resultados dos encargos</b>		
Enel Finance International N.V.	23.471	627
<b>Total de efeito no resultados dos encargos</b>	<b>23.471</b>	<b>627</b>

Segue movimentação dos mútuos com partes relacionadas:

	Enel Finance International N.V.
Saldo em 31 de dezembro de 2018	300.627
Amortização	(300.000)
Encargos provisionados	23.471
Encargos pagos	(24.098)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>-</b>

### Remuneração da administração

A remuneração total do Conselho de Administração e dos administradores da Companhia nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 está demonstrada a seguir. A Companhia não possui remuneração baseada em ações e mantém, ainda, benefícios usuais de mercado para rescisões de contratos de trabalho.

	31.12.2019	31.12.2018
Benefícios de curto prazo (salários / encargos / benefícios / bônus)	5.585	6.034
Benefícios pós-emprego (previdência - contribuição definida)	107	188
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	(813)	402
<b>Total</b>	<b>4.879</b>	<b>6.624</b>

## 24. Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela Fundação Coelce de Seguridade Social - FAELCE, entidade fechada de previdência privada complementar, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos. Os planos administrados pela Companhia têm as seguintes principais características:

### a) Plano de Contribuição Definida (CD)

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

### b) Plano de Benefício Definido (BD)

Tem o regime financeiro de capitalização para os benefícios de aposentadoria, pensão e auxílios. O custeio do plano de benefícios é coberto por contribuições dos participantes e da

patrocinadora. Para o Plano BD a Companhia contribui mensalmente com a taxa de 4,40% da folha de remuneração de todos os seus empregados e dirigentes participantes, para cobertura do custo normal. Além desse percentual, a patrocinadora é responsável pelo pagamento das despesas administrativas da atividade previdenciária da referida entidade.

**Os benefícios do plano compreendem:**

- Complementação de aposentadoria por invalidez, tempo de contribuição, idade, aposentadoria especial, auxílio reclusão, pensão por morte e abono anual.

**c) Plano de assistência médica**

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

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

- Ativos - o plano é extensivo aos empregados e seus dependentes. O custo cobrado pela administradora do plano é parcialmente coberto pela Companhia, observada a proporção contributiva estipulada em função de faixa salarial atingida. Pelo fato de serem contributivos por empregado, geram benefício de permanência vitalícia após 10 anos de vínculo, conforme Lei nº 9.656/1998;
- Aposentados Lei nº 9.656/1998 - grupo que exerceu o direito de permanência no plano, desde que mantido às próprias expensas, conforme Lei nº 9.656/1998. O custo é cobrado diretamente pela Unimed, administradora do plano, conforme as regras do plano;
- Aposentados Especiais - grupo fechado de aposentados e seus dependentes, custeados parcialmente pela Companhia (60%), decorrente de negociação, ratificada através de acordo coletivo.

**d) Benefício de pagamento da multa do FGTS na aposentadoria**

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

Atualmente os planos BD e CD apresentaram um superávit atuarial total de R\$ 200.251 em 31 de dezembro de 2019.

Os planos de assistência médica e FGTS para dezembro de 2019 apresentaram um passivo total de R\$ 97.057 (R\$ 114.479 em 31 de dezembro de 2018) atestado por avaliação independente.

**e) Movimentações atuariais**

	Benefício Definido	Contribuição Definida	Plano Médico	FGTS na aposentadoria	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2018	-	-	77.737	36.742	114.479
Custo do serviço corrente	188	125	-	1.211	1.524
Custos do serviço passado	-	-	-	(5.751)	(5.751)
Custo dos juros líquidos	(92)	(14)	6.869	2.198	8.961
Contribuições reais do empregador	(10.221)	(236)	(4.502)	(3.425)	(18.384)
Perdas (ganhos) sobre a obrigação atuarial	10.125	125	(6.807)	(7.215)	(3.772)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	-	-	73.297	23.760	97.057
Circulante			-	2.284	2.284
Não Circulante			73.297	21.476	94.773

▪ **Conciliação dos saldos de abertura e fechamento do valor presente da obrigação**

	31.12.2019	31.12.2018
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	1.195.169	1.133.948
Custo dos serviços correntes	1.525	2.044
Custos do serviço passado	(5.751)	-
Contribuição de participantes do plano	1.913	1.972
Custos dos juros	102.978	105.387
Benefícios pagos pelo plano	(89.683)	(93.665)
Perdas (ganhos) atuariais sobre a obrigação atuarial	158.488	45.483
Valor presente da obrigação atuarial ao final do exercício	<u>1.364.639</u>	<u>1.195.169</u>

▪ **Conciliação dos saldos de abertura e fechamento do valor justo dos ativos dos planos**

	31.12.2019	31.12.2018
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	1.163.874	1.191.046
Retorno esperado dos ativos do plano	101.965	113.146
Contribuições recebidas de participantes do plano	1.913	1.972
Contribuições recebidas do empregador	18.385	20.970
Benefícios pagos pelo plano	(89.683)	(93.665)
Ganhos (perdas) atuarias sobre os ativos do plano	271.379	(69.595)
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	<u>1.467.833</u>	<u>1.163.874</u>

▪ **Conciliação de abertura e fechamento do efeito de teto do ativo de benefício definido**

	31.12.2019	31.12.2018
Efeito do teto de ativo não reconhecido no início do exercício	83.184	158.738
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	7.947	15.955
Variação no teto de ativo não reconhecido no exercício corrente	109.120	(91.509)
	<u>200.251</u>	<u>83.184</u>

▪ **Conciliação do valor presente da obrigação e do valor dos ativos dos planos, com os ativos e os passivos reconhecidos no balanço patrimonial**

	31.12.2019	31.12.2018
Valor presente das obrigações atuariais	1.364.639	1.195.169
Valor justo dos ativos	(1.467.833)	(1.163.874)
Valor presente das obrigações em excesso ao valor justo dos ativos	(103.194)	31.295
Efeito do limite para reconhecimento do ativo	200.251	83.184
(Ativo) passivo atuarial líquido	97.057	114.479
(Ativo) passivo atuarial líquido apurado	97.057	114.479
Circulante	2.284	2.377
Não Circulante	94.773	112.102

- Despesa reconhecida nas demonstrações do resultado

	31.12.2019	31.12.2018
Custo do serviço corrente bruto	1.525	2.044
Custos do serviço passado	(5.751)	-
Custo do serviço líquido	(4.226)	2.044
Juros sobre a obrigação atuarial	102.979	105.387
Rendimento esperado dos ativos no ano	(101.965)	(113.146)
Juros sobre o efeito do teto de ativo não reconhecido	7.947	15.955
Juros líquidos sobre o passivo	8.961	8.196
Total reconhecido na DRE	4.735	10.240

- Categoria principal de ativos que cada plano representa do valor justo do total dos ativos dos planos

	31.12.2019	%	31.12.2018	%
Renda fixa	1.219.811	83,10%	965.069	82,92%
Renda variável	80.714	5,50%	57.054	4,90%
Investimentos imobiliários	127.434	8,68%	99.397	8,54%
Outros	39.874	2,72%	42.354	3,64%
Total do valor justo dos ativos do plano	1.467.833	100%	1.163.874	100%

- Valores totais reconhecidos em outros resultados abrangentes

	31.12.2019	31.12.2018
(Ganho)/Perda sobre as obrigações atuariais	158.488	45.483
(Ganho)/Perda sobre os ativos	(271.379)	69.595
Varição na restrição de reconhecimento do ativo	109.119	(91.507)
Montante reconhecido no exercício em ORA	(3.772)	23.571

**Premissas biométricas adotadas**

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

Especificação	Planos BD	Plano CD	Plano Médico	Plano FGTS
Taxa de desconto	7,38%	6,44%	7,38%	6,34%
Taxa de rendimento esperado dos ativos	7,38%	6,44%	N/A	N/A
Taxa de crescimento salarial	5,04%	5,04%	N/A	5,04%
Taxa de inflação esperada	4,00%	4,00%	4,00%	4,00%
Reajuste de benefício concedidos de prestação continuada	4,00%	4,00%	N/A	N/A
Tábua de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT-2000	AT-2000
Tábua de entrada em invalidez	Light-Média	Light-Média	Light-Média	Light-Média
Tábua de mortalidade de inválidos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	AT-49 + 6anos	N/A

- Despesa esperada para o exercício de 2020**

	2020
Custo do serviço corrente	1.354
Custos dos juros	6.228
<b>Total de despesas</b>	<b>7.582</b>

- Análise de sensibilidade**

	Benefício Definido		Contribuição Definida		Plano Médico		Plano de Pensão	
	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)
Taxa de Desconto								
Impacto da obrigação do benefício definido	1.200.323	1.333.945	3.450	3.602	70.221	76.462	23.494	24.042
<b>Total da obrigação do benefício definido</b>	<b>1.200.323</b>	<b>1.333.945</b>	<b>3.450</b>	<b>3.602</b>	<b>70.221</b>	<b>76.462</b>	<b>23.494</b>	<b>24.042</b>

**25. Provisão para processos judiciais e outros**

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	31.12.2019
Trabalhistas	31.582	18.892	(16.627)	1.687	(5.168)	30.366
Cíveis	114.149	42.154	(41.629)	12.079	(14.018)	112.735
Regulatório	14.675	19.207	(20)	685	(2.606)	31.941
<b>Total</b>	<b>160.406</b>	<b>80.253</b>	<b>(58.276)</b>	<b>14.451</b>	<b>(21.792)</b>	<b>175.042</b>

As contingências prováveis estão classificadas no passivo não circulante da Companhia.

**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 846/2019 da ANEEL. As penalidades previstas pelo regulamento vão desde advertência até a caducidade da concessão ou da permissão e tem como base de cálculo para aplicação da multa o valor da receita Operacional Líquida – Rol correspondente aos 12 (doze) meses anteriores à lavratura do Auto de infração – AI.

**Contingências passivas com risco possível**

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

	31.12.2019	31.12.2018
Trabalhistas	56.763	81.538
Cíveis	1.150.107	996.567
Fiscais	634.960	584.575
Juizados especiais	3.439	3.483
<b>Total</b>	<b>1.845.269</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:

- a) No âmbito fiscal 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\$ 528.164 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 488.364 em 31 de dezembro de 2018);
- b) No âmbito fiscal municipal, a Companhia possui processos judiciais e administrativos com os Municípios de Fortaleza e Iguatu referentes ao ISS no valor atualizado de R\$ 46.358 e R\$ 4.519 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 44.657 e R\$ 4.328 em 31 de dezembro de 2018). Há ainda alguns autos de infração lavrados pelos Municípios de Sobral e Caucaia envolvendo a Contribuição de Iluminação Pública. O valor atualizado desses autos em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 7.580.

- 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\$ 35.623 em 31 de dezembro 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:

	31.12.2019	31.12.2018
Trabalhistas	18.921	15.920
Cíveis	24.975	21.394
Fiscais	3.652	4.043
<b>Total</b>	<b>47.548</b>	<b>41.357</b>

## 26. Patrimônio líquido

### a) Capital social

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

	31.12.2019 (Em unidades)	31.12.2018 (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
<b>Total</b>	<b>77.855.299</b>	<b>77.855.299</b>

	Ações ordinárias (em unidades)		Ações preferenciais (em unidade)				Total (em unidades)			
	Total (I)		Classe A		Classe B	Total (II)	(I) + (II)			
Enel Brasil S.A.	47.064.245	97,91%	10.588.006	37,48%	424	0,03%	10.588.430	35,55%	57.652.675	74,05%
Eletrobrás	-	0,00%	3.967.756	14,04%	1.531.141	99,77%	5.498.897	18,46%	5.498.897	7,06%
Onyx Latin América Equity Fund	-	0,00%	1.687.600	5,97%	-	0,00%	1.687.600	5,67%	1.687.600	2,17%
Una Capital Ltda.	-	0,00%	1.439.776	5,10%	-	0,00%	1.439.776	4,83%	1.439.776	1,85%
Fundos e Clubes de Investimento	-	0,00%	8.190.416	28,99%	-	0,00%	8.190.416	27,50%	8.190.416	10,52%
Fundo de Pensão - FAELCE	919.403	1,91%	25.655	0,09%	-	0,00%	25.655	0,09%	945.058	1,21%
Outros	84.289	0,18%	2.353.491	8,33%	3.097	0,20%	2.356.588	7,90%	2.440.877	3,15%
<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>

### 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 de ações sem valor nominal, sendo 100.000.000.000 ações ordinárias, 193.352.996.180 ações preferenciais Classe A e 6.647.003.820 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 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. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, o benefício apurado foi de R\$ 74.272 (31 de dezembro de 2018 R\$ 73.348).

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, que refere-se a 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.

**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 10.

**g) Destinação dos resultados**

De acordo com o estabelecido no estatuto social da Companhia e em conformidade com a Lei das Sociedades por Ações, o dividendo mínimo não será inferior a 25% do lucro líquido ajustado.

	31.12.2019	31.12.2018
Lucro do exercício	404.905	364.520
(-) Incentivo fiscal – SUDENE	(74.272)	(73.348)
(+) Reversão de dividendos prescritos	53	30
Lucro ajustado	330.686	291.202
Dividendo mínimo obrigatório	(82.672)	(72.801)
Dividendo adicional proposto	(82.672)	(72.801)
	165.342	145.600
Adoção inicial IFRS 9	-	4.330
Outros resultados abrangentes (benefícios pós-emprego)	2.489	(15.557)
Reserva reforço de capital de giro	167.831	134.373

Exercício findo em 31 de dezembro de 2018: 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\$ 67.200 sem a emissão de novas ações bem como a distribuição de dividendos adicionais decorrente do resultado de 2018 no montante de R\$ 72.801.

Exercício findo em 31 de dezembro de 2019: A Companhia excedeu o limite das suas reservas de lucros e encaminhará o assunto para Assembleia Geral Ordinária, que deverá deliberar sobre a capitalização ou distribuição do excesso, de acordo com o estatuto social e artigo 199 da Lei nº 6.404/76.

#### h) 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, conforme composição abaixo.

	31.12.2019	31.12.2018
Ganho (perda) de instrumentos financeiros derivativos	(517)	337
Tributos Diferidos s/ instrumentos financeiros derivativos	176	(115)
Total	(341)	222

## 27. Lucro por ação

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Numerador (em R\$ mil)</b>		
Lucro líquido do exercício atribuído aos acionistas da Companhia		
Lucro disponível aos acionistas ordinários	249.989	225.055
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe A	146.935	132.280
Lucro disponível aos acionistas preferenciais - Classe B	7.981	7.185
	<u>404.905</u>	<u>364.520</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	5,2007	4,6820
Ação preferencial - Classe A	5,5128	4,9629
Ação preferencial - Classe B	5,7208	5,1502

A Companhia efetua os cálculos do lucro por ação básico e diluído utilizando a quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais totais em circulação, durante o período correspondente ao resultado conforme pronunciamento técnico CPC 41/IAS 33. O lucro básico por ação é calculado pela divisão do lucro líquido do exercício pela média ponderada da quantidade de ações emitidas. O lucro básico por ação equivale ao lucro por ação diluído, haja vista que não há instrumentos financeiros com potencial dilutivo. Os resultados por ação de exercícios anteriores são ajustados retroativamente, quando aplicável, para refletir eventuais capitalizações de bônus, agrupamentos ou desdobramentos de ações.

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.

## 28. Receita Líquida

	31.12.2019			31.12.2018		
	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$
	(não auditado)	(não auditado)		(não auditado)	(não auditado)	
<b>Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica</b>						
<b>Classe de consumidores:</b>						
Residencial	2.834.450	4.604.546	2.642.615	2.788.944	4.373.196	2.427.995
Industrial	6.522	660.809	581.011	5.465	702.930	461.684
Comercial	190.950	1.942.322	1.370.192	167.632	1.932.156	1.270.859
Rural	595.657	1.220.219	506.379	530.022	1.240.177	421.242
Poder público	31.266	655.099	397.711	33.804	658.565	384.046
Iluminação pública	11.064	603.714	258.129	10.669	568.541	216.960
Serviço público	3.895	326.641	173.672	3.732	314.887	170.859
Suprimento e revenda	2	10.996	660	2	10.571	468
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>3.673.806</b>	<b>10.024.346</b>	<b>5.930.369</b>	<b>3.540.270</b>	<b>9.801.023</b>	<b>5.354.113</b>
<b>Outras receitas - originadas de contratos com clientes</b>						
Fornecimento não faturado			211.437			207.649
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres			(25.298)			(7.887)
<b>Total receitas - originadas de contratos com clientes</b>	<b>3.673.806</b>	<b>10.024.346</b>	<b>6.116.508</b>	<b>3.540.270</b>	<b>9.801.023</b>	<b>5.553.875</b>
<b>Outras receitas</b>						
Ativo e passivo financeiro setorial			56.805			61.725
Subvenção baixa renda			190.385			210.102
Subvenção de recursos da CDE			262.949			250.483
Receita de uso da rede elétrica-consumidores livres-revenda	339	2.182.014	235.744	268	1.998.373	279.722
Receita de construção			732.765			885.970
Venda de Energia Excedente - MVE (a)			129.877			-
Outras receitas			113.097			268.446
<b>Total outras receitas</b>	<b>339</b>	<b>2.182.014</b>	<b>1.721.622</b>	<b>268</b>	<b>1.998.373</b>	<b>1.956.448</b>
<b>Receita operacional bruta</b>	<b>3.674.145</b>	<b>12.206.360</b>	<b>7.838.130</b>	<b>3.540.538</b>	<b>11.799.396</b>	<b>7.510.323</b>
<b>Deduções da receita operacional bruta</b>						
ICMS			(1.533.083)			(1.382.420)
COFINS - corrente			(476.269)			(502.785)
PIS - corrente			(103.401)			(109.157)
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE			(45.721)			(41.166)
Ressarcimento P&D			-			32.870
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE			(293.252)			(398.235)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE			(6.033)			(5.644)
ISS			(3.294)			(1.542)
<b>Total das deduções da receita operacional bruta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.461.053)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(2.408.079)</b>
<b>Receita operacional líquida</b>	<b>3.674.145</b>	<b>12.206.360</b>	<b>5.377.077</b>	<b>3.540.538</b>	<b>11.799.396</b>	<b>5.102.244</b>

- (a) O Mecanismos de Venda de Excedentes (MVE) propicia que as distribuidoras comercializem excedentes de energia e, em caso de vendas relacionadas a montantes do limite regulatório ou da sobrecontratação involuntária, que parte do benefício auferido seja revertido em favor do consumidor no processo de reajuste tarifário. Os agentes de distribuição com sobras contratuais de energia elétrica podem atuar como vendedores no MVE, e como compradores os consumidores livres, consumidores especiais, agentes concessionários, permissionários e autorizados de geração, os comercializadores e os agentes de autoprodução que estejam adimplentes na CCEE no momento da declaração de intenção de compra. Parte da venda é feita com a parte relacionada ENEL Green Power Projetos I S.A (vide nota 23).

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

	31.12.2019					31.12.2018				
	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	(115.010)	-	(48.433)	-	(163.443)	(120.066)	-	(46.951)	-	(167.017)
Material	(17.040)	-	(1.021)	-	(18.061)	(16.990)	-	(474)	-	(17.464)
Serviços de terceiros	(314.236)	(1.549)	(54.411)	-	(370.196)	(293.473)	(1.756)	(49.262)	-	(344.491)
Energia elétrica comprada para revenda	(2.875.370)	-	-	-	(2.875.370)	(2.599.577)	-	-	-	(2.599.577)
Encargos do uso do sistema de transmissão	(281.557)	-	-	-	(281.557)	(278.178)	-	-	-	(278.178)
Depreciação e amortização	(236.298)	-	(14.052)	-	(250.350)	(191.891)	-	(13.138)	-	(205.029)
Custo na desativação de bens	(28.305)	-	-	-	(28.305)	(33.553)	-	-	-	(33.553)
Provisão esperada para créditos de liquidação duvidosa	-	(42.918)	-	-	(42.918)	-	(49.429)	-	-	(49.429)
Custo de construção	(732.765)	-	-	-	(732.765)	(885.970)	-	-	-	(885.970)
Provisão para processos judiciais e outros	-	-	(22.301)	-	(22.301)	-	-	5.342	-	5.342
Perda de recebíveis de clientes	-	(28.910)	-	-	(28.910)	-	(7.220)	-	-	(7.220)
Outras despesas operacionais	(19.481)	-	(13.723)	(6.017)	(39.221)	(19.048)	-	(27.589)	(5.318)	(51.955)
Receita de multas por impuntualidade de clientes	-	-	-	34.171	34.171	-	-	-	47.285	47.285
Outras receitas operacionais	-	-	-	6.007	6.007	-	-	-	2.865	2.865
<b>Subtotal</b>	<b>(4.620.062)</b>	<b>(73.377)</b>	<b>(153.941)</b>	<b>34.161</b>	<b>(4.813.219)</b>	<b>(4.438.746)</b>	<b>(58.405)</b>	<b>(132.072)</b>	<b>44.832</b>	<b>(4.584.391)</b>

## Companhia Energética do Ceará – Coelce

### 30. Resultado financeiro

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Receitas financeiras</b>		
Renda de aplicação financeira	13.145	4.997
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	31.239	32.385
Receita de ativo indenizável	97.178	59.482
Variação monetária de ativos financeiros setoriais	-	14.865
Variação monetária	1.497	1.979
Variação cambial de dívida	13.819	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - juros	5.267	26.865
Juros fundo de pensão	106	152
Outras receitas financeiras	9.592	15.916
(-) PIS/COFINS sobre receitas financeiras	(1.430)	(3.740)
<b>Subtotal</b>	<b>170.413</b>	<b>152.901</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
Variação monetária de dívidas	(34.535)	(21.664)
Variação cambial de dívidas	(1.248)	-
Variação monetária	(3.178)	(9.728)
Encargos de dívidas	(129.593)	(102.004)
Encargos fundo de pensão	(9.067)	(8.348)
Variação monetária de passivos financeiros setoriais	(3.057)	-
Atualização de Provisão para processos judiciais e outros	(14.451)	(26.903)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Variação cambial	(13.029)	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Marcação a mercado	(1.669)	-
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Juros	(6.586)	(29.691)
Juros capitalizados transferidos para o ativo contratual	10.252	18.665
Atualizações de impostos	(9.196)	(3.475)
Atualização P&D/PEE	(1.506)	(771)
IOF/IOC	(192)	(2.124)
Apropriação custo de transação	(2.588)	(1.403)
Comissão de fiança e seguro garantia	(6.554)	(6.885)
Custos pré-pagamento - BNDES	(2.347)	-
Outras despesas financeiras	(13.800)	(22.113)
<b>Subtotal</b>	<b>(242.344)</b>	<b>(216.444)</b>
<b>Total do resultado financeiro</b>	<b>(71.931)</b>	<b>(63.543)</b>

### 31. Imposto de renda e contribuição social

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

	31.12.2019		31.12.2018	
	Imposto de renda	Contribuição social	Imposto de renda	Contribuição social
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	491.927	491.927	454.310	454.310
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 20/mês	10%	-	10%	-
	<b>(122.973)</b>	<b>(44.273)</b>	(113.569)	(40.888)
Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo				
Participações executivos e empregados indedutíveis	(10)	(4)	(441)	(159)
Doações	(29)	(10)	(22)	(8)
Baixa de saldo negativo de períodos anteriores	(723)	(260)	(75)	(27)
Ultrapassagem de demanda - UD e excedente de reativos - ER	6.029	1.244	-	-
Outras despesas indedutíveis	(210)	(75)	(7.055)	(894)
Incentivos fiscais	74.272	-	73.348	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado	<b>(43.644)</b>	<b>(43.378)</b>	(47.814)	(41.976)
Imposto de renda e contribuição social correntes	(109.053)	(40.243)	(102.567)	(35.342)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(8.863)	(3.135)	(18.595)	(6.634)
Incentivo fiscal	74.272	-	73.348	-
Total	<b>(43.644)</b>	<b>(43.378)</b>	(47.814)	(41.976)
<b>Alíquota efetiva</b>	<b>8,87%</b>	<b>8,82%</b>	<b>10,52%</b>	<b>9,24%</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	
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018
IR e CS sobre diferenças temporárias	111.729	90.743	20.986	(5.647)
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	42.133	34.104	8.029	6.460
Provisão para ações judiciais e regulatórias	59.514	54.538	4.976	(8.957)
Provisão para obsolescência de estoque	-	-	-	(38)
Instrumentos financeiros derivativos	567	-	567	-
Outras	9.515	2.101	7.414	(3.112)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado	(137.980)	(104.996)	(32.984)	(21.812)
Ativo indenizável (concessão)	(138.254)	(105.213)	(33.041)	(20.224)
Correção monetária especial (CME) e complementar (CMC)	(1.531)	(1.588)	57	(1.588)
Diferido perdas de bens	1.805	1.805	-	-
Subtotal - impacto no resultado do exercício	<b>(26.251)</b>	(14.253)	<b>(11.998)</b>	(27.459)
IR e CS diferidos sobre ajustes dos CPCs - Resultado abrangente	61.289	62.282	(993)	8.424
Plano de pensão	61.114	62.397	(1.283)	8.014
Instrumentos financeiros derivativos	175	(115)	290	410
Total	<b>35.038</b>	48.029	<b>(12.991)</b>	(19.035)

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	31.12.2019
2020	7.158
2021	7.158
2022	7.158
2023	7.158
2024 a 2026	63.603
2027 a 2029	82.588
<b>Total</b>	<b>174.823</b>

## 32. 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.

	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e equivalentes de caixa	91.605	95.835
Títulos e valores mobiliários	77.033	67.980
Instrumentos financeiros derivativos - swap	(15.399)	86
Consumidores e outras contas a receber	1.294.420	974.642
Ativos financeiros setoriais	73.540	201.567
Ativo indenizável (concessão)	2.372.127	1.888.440
	<b>3.893.326</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 de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão para créditos de liquidação duvidosa é estabelecida em montante julgado suficiente, pela Administração da Companhia, para cobrir prováveis riscos de realização das contas a receber.

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

Em 31 de dezembro 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):

Instrumentos Financeiros Derivativos	31.12.2019	31.12.2018
AA-	(15.399)	86
<b>Total geral</b>	<b>(15.399)</b>	<b>86</b>

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31.12.2019	31.12.2018
AAA	131.828	114.790
AA+	-	36.294
Banco Central do Brasil	-	356
Numerário em trânsito	36.810	12.375
<b>Total geral</b>	<b>168.638</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 esse risco, em 31 de dezembro de 2019, com a contratação de uma nova dívida na modalidade 4131 em dólar, a Companhia realizou uma operação de hedge para a proteção total da operação.

31.12.2019

**Passivos em Moeda Estrangeira**

Empréstimos e Financiamento	<b>298.598</b>
Exposição Patrimonial	<b>298.598</b>
Ponta Ativa - Instrumentos Financeiros	<b>(285.090)</b>
Exposição Cambial Total	<b>13.508</b>

A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são *swaps* de moeda (câmbio) sem nenhum componente de alavancagem, cláusula de margem, ajustes diários ou ajustes periódicos.

A estratégia de proteção cambial é aplicada de acordo com o grau de previsibilidade da exposição, com a disponibilidade de instrumentos de proteção adequados e o custo-benefício de realizar operações de proteção (em relação ao nível de exposição e seus potenciais impactos):

- Proteção total: quando o montante e o prazo da exposição são conhecidos e indicam impacto potencial relevante;
- Proteção parcial: proteção para a parte cuja exposição é conhecida, caso seu impacto potencial seja relevante, e manter exposição na parcela na qual há incerteza (evitando-se posições especulativas);
- Proteção dinâmica: quando não há certeza sobre a exposição temporal, mas há impacto potencial relevante que possa ser identificado e parcialmente mitigado por posições contrárias equivalentes não especulativas.

**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 31 de dezembro de 2019, a Companhia possuía 98% da dívida total indexada a taxas variáveis ou flutuantes, sendo que 1% 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 de forma a garantir um custo fixo, sem estar exposto a possíveis variações do mercado, até 31 de dezembro de 2019 as operações foram liquidadas.

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

Caixa e equivalentes de caixa e Títulos e valores mobiliários	31.12.2019	%	31.12.2018	%
Selic	4.502	3,42%	170	0%
CDI	124.247	94,25%	131.646	100%
Pré-Fixado	3.078	2,33%	34	0%
<b>Total</b>	<b>131.827</b>	<b>100%</b>	<b>131.850</b>	<b>100%</b>

Ativo Financeiro Indenizável	31.12.2019	%	31.12.2018	%
IPCA	2.372.127	100%	1.888.440	100%
<b>Total</b>	<b>2.372.127</b>	<b>100%</b>	<b>1.888.440</b>	<b>100%</b>

Empréstimos, Financiamentos, Debêntures, Derivativos e Arrendamentos	31.12.2019	%	31.12.2018	%
Taxa fixa	34.582	1,56%	477.199	25,27%
TJLP	13.767	0,62%	94.103	4,98%
Selic	-	0,00%	64.887	3,44%
CDI	1.046.917	47,35%	550.316	29,14%
IPCA	1.110.959	50,25%	697.311	36,93%
Libor	4.635	0,21%	4.455	0,24%
<b>Total</b>	<b>2.210.860</b>	<b>100,00%</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.

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

Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho Nº 2.979, até 11 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 700.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e debêntures detalhados nas Notas 19 e 20 deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa e títulos e valores mobiliários detalhados nas Notas 4 e 5, e pelo patrimônio líquido da Companhia (que inclui capital emitido, reservas e lucros acumulados conforme apresentado na Nota 26).

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2019 é de 40% (38% em 2018), calculado pela razão entre dívida líquida e patrimônio líquido mais dívida líquida.

	31.12.2019	31.12.2018
Dívida Financeira e Arrendamentos	2.210.860	1.888.271
Caixa e equivalente de caixa + títulos e valores mobiliários	(168.638)	(163.815)
Dívida líquida (a)	2.042.222	1.724.456
Patrimônio líquido (b)	3.114.051	2.862.640
Índice de endividamento líquido (a/[a+b])	40%	38%

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

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Mais de cinco anos	Total
31 de dezembro de 2019						
Empréstimos e Financiamentos Pré-fixados	956	1.903	463.437	29.163	-	495.459
Empréstimos e Financiamentos Pós-fixados	5.006	4.673	41.082	191.984	146.254	388.999
Debêntures	-	23.118	55.959	1.569.102	144.195	1.792.374
Obrigações por arrendamentos	749	1.461	5.575	3.179	62	11.026
<b>Total</b>	<b>6.711</b>	<b>31.155</b>	<b>566.053</b>	<b>1.793.428</b>	<b>290.511</b>	<b>2.687.858</b>

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

	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
31 de dezembro de 2019			
"Swaps" (pagamentos)	40.181	2.082	42.263
<b>Total</b>	<b>40.181</b>	<b>2.082</b>	<b>42.263</b>

### Valorização dos instrumentos financeiros

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

Categoria	Nível	31.12.2019		31.12.2018		
		Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo	
<b>Ativo</b>						
Caixa e equivalente de caixa						
Títulos e valores mobiliários						
Cauções e depósitos						
Consumidores e outras contas a receber						
Ativos financeiros setoriais						
Instrumentos financeiros derivativos - swap						
Ativo indenizável (concessão)						
<b>Total do ativo</b>						
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional						
Debêntures em moeda nacional						
Empréstimos, financiamentos em moeda estrangeira						
Instrumentos financeiros derivativos - Swap						
Instrumentos financeiros derivativos - Swap						
Arrendamento financeiro						
Passivos financeiros setoriais						
Fornecedores						
<b>Total do passivo</b>						

As aplicações financeiras registradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (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

Com finalidade de evitar riscos com variações cambiais, para as dívidas atreladas ao dólar, com a contratação da operação na modalidade de 4131 com o banco BNP em 17 de dezembro de 2019 (representando 13% do total da dívida), a Companhia realizou uma operação de hedge por meio de contrato de SWAP, trocando taxa e variação cambial por CDI+spread.

A Companhia também realizou em 17 de dezembro de 2019 a contratação de uma nova dívida na modalidade 4131 com o banco Scotiabank no montante de R\$ 150.000, porém com desembolso previsto e já realizado em 07 de janeiro de 2020. Assim, com a finalidade de evitar riscos com variações cambiais, foi contratado na mesma data uma operação de hedge por meio de contrato de SWAP, trocando taxa e variação cambial por CDI+spread. Conforme descrito em contrato o SWAP não teve valor contábil até 31 de dezembro de 2019, somente o valor de ajuste a mercado está registrado nas demonstrações de resultados.

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia tem registrado em seu balanço um resultado acumulado negativo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 15.399 (resultado positivo de R\$ 86 em 31 de dezembro de 2018), e possui reconhecido o saldo negativo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos reconhecidos diretamente no patrimônio em outros resultados abrangentes no valor negativo de R\$ 563 (saldo negativo no montante de R\$ 796 em 31 de dezembro de 2018).

A movimentação é apresentada a seguir:

	Derivativos
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>86</b>
Efeito no resultado financeiro	<b>(14.348)</b>
Marcação a mercado no resultado	<b>(1.669)</b>
Marcação a mercado no patrimônio líquido	<b>(853)</b>
Pagamentos	<b>1.385</b>
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>(15.399)</b>

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

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

Derivativo	Valor da curva	Valor justo (contábil)	Valor de referência (Notional) BRL
Swap DI x Fixo 11.12.17 Santander	-	-	150.000
Swap DI x Fixo 11.12.17 Itaú	-	-	50.000
Swap USD fixo x DI 17.12.19 BNP	(13.213)	(13.730)	300.000
Swap USD fixo x DI 17.12.19 Scotiabank	-	(1.669)	150.000
<b>Total</b>	<b>(13.213)</b>	<b>(15.399)</b>	<b>650.000</b>

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

A Companhia possui instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia havia contratado dois contratos de swaps, sendo USD + spread para CDI + spread a fim de diminuir a exposição a variação cambial, conforme demonstrado abaixo:

Contraparte	Contrato de swap	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
					Moeda local	
					31.12.2019	31.12.2018
SANTANDER (Brasil) S.A		11/12/2017	07/11/2019	107% do CDI	-	117
ITAÚ S.A.		20/03/2014	20/03/2019	112% do CDI	-	(31)
BNP		17/12/2019	17/12/2020	CDI + 0,26% aa	(13.730)	-
Scotiabank		07/01/2020	07/01/2021	CDI + 0,19% aa	(1.669)	-

O Swap com o BNP, no montante de (R\$ 13.730) é classificado como *cash flow hedge*, enquanto o swap com o Scotiabank no montante de (R\$ 1.669) é marcado a mercado por meio do resultado até o desembolso da dívida relacionada que ocorreu em 07 de janeiro de 2020

#### Análise de sensibilidade suplementar sobre instrumentos financeiros

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

Vide abaixo análise de sensibilidade nos saldos das dívidas da Companhia em 31 de dezembro 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	Cenários projetados - Dez. 2021		
		31.12.2019	Provável	Adverso	Remoto
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução da SELIC	4.502	194	146	97
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	124.247	5.355	4.016	2.678
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Pré-fixado	3.078	133	-	-
Ativo indenizável	Redução do IPCA	2.372.127	102.239	76.679	51.120
Instrumentos financeiros derivados	Alta do CDI	(300.490)	(19.468)	(23.972)	(28.433)
Instrumentos financeiros derivados	Alta do Dólar	285.090	22.598	116.013	193.639
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Pré-fixado	(25.711)	(12.289)	(12.289)	(12.289)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do Dólar	(293.962)	(23.307)	(118.724)	(198.014)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da TJLP	(13.769)	(495)	(570)	(644)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do CDI	(746.427)	(37.157)	(45.014)	(52.797)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta do IPCA	(1.110.957)	(69.445)	(74.685)	(79.901)
Empréstimos, financiamentos e debêntures	Alta da Libor	(4.634)	(264)	(1.334)	(2.227)
			<u>(31.906)</u>	<u>(79.734)</u>	<u>(126.772)</u>

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:

Vide abaixo análise de sensibilidade nos saldos das dívidas da Companhia em 31 de dezembro 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) com data base em 30 de dezembro de 2019. 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).

Contrato	Provável	Cenário + 25%		Cenário + 50%	
		Cenário	Efeito líquido no resultado	Cenário	Efeito líquido no resultado
BNP 4131	15.091	74.686	59.595	124.207	109.116
SWAP BNP 4131 PA	(15.064)	(74.552)	(59.488)	(123.985)	(108.921)
SWAP BNP 4131 PP	12.559	15.449	2.890	18.311	5.752
Scotiabank 4131	7.618	41.923	34.305	70.429	62.811
SWAP Scotiabank 4131 PA	(7.534)	(41.461)	(33.927)	(69.654)	(62.120)
SWAP Scotiabank 4131 PP	6.909	8.523	1.614	10.122	3.213
<b>Total</b>	<b>19.579</b>	<b>24.568</b>	<b>4.989</b>	<b>29.430</b>	<b>9.851</b>

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

### 33. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$3.073.484 em 2020, R\$3.233.649 em 2021, R\$3.365.821 em 2022, R\$3.556.924 em 2023 e R\$50.141.391 após 2023.

Estes contratos representam o volume total contratado pelo preço corrente no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 que foram homologados pela ANEEL.

### 34. Participação nos resultados

Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a provisão de participação nos resultados (regime de competência) foi de R\$ 10.640 e R\$ 17.383 respectivamente.

### 35. 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 sinistro
	De	Até		
Risco operacional	01/11/2019	31/10/2020	R\$ 1.091.261	R\$ 4.441.236
Responsabilidade civil	01/11/2019	31/10/2020	N/A	R\$ 79.642

### 36. Eventos subsequentes

Tendo em vista a necessidade de capital de giro para o início de 2020 e se valendo da alta liquidez do mercado para operações em dólar, bem como de seus preços competitivos no segundo semestre de 2019, a Companhia contratou, em 17 de dezembro de 2019, uma operação na modalidade de captação externa (Lei nº 4.131) com o banco Scotiabank no montante de R\$ 150.000 para desembolso em 07 de janeiro de 2020. O contrato possui uma taxa fixa de 2,14% a.a. e vencimento para 07 de janeiro de 2021. Para mitigar o risco dessa operação à variação cambial foi contratada simultaneamente uma operação de swap, trocando os valores e taxa pactuados em dólares por valores em reais com um custo de CDI + 0,19% a.a.

## RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

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

### Opinião sobre as demonstrações contábeis

Examinamos as demonstrações contábeis da **Companhia Energética do Ceará - Coelce** (“**Companhia**”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da **Companhia Energética do Ceará - Coelce** em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

### Base para opinião sobre as demonstrações contábeis

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

### Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

**Reconhecimento de receita (Notas Explicativas nºs 2.3 e 28)**

---

A receita compreende o valor justo da contraprestação recebida ou a receber das atividades de venda de energia elétrica, sendo reconhecidas mensalmente com base na prestação do serviço. Os riscos observados referem-se:

- (i) Critério de reconhecimento de receita, em conformidade com o IFRS 15/CPC 47;
- (ii) Reconhecimento de receita fora de período de competência e/ou lançamento por erro ou fraude;
- (iii) Lançamento da fatura se dê por valores maiores do que o efetivamente estabelecido na tabela de preço vigente à época;
- (iv) Estimativa utilizada para o reconhecimento dos valores de eletricidade fornecidos aos consumidores entre a data da última leitura do medidor e o final do ano (“fornecimento não faturado”).

**Resposta da auditoria ao assunto de reconhecimento de receita (Notas Explicativas nºs 2.3 e 28)**

---

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação dos controles internos relacionados ao ciclo de faturamento e receitas; a conferência em detalhe dos critérios de reconhecimento de receitas que suportam o registro das faturas ao longo do exercício e confirmamos que estão consistentes de acordo com as práticas contábeis brasileiras e internacionais; efetuamos testes detalhados, com base em amostragem estatística, que compreendeu seleção dos lançamentos contábeis registrados no faturamento, examinando faturas de energia e os respectivos pagamentos; efetuamos teste global de receita de venda de energia elétrica; confrontamos com a tabela vigente aplicável ao ciclo tarifário e para a receita estimada (“fornecimento não faturado”) realizamos procedimentos analíticos utilizando dados reais para nos permitir definir as expectativas quanto ao nível estimado de receita comparando isso com a estimativa da Companhia. Nós também avaliamos os pressupostos da Companhia relativos ao volume e preço utilizado na determinação do nível de receita estimada e a sua adequada divulgação nas notas explicativas às demonstrações contábeis.

Baseados nos procedimentos de auditoria sumarizados acima, não foram identificadas distorções materiais no reconhecimento da receita da Companhia. Portanto, consideramos que as políticas de reconhecimento de receitas são apropriadas para suportar os julgamentos, estimativas e informações incluídas nas demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

#### **Exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS (Notas Explicativas nºs 8 e 17)**

---

A Companhia registrou na rubrica de “Impostos a recuperar” o montante de R\$ 1.449.864 mil, oriundos de processos judiciais transitados em julgado em 2019 relacionados com decisão definitiva favorável em Tribunais Superiores que discutiam a exclusão do ICMS da base de cálculo das contribuições do PIS e da COFINS.

Adicionalmente 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 registrou no passivo na rubrica de “PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores” o montante de R\$ 1.420.867 mil.

Os referidos processos judiciais reconheceram o direito de exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS para os períodos cobertos pelas ações.

A auditoria da avaliação da Administração com relação ao montante do crédito é complexa e subjetiva, principalmente devido aos seguintes fatores: (i) o valor do crédito e a base de cálculo não estão explícitos na sentença judicial quanto ao método de cálculo do crédito favorável à Companhia; (ii) o reconhecimento e a estimativa do prazo e do valor da utilização dos créditos tributários envolve a estimativa das receitas futuras da Companhia, entre outras premissas chave.

Por essas razões, a avaliação, mensuração e divulgação desse assunto foi considerada como área de foco em nossa auditoria.

#### **Resposta da auditoria ao assunto exclusão do ICMS da base de cálculo do PIS e da COFINS (Notas Explicativas nºs 8 e 17)**

---

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros: (i) a leitura e avaliação das decisões e discussão com a Administração sobre as conclusões obtidas pela Administração da Companhia para o adequado momento do reconhecimento do valor crédito tributário, bem como da obrigação a ser restituída aos consumidores; (ii) testes dos cálculos preparados pela Companhia para mensurar os valores dos impostos a recuperar e a correspondente atualização monetária aplicável para o período objeto do processo judicial; (iii) entendimento e avaliação das premissas relevantes relacionados ao processo de mensuração do ativo adotado pela Administração da Companhia.

Baseados nos resultados dos procedimentos de auditoria efetuados, que estão consistentes com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis os critérios e as estimativas da Administração, assim como a respectivas divulgações nas Notas Explicativas nºs 8 e 17, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

**Avaliação de *impairment* de ativo imobilizado, intangível e ativos contratuais (Notas Explicativas nos 13, 14 e 15)**

---

A Companhia possui registrado ativo imobilizado, intangível e ativos contratuais o montante de R\$ 2.503.447 mil, em 31 de dezembro de 2019 referente a investimentos realizados oriundos do direito de concessão de distribuição de energia elétrica. A Administração avalia, no mínimo anualmente, o risco de *impairment* desses ativos, baseado no método do valor em uso ou em modelo financeiro de fluxo de caixa descontado, o qual exige que a Administração adote algumas premissas baseadas em informações geradas por seus relatórios internos, no qual envolve julgamento significativo sobre os resultados futuros do negócio, em que qualquer ajuste nas premissas utilizadas pode gerar efeitos significativos na avaliação e impactos nas demonstrações contábeis da Companhia tomadas em conjunto.

**Reconhecimento de benefícios pós emprego (Notas Explicativas nºs 2.9 e 24)**

---

A Companhia possui benefícios pós-emprego no qual a obrigação é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados. Em virtude da complexidade e subjetividade na estimativa decorrente da avaliação atuarial dos planos de saúde e benefício, conforme requerido pelo CPC 33 - Benefício pós-emprego, a Companhia possui risco quanto a adequada mensuração e contabilização dos passivos decorrente a benefícios pós-emprego.

**Resposta da auditoria ao assunto de avaliação de *impairment* de ativo imobilizado, intangível e ativos contratuais (Notas Explicativas nos 13, 14 e 15)**

---

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação das previsões de fluxo de caixa futuro da unidade geradora de caixa (CGU) preparadas pela Administração e o processo usado na sua elaboração, inclusive a comparação com os seus planos mais recentes de negócios. Questionamos as principais premissas da Administração para as taxas de crescimento de longo prazo nas previsões, por meio da comparação com previsões econômicas e setoriais, e a taxa de desconto, avaliando o custo de capital para a Companhia. Ao determinarmos a extensão de mudanças nas premissas que seriam necessárias individual ou coletivamente, para resultar em *impairment* do ativo imobilizado e intangível, consideramos a probabilidade de ocorrência dessas alterações nas principais premissas. Avaliamos também a adequada divulgação nas notas explicativas às demonstrações contábeis.

Nossos trabalhos revelaram que as premissas e a metodologia de avaliação do fluxo de caixa futuro utilizadas estão razoavelmente consistentes com a prática do mercado, assim como em relação ao período anterior e o plano de negócios da Companhia.

**Resposta da auditoria ao assunto de Reconhecimento de benefícios pós emprego (Notas Explicativas nºs 2.9 e 24)**

---

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram o envolvimento de especialista atuarial na revisão da estimativa e metodologia utilizada para cálculo dos benefícios e a aplicação de testes detalhados de inspeção, com base em amostragem, das bases que suportam os registros contábeis realizados. Assim como a revisão da adequada divulgação das Notas Explicativas nº 2.9 e 24 às demonstrações contábeis.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria sumarizados acima, consideramos apropriadas os julgamentos, estimativas e divulgações preparadas pela Administração incluídas nas Notas Explicativas nº 2.9 e 24 relacionadas ao reconhecimento e mensuração dos saldos de benefícios pós emprego, no contexto das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

## **Outros assuntos**

### **Demonstrações do valor adicionado**

As demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico NBC TG 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

### **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis e o relatório do auditor**

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis não abrange o Relatório da administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

### **Responsabilidade da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis**

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis, a não ser que a Administração pretenda liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis.

## Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas, não, uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais;
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia;
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração;
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional;
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis do exercício corrente e que, desta forma, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Fortaleza, 17 de fevereiro de 2020.



**BDO RCS Auditores Independentes SS**  
**CRC 2 CE 001465/F-4**

**Jairo da Rocha Soares**  
**Contador CRC 1SP 120458/O-6 -S- CE**



## **Declaração da Diretoria da Companhia**

Após examinadas, discutidas e revisadas as Demonstrações Contábeis da Companhia relativas ao exercício social findo em 31/12/2019, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação do resultado de 2019, a Diretoria da Companhia declara que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Demonstrações Contábeis da Companhia.

Fortaleza, 17 de fevereiro de 2020.

**Charles de Capdeville**

Diretor Presidente

**Teobaldo José Cavalcante Leal**

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle

**Vago**

Diretor de Recursos Humanos e Organização

**José Nunes de Almeida Neto**

Diretor de Relações Institucionais

**Janaina Savino Vilella Carro**

Diretora de Comunicação

**Luiz Antonio Correa Gazulha Junior**

Diretor de Regulação

**Vago**

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

**Cristine de Magalhães Marcondes**

Diretora Jurídica

**Margot Frota Cohn Pires**

Diretora de Compras

**Fernando Andrade**

Diretor de Planejamento e Engenharia

**Márcia Sandra Roque Vieira Silva**

Diretora de Mercado



## **Manifestação do Conselho de Administração**

Os membros do Conselho de Administração da Companhia Energética do Ceará - Coelce, aqui representados pelo Presidente do Conselho de Administração abaixo-assinado, procederam ao exame das Demonstrações Financeiras, referentes ao exercício social encerrado em 31/12/2019, compreendendo o Relatório da Administração, o Balanço Patrimonial, as Demonstrações de Resultado, das Mutações do Patrimônio Líquido, do Fluxo de Caixa, do Valor Adicionado, de Outros Resultados Abrangentes, complementadas pelas Notas Explicativas, bem como a proposta de destinação de lucro do exercício, e acompanhadas do relatório da auditoria externa, sem ressalvas, emitido pela BDO RCS Auditores Independentes S.S., e respectivos esclarecimentos prestados por seu representante, à este Conselho de Administração, que tendo aprovado os referidos documentos, propõe sua submissão à Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Fortaleza, 18 de fevereiro de 2020.

Mario Fernando de Melo Santos  
Presidente da Mesa e do Conselho de Administração



## **Parecer do Conselho Fiscal**

O Conselho Fiscal da Companhia Energética do Ceará – Coelce, reunido nesta data, no uso de suas atribuições legais, examinou o Relatório da Administração e as Demonstrações Financeiras, complementadas por notas explicativas referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019 e a proposta da Administração de distribuição do Lucro Líquido do exercício de 2019.

Com base nos documentos examinados, nas análises levadas a efeito e nos esclarecimentos apresentados por representantes da Companhia, e tendo em conta a informação, pelo representante da auditoria, sobre o relatório, sem ressalvas, emitido pelos auditores independentes, BDO RCS Auditores Independentes S.S., e respectivos esclarecimentos prestados por seu representante, este Conselho Fiscal, por unanimidade de seus membros, opina favoravelmente aos referidos documentos que estão em condições de serem examinados e votados pela Assembleia Geral Ordinária de Acionistas.

Fortaleza, 18 de fevereiro de 2020.

**Antônio Cleber Uchoa Cunha**  
Conselheiro Fiscal

**Jorge Parente Frota Junior**  
Conselheiro Fiscal

**Julio Sergio de Souza Cardozo**  
Conselheiro Fiscal

**Isabel Regina Barroso de Alcantara**  
Secretária *ad hoc*



## **Declaração dos Diretores sobre o Relatório do Auditor Independente**

Após examinadas, discutidas e revisadas as Demonstrações Contábeis da Companhia relativas ao exercício social findo em 31/12/2019, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações de resultado, de mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas, bem como a proposta de destinação do resultado de 2019, a Diretoria da Companhia declara que tais documentos refletem adequadamente a situação da Companhia e de seus negócios e, que, portanto, concordamos com as Demonstrações Contábeis da Companhia.

Após examinadas, discutidas e revisadas, declaramos que concordamos com as opiniões expressas no relatório dos auditores independentes relativas ao exercício social da Companhia encerrado em 31/12/2019.

Fortaleza, 17 de fevereiro de 2020.

**Charles de Capdeville**

Diretor Presidente

**Teobaldo José Cavalcante Leal**

Diretor Financeiro e de Relações com Investidores; Diretor Administrativo e de Planejamento e Controle

**Vago**

Diretor de Recursos Humanos e Organização

**José Nunes de Almeida Neto**

Diretor de Relações Institucionais

**Janaina Savino Vilella Carro**

Diretora de Comunicação

**Luiz Antonio Correa Gazulha Junior**

Diretor de Regulação

**Vago**

Diretor de Operações de Infra-Estrutura e Redes

**Cristine de Magalhães Marcondes**

Diretora Jurídica

**Margot Frota Cohn Pires**

Diretora de Compras

**Fernando Andrade**

Diretor de Planejamento e Engenharia

**Márcia Sandra Roque Vieira Silva**

Diretora de Mercado