

# Relatório da Administração - 2019

Celg Distribuição S.A. - CELG D

28 de julho de 2020

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2019

### Prezados Acionistas,

Atendendo às disposições legais e estatutárias, a Administração da Celg Distribuição S.A. – CELG D (“Enel Distribuição Goiás” ou “Companhia”) submete à apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis Regulatórias da Companhia, acompanhadas do Relatório dos Auditores Independentes, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019 e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

## 1 AMBIENTE REGULATÓRIO\*

### Bandeiras Tarifárias

Desde 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 influenciam o custo de energia ao consumidor final em função das condições de geração de eletricidade, conforme abaixo:

**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).

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).

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

As bandeiras tarifárias que vigoraram até dezembro de 2019, estão demonstradas a seguir:

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Bandeira Tarifária												
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 partamar 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 passaram a vigorar em 1º de janeiro de 2018.

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

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.

### Reajuste Tarifário Anual

Conforme estabelecido em seu contrato de concessão, a cada 5 (cinco) anos, a Companhia passa pelo processo de revisão tarifária periódica. De acordo com a Resolução Homologatória nº 2.470, de 16 de outubro de 2018, foi aprovada a revisão tarifária da Enel Goiás de 18,54%, em média, com vigência de 22 de outubro de 2018 a 21 de outubro de 2019. Para os consumidores de baixa tensão, o aumento oriundo da revisão ficou em torno de 15,31%. Já para os clientes de média e alta tensão, o reajuste foi cerca de 26,52%.<sup>2</sup>

Em 22 de outubro de 2019, a Aneel aprovou o reajuste tarifário da Enel Distribuição Goiás. O reajuste para consumidores de baixa tensão, em sua maioria clientes residenciais, foi de -4,32%, e para os clientes de média e alta tensão, em geral indústrias e grandes comércios, o índice aprovado foi de -2,89%. O reajuste que foi homologado por meio da resolução homologatória nº 2.626 resultou, em média, de -3,90% e vigorará de 22 de outubro de 2019 a 21 de outubro de 2020.

## Plano de Aceleração de Investimentos

Considerando os desafios enfrentados no fornecimento de energia em nossa área de concessão, e com o objetivo de antecipar a solução para as questões de demanda reprimida e novas conexões presentes na Companhia na época da aquisição, foi assinado, em agosto de 2019, um acordo entre Companhia, Governo do Estado, Ministério de Minas e Energia e ANEEL, cujo é objetivo sanar estes pontos até 2022.

Tal acordo prevê, entre outros compromissos assumidos, a adição ao todo de 1.500 MVA de capacidade instalada de energia no Estado, um incremento de 26% em relação à capacidade atual, e considera a entrada em operação de 17 novas subestações no estado, beneficiando 27 municípios em nossa área de concessão.

## 2 PRINCIPAIS INDICADORES

Destaque do Período	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
Receita Bruta (R\$ mil)	9.514.750	8.720.634	794.116	9,1%
Receita Líquida (R\$ mil)	5.327.305	4.826.028	501.277	10,4%
EBITDA (1) (R\$ mil)	252.106	850.384	(598.278)	-70,4%
Margem EBITDA (%)	4,73%	17,62%	-	-12,89 p.p
EBIT (2) (R\$ mil)	(135.877)	524.829	(660.706)	<-100,0%
Margem EBIT (%)	1,50%	10,67%	-	-9,17 p.p
Lucro Líquido / (Prejuízo Líquido) (R\$ mil)	(215.211)	1.555.478	(1.770.689)	<-100,0%
Margem Líquida	-4,04%	32,23%	-	-36,27 p.p
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)*	14.312	13.726	586	4,3%
CAPEX (R\$ mil)*	790.091	756.678	33.412	4,4%
DEC (12 meses)*	23,06	26,61	(3,55)	-13,3%
FEC (12 meses)*	11,32	15,02	(3,70)	-24,6%
Índice de Arrecadação (12 meses)*	98,08%	99,31%	-	-1,23 p.p
Perdas de Energia (12 meses)*	12,25%	11,62%	-	0,63 p.p
Nº de Consumidores Totais*	3.114.072	3.028.093	85.979	2,8%
Nº de Colaboradores (Próprios)*	1.098	1.098	-	-
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros*	1.307	1.444	(136)	-9,5%
PMSO (3)/Consumidor*	269,67	160,51	109	68,0%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros*	284	318	(34)	-10,7%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.946	9.509	1.437	15,1%

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

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

3 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

**Mercado de Energia**

Número de Consumidores	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
	(Unidades)			
Residencial (1)	2.583.323	2.504.162	79.161	3,2%
Industrial	8.788	9.103	(315)	-3,5%
Comercial	208.179	209.028	(849)	-0,4%
Rural	192.054	186.721	5.333	2,9%
Setor Público e Agente de Distribuição	22.081	21.121	960	4,5%
<b>Mercado Cativo</b>	<b>3.014.425</b>	<b>2.930.135</b>	<b>84.290</b>	<b>2,9%</b>
Industrial	197	156	41	26,3%
Comercial	100	70	30	42,9%
Rural	1	-	1	n.a
Setor Público	1	-	1	n.a
<b>Clientes Livres</b>	<b>299</b>	<b>226</b>	<b>73</b>	<b>32,3%</b>
Revenda/Consumo próprio	536	512	24	4,7%
<b>Subtotal - Consumidores Efetivos Faturados</b>	<b>3.015.260</b>	<b>2.930.873</b>	<b>84.387</b>	<b>2,9%</b>
Consumidores Ativos Não Faturados	98.812	97.220	1.592	1,6%
<b>Total - Número de Consumidores</b>	<b>3.114.072</b>	<b>3.028.093</b>	<b>85.979</b>	<b>2,8%</b>

(1) Residencial comercial e baixa renda

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

A Companhia encerrou 2019 com um aumento de 2,9% em relação ao número de consumidores cativos faturados em 2018. O acréscimo observado entre os períodos analisados está concentrado, principalmente, na classe residencial, com aumento de 79.161 unidades consumidoras. Essa evolução reflete, sobretudo, o crescimento vegetativo do mercado cativo da Companhia.

**Venda de Energia na Área de Concessão**

Venda e Transporte de Energia*	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
	(GWh)			
Mercado Cativo	11.284	10.996	288	2,6%
Clientes Livres	3.028	2.730	298	10,9%
<b>Total - Venda e Transporte de Energia (1)</b>	<b>14.312</b>	<b>13.726</b>	<b>586</b>	<b>4,3%</b>

(1) Não considera Consumo Próprio, Revenda e Unidades não faturadas.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Distribuição Goiás, em 2019, apresentou um incremento de 585 GWh em relação ao ano de 2018, decorrente tanto do maior consumo do mercado cativo quanto do maior volume de energia transportada para clientes livres. Essa energia transportada gera uma receita para a Enel Goiás por meio da TUSD – Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição.

## Mercado Cativo

Venda de Energia no Mercado Cativo*	Em 31 de Dezembro			Variação	Variação
	2019	2018	(GWH)		
Residencial	5.075	4.756	319	6,7%	
Industrial	832	1.098	(266)	-24,2%	
Comercial	2.293	2.190	103	4,7%	
Rural	1.541	1.425	116	8,1%	
Setor Público	1.543	1.528	15	1,0%	
<b>Total - Venda de Energia no Mercado Cativo</b>	<b>11.284</b>	<b>10.997</b>	<b>287</b>	<b>2,6%</b>	

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

A venda de energia no mercado cativo da Companhia apresentou um incremento de 2,6% no ano de 2019 quando comparado com 2018. O principal fator que ocasionou essa evolução foi o crescimento vegetativo do mercado cativo, que adicionou 84.290 novos consumidores\* à base comercial cativa da Companhia.

Venda de Energia per Capita no Mercado Cativo*	Em 31 de Dezembro			Variação	Variação
	2019	2018	(KWH/CONS.)		
Residencial	1.964	1.899	65	3,4%	
Industrial	94.692	120.601	(25.909)	-21,5%	
Comercial	11.016	10.476	540	5,2%	
Rural	8.023	7.631	392	5,1%	
Setor Público	69.884	72.335	(2.451)	-3,4%	
<b>Total - Venda de Energia per Capita no Mercado Cativo</b>	<b>3.743</b>	<b>3.753</b>	<b>(10)</b>	<b>-0,3%</b>	

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

## Indicadores Operacionais

Indicadores Operacionais e de Produtividade*	Em 31 de Dezembro			Variação	Variação
	2019	2018			
DEC 12 meses (horas)	23,06	26,61	(3,55)	-13,3%	
FEC 12 meses (vezes)	11,32	15,02	(3,70)	-24,6%	
Perdas de Energia 12 meses (%)	12,25%	11,62%	-	0,63 p.p	
Índice de Arrecadação 12 meses (%)	98,08%	99,31%	-	-1,23 p.p	
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.307	1.444	(137)	-9,5%	
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	275	308	(33)	-10,7%	
PMSO (1)/Consumidor	278,55	165,85	113	68,1%	
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	10.946	9.509	1.437	15,1%	

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

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

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 uma melhora em 2019 comparado a 2018, com redução no DEC em 13,3% e do FEC em 24,6%. O resultado deve-se, principalmente, à implantação do sistema de telecontrole, aplicação de nova metodologia para definição do plano de manutenção que contemplou ações como poda de árvores, inspeções aéreas, correções de anomalias, e implementação do “Plano Verão” que contou com a entrada de equipes extras para atendimentos emergenciais.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

A Enel Goiás investiu R\$ 289,9 milhões\* em qualidade do sistema no ano de 2019, um aumento de 18,8%, quando comparado a 2018.

As perdas de energia TAM – Taxa Anual Móvel (medição acumulada em 12 meses) alcançaram o resultado de 12,25%\* em 2019, um aumento de 0,63 p.p. em relação às perdas registradas em 2018, de 11,62%. Os principais fatores que contribuíram para este aumento foram: (i) cenário econômico desafiador decorrente do aumento de tarifa de energia no último trimestre do ano de 2018; (ii) aumento das perdas técnicas associados a uma temperatura mais elevada em 1°C no ano de 2019 quando comparado em 2018; e (iii) realocação de equipes de combate às perdas para atendimentos emergenciais.

Nos últimos 12 meses, foram investidos R\$ 37,9 milhões\* no combate às perdas, contra R\$ 52 milhões em 2018.

#### 4 DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO (REGULATÓRIO)

Principais Contas de Resultado e Margens	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
	(R\$ Mil)			
Receita Operacional Bruta	9.514.750	8.720.634	794.116	9,1%
Deduções à Receita Operacional	(4.187.446)	(3.894.606)	(292.840)	7,5%
Receita Operacional Líquida	5.327.304	4.826.028	501.276	10,4%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais	(5.463.181)	(4.301.199)	(1.161.982)	27,0%
EBITDA(1)	252.106	850.384	(598.278)	-70,4%
Margem EBITDA	4,73%	17,62%	-	-12,89 p.p
EBIT(2)	(135.877)	524.829	(660.706)	<-100,0%
Margem EBIT	-2,55%	10,87%	-	-13,42 p.p
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	97.611	1.163.924	(1.066.313)	-91,6%
Lucro Líquido (prejuízo) do exercício	(215.211)	1.555.478	(1.770.689)	<-100,0%
Margem Líquida	-4,04%	32,23%	-	-36,27 p.p
Lucro (prejuízo) por Ação (R\$/ação)*	(0,84)	6,09	(6,94)	<-100,0%

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

### Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia aumentou R\$ 838,4 milhões em relação ao ano de 2018. Este aumento reflete o efeito líquido do incremento de R\$ 873,5 milhões em Fornecimento de Energia Elétrica, associada, principalmente, ao (i) maior volume total de energia vendida, 4,3%, com destaque para o incremento de 69,8% na receita oriunda de consumidores livres; e (ii) aumento na tarifa média em 2019, resultado da Revisão Tarifária de 2018 (+18,54%), parcialmente compensado pelo (iii) reajuste tarifário anual do último exercício, ocorrido em outubro de 2019, que resultou em uma redução média de 3,90% aplicada sobre as tarifas.

Esses efeitos foram parcialmente compensados pela redução de R\$ 340,6 milhões em Ativos e passivos financeiros setoriais devido, principalmente, à redução do ativo regulatório registrada no ano de 2019, impactada pelo reconhecimento tarifário de outubro de 2018, além da hidrologia dos respectivos períodos.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

### **Deduções da Receita**

As deduções da receita em 2019 apresentaram um incremento de R\$ 292,8 milhões em relação ao ano anterior, explicado pelo aumento de R\$ 293,9 milhões em Tributos, 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. Esse efeito foi parcialmente compensado pela redução de R\$ 1 milhão em encargos setoriais pelo encerramento, em agosto de 2019, da cobrança do CDE ACR conforme previa a Resolução Homologatória nº 2.521/19.

### **Custos e Despesas Operacionais**

Os custos e despesas operacionais em 2019 alcançaram R\$ 5.463,2 milhões, um incremento de R\$ 1.162 milhões em relação ao ano de 2018. No que se refere aos custos e despesas não-gerenciáveis, houve um aumento de R\$ 112,2 milhões decorrente, principalmente do aumento na linha de Energia Elétrica comprada para Revenda, em R\$ 98 milhões, em função do maior volume de energia comercializado e refletindo resultado de reajuste tarifário anual.

Já em relação aos custos e despesas gerenciáveis, observou-se um incremento de R\$ 1.049,7 milhões, que se deve, sobretudo, ao (i) registro de provisão sobre manutenção dos direitos ao FUNAC (Fundo de Aporte à CELG-D), de R\$ 436,7 milhões, que garantem o ressarcimento à Companhia de contingências cujo fato gerador seja anterior ao contrato de concessão; (ii) aumento nas despesas com serviços de terceiros e materiais (R\$ 225,2 milhões), reflexo das ações emergenciais de combate a interrupções de energia, ocorridas em especial no 2S19, ocasionando maior contratação de fornecedores e volume de manutenção na rede; e (iii) efeito negativo na linha de Outras Despesas Operacionais (R\$ 287,7 milhões), em função, principalmente, de baixa do passivo, ocorrida em 2018, relacionado a ressarcimento prescritos de obras de terceiros e convênio.

### **EBITDA e Margem EBITDA**

O EBITDA da Enel Goiás em 2019 atingiu o montante de R\$ 252,1 milhões, o que representa uma redução de R\$ 598,3 milhões em relação ao ano de 2018. A margem EBITDA da Companhia em 2019 foi de 4,73%, com uma redução de 12,89 p.p. em relação a 2018.

Essa redução deve-se, principalmente, ao reconhecimento de provisão referente ao a manutenção dos direitos ao FUNAC, conforme descrito anteriormente, no valor de R\$ 436,7 milhões.

A seguir demonstra-se a conciliação do cálculo do EBITDA e do EBIT com os valores que os compõem, constantes das demonstrações contábeis da companhia.

Conciliação do EBITDA e do EBIT	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
	(R\$ Mil)			
Lucro Líquido do Período	(215.211)	1.555.478	(1.770.689)	<-100,0%
(+) Tributo sobre o Lucro	(97.611)	(1.163.924)	1.066.313	-91,6%
(+) Resultado Financeiro	176.945	133.275	43.670	32,8%
<b>(-) EBIT</b>	<b>(135.877)</b>	<b>524.829</b>	<b>(660.706)</b>	<b>&lt;-100,0%</b>
(+) Depreciações e Amortizações	387.983	325.555	62.428	19,2%
<b>(-) EBITDA</b>	<b>252.106</b>	<b>850.384</b>	<b>(598.278)</b>	<b>-70,4%</b>

## Resultado Financeiro

O resultado financeiro encerrou o ano de 2019 em R\$ 177 milhões, uma redução de R\$ 39,6 milhões em relação ao ano anterior. Esta redução reflete o efeito líquido das seguintes variações:

- (i) Encargo de dívidas (aumento de R\$ 64,5 milhões), variação cambial e monetária de dívida (efeito positivo de R\$ 108 milhões) e Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - receita/despesa (efeito negativo de R\$ 77,2 milhões), totalizando um incremento na despesa em R\$ 33,7 milhões, em decorrência, principalmente, de maiores encargos tendo em vista maior saldo médio de dívida no período.

Esses efeitos foram parcialmente compensados por:

- (i) Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros – receita/despesa (incremento líquido de receita em R\$ 26 milhões): a variação observada deve-se à aplicação de atualização das constituições das Contas de Compensações e Variações de Itens da Parcela A ao longo do ano de 2019 indexados pela taxa Selic.

## Tributos e Outros

O Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) registraram uma redução de R\$ 1.066,3 milhões em relação ao ano de 2018. Esta variação reflete o impacto de R\$ 148,5 milhões relacionado a provisão referente ao FUNAC. A variação em relação ao exercício anterior, deve-se, basicamente, pelo registro de receita oriunda de impostos diferidos justificada pelo reconhecimento em 2018, do ativo fiscal diferido sobre o saldo acumulado de prejuízo fiscal.

## Lucro Líquido e Margem Líquida

Com base nos efeitos expostos anteriormente, a Companhia registrou em 2019 um prejuízo líquido de R\$ 215,2 milhões, em comparação ao resultado positivo de R\$ 1.555,5 milhões apresentado em 2018.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

5 ENDIVIDAMENTO E LIQUIDEZ

Indicadores de Endividamento	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
	(R\$ Mil)			
Dívida Bruta (R\$ mil)	2.477.705	1.696.862	780.843	46,0%
(-) Caixa, Equivalentes e Aplicações Financ. (R\$ mil)	(438.781)	(111.268)	(327.513)	>100,0%
<b>Dívida Líquida (R\$ mil)</b>	<b>2.038.924</b>	<b>1.585.594</b>	<b>453.330</b>	<b>28,6%</b>
Dívida Bruta / EBITDA(1)*	5,82	1,86	4,0	>100,0%
Dívida Líquida/EBITDA(1)*	4,79	1,74	3,1	>100,0%
Dívida Bruta / (Dívida Bruta + PL)	0,32	0,24	0,1	-
Dívida Líquida / (Dívida Líquida + PL)	0,28	0,23	0,1	-

(1) EBITDA: EBIT + Depreciações e Amortizações

A dívida bruta da Companhia encerrou o ano de 2019 em R\$ 2.477, 7 bilhão, um incremento de 781 milhões em relação a 2018. A variação da dívida bruta deve-se, basicamente: (i) às novas captações, no valor de R\$ 2.023 bilhão, sendo R\$ 870 milhões referentes à 3ª emissão de Notas Promissórias, que teve como objetivo o pré-pagamento de dívidas da Companhia em moeda estrangeira, juntamente com a liquidação dos respectivos hedges, e mais R\$ 1.153 bilhão em captações bancárias para financiar capital de giro; em conjunto com (ii) a correção monetária de R\$ 6 milhões e provisão de encargos de R\$ 158 milhões; parcialmente compensados por amortizações e pagamentos de encargos ocorridos entre os períodos comparados, que alcançaram respectivamente R\$ 1.236 bilhão e R\$ 173 milhões.

A Enel Goiás encerrou 2019 com o custo médio da dívida de 7,66% a.a., ou CDI + 1,51% 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 para utilização em operações de curto prazo.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

6 INVESTIMENTOS

Investimentos	Em 31 de Dezembro			
	2019	2018	Variação	Variação
	(R\$ Mil)			
Novas Conexões	203.716	247.175	(43.459)	-17,6%
Rede	327.824	295.942	31.882	10,8%
Combate às Perdas	37.944	51.985	(14.041)	-27,0%
Qualidade do Sistema Elétrico	289.880	243.957	45.923	18,8%
Outros	258.551	213.561	44.990	21,1%
<b>Total Investido</b>	<b>790.091</b>	<b>756.678</b>	<b>33.413</b>	<b>4,4%</b>
Aportes / Subsídios	(36.748)	(90.109)	53.361	-59,2%
<b>Investimento Líquido</b>	<b>753.343</b>	<b>666.570</b>	<b>86.773</b>	<b>13,0%</b>

Os investimentos realizados pela Enel Goiás em 2019 alcançaram R\$ 790 milhões, um aumento de R\$ 33,4 milhões em relação ao ano anterior. Em 2019, o maior volume de investimentos foi direcionado a qualidade do sistema elétrico e a outros, mais, especificamente, relacionados à adequação de carga do sistema elétrico (R\$ 104,7 milhões), investimentos em tecnologia da informação, segurança e meio ambiente (R\$ 60,5 milhões) e à manutenção corretiva (R\$ 63,2 milhões).

Excluindo os aportes e subsídios, os investimentos líquidos realizados pela Companhia atingiram R\$ 753,3 milhões em 2019.

7 RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL\*

A Enel Distribuição Goiás 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 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).

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

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, destacando-se 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 Goiás conta com diversos projetos, todos apoiados pelo Enel Compartilha Liderança em Rede, que atuou em 2019 com 133 líderes comunitários de modo a facilitar o entendimento das necessidades e expectativas locais para o desenvolvimento dos projetos.

Os 51 projetos desenvolvidos na Enel Distribuição Goiás em 2019 beneficiaram cerca de 200 mil pessoas, com um investimento de R\$ 62,5 milhões. Também foram gerados cerca de R\$ 1,3 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 12 ecopontos ativos, 650 toneladas de resíduos arrecadados e mais de R\$ 147 mil reais em bônus na forma de desconto na conta de energia. Através da reciclagem dos resíduos recebidos, foram economizados mais de 2,7 milhões de kWh em energia e foi evitada a emissão de mais de 1,8 tonelada de CO<sup>2</sup>.

**Luz Solidária:** O programa Luz Solidária é uma iniciativa voltada ao uso inteligente e eficiente da energia elétrica, por meio de descontos de 50% na compra de equipamentos mais eficientes. Além de estimular a cultura do consumo consciente e da preservação ambiental, por meio da troca de eletrodomésticos usados por equipamentos novos e econômicos, o Luz Solidária viabiliza projetos sociais voltados para a geração de renda, capacitação, meio ambiente e direitos humanos. Em 2019, foram distribuídos aos clientes cerca de R\$ 26,9 milhões em bônus para aquisição de eletrodomésticos eficientes em lojas do varejo e 73 projetos sociais foram financiados com um aporte da ordem de R\$ 2,5 milhões. Ao todo, foram vendidos 18.882 equipamentos eficientes subsidiados pelo projeto com selo A do Procel.

**Chamada Pública de Projetos de Eficiência:** é um instrumento de seleção de projetos de Eficiência Energética para clientes, principalmente dos setores comercial e público, e ocorre de acordo com os requisitos determinados pela ANEEL. Em 2019, foram inaugurados oito projetos nos municípios de Goiânia, Anápolis, Rio Verde, Indiara e Jataí, que beneficiaram hospitais, instituições de ensino e entidades filantrópicas. Tais ações possibilitaram uma economia na ordem de 28,55 GWh/ano por meio da substituição de lâmpadas, aparelhos de ar condicionado e instalações de painéis solares.

Destaca-se que em 2019, houve também uma chamada direcionada a produtores de leite do estado de Goiás. Os objetivos são comuns: a economia de energia desses produtores e a geração de energia através de fontes renováveis, proporcionando um sistema de *backup* em caso de instabilidade da rede convencional.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

**Enel Compartilha Consumo Consciente:** Para promover o acesso à energia, o programa vai até a casa das pessoas ou em espaços comunitários para dialogar sobre o uso sustentável da energia elétrica e de outros recursos. Um outro equipamento desse programa que apoia a difusão do consumo consciente de energia, são as carretas customizadas com maquetes, jogos e animação sobre energia e meio ambiente, que ficam abertas ao público em praças públicas, promove concursos e sorteios de troca de equipamentos, como lâmpadas e geladeiras. Em 2019, mais de 38 mil pessoas foram beneficiadas pelas diversas iniciativas do programa.

**Programa de Cultura da Sustentabilidade “Ser – Sustentabilidade em Rede”:** Lançado em 2017, com o objetivo de criar e difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor, o programa que engajou 581 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:** Eleita em 2018 como a empresa mais sustentável do Brasil. Em 2019, pelo 5º ano consecutivo, a Enel foi uma das melhores empresas de Energia em Sustentabilidade pelo Guia EXAME de Sustentabilidade, e 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.

\* Valores não auditados pelos auditores independentes

**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 "cocriar" 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.

### Qualidade

**Prêmio Abradee 2019:** O Prêmio Abradee é um reconhecimento às distribuidoras melhor avaliadas em qualidade da gestão, responsabilidade socioambiental, gestão operacional, gestão econômico-financeira e avaliação pelo cliente. A Enel Goiás foi a vencedora na categoria Evolução de Desempenho por apresentar o maior avanço nesse conjunto de indicadores em relação ao ano anterior.

**Certificações ISO 9001 e 5001:** A Enel Distribuição Goiás cumpriu um importante desafio no projeto de implantação do Sistema de Gestão Integrada (SGI). A diretoria de Infraestrutura e Redes (I&N) de Goiás conquistou as certificações ISO 9001 e ISO 50001, que se referem, respectivamente, à gestão de qualidade e gestão de energia, abrangendo os 25 processos de I&N, 347 subestações e 22 sites, incluindo as nove regionais e suas respectivas bases operacionais.

### 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 empresa, e demonstrou que é líder no ambiente de RH, esforçando-se para melhorar continuamente as suas práticas de RH e se desenvolver, sempre.

## 9 RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, destacamos que a Companhia firmou contrato com a Ernst Young Auditores Independentes, para prestação de serviços de auditoria de suas Demonstrações Contábeis Anuais e a certificação dos números apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias (DCR) para um período de 1 (um) ano.

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

## 10 INFORMAÇÕES CORPORATIVAS

Diretoria Executiva	
Cargo	Diretores
Diretor Presidente	Jose Luis Salas Rincon
Diretor de Administração, Finanças e Controle	Michelle Rodrigues Nogueira
Diretor de Recursos Humanos e Organização	Cargo Vago
Diretora de Regulação	Rosana Rodrigues dos Santos
Diretora Jurídica	Cristine de Magalhães Marcondes
Diretora de Compras	Margot Frota Cohn Pires
Diretor de Infra-Estrutura e Redes	Jose Luis Salas Rincon
Diretora de Mercado	Marcia Sandra Roque Vieira
Diretora de Serviços	Flavia da Silva Barauna

  

Conselho de Administração	
Cargo	Conselheiros
Presidente	Mário Fernando de Melo Santos
Vice-Presidente	Nicola Cotugno
Conselheiro Efetivo	Vago
Conselheiro Efetivo	Guilherme Gomes Lencastre
Conselheiro Efetivo	Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Conselheiro Efetivo	Márcia Sandra Roque Vieira Silva

### Relações com Investidores

Daniel Spencer Pioner

### Contador Responsável

Renato Resende Paes - CRC - SP308201

# **Demonstrações Contábeis Regulatórias**

**CELG Distribuição S.A. - CELG D**

Em 31 de dezembro de 2019

Com o relatório do auditor independente sobre as  
Demonstrações Contábeis Regulatórias

## **CELG Distribuição S.A. - CELG D**

Demonstrações contábeis regulatórias

Em 31 de dezembro de 2019

Índice

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias..... 1

Demonstrações contábeis regulatórias

Balanços patrimoniais .....	5
Demonstrações dos resultados .....	7
Demonstrações dos resultados abrangentes.....	8
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido.....	9
Demonstrações dos fluxos de caixa .....	10
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias.....	11

## **Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias**

Aos Administradores e Acionistas da  
**CELG Distribuição S.A. - CELG D**  
Goiânia - GO

### **Opinião**

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da CELG Distribuição S.A. - CELG D (“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. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas pela administração com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (“MCSE”), aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia 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 o MCSE.

### **Base para opinião**

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 regulatórias”. 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.

### **Ênfase - Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias**

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Companhia a cumprir determinação da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

## **Outros assuntos**

A CELG Distribuição S.A. - CELG D elaborou um conjunto de demonstrações contábeis separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 18 de fevereiro de 2020.

## **Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias 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 regulatórias 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 regulatórias, 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 regulatórias 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.

## **Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias**

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE 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 regulatórias, 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 regulatórias, 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 regulatórias.

## **Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias**

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, 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 detecta 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 regulatórias.

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 regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtivemos 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.
- Obtivemos 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.
- Concluímos 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 regulatórias 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 regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias 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 e da época dos trabalhos de auditoria planejados e das constatações significativas de auditoria, inclusive as deficiências significativas nos controles internos que eventualmente tenham sido identificadas durante nossos trabalhos.

Rio de Janeiro, 28 de julho de 2020

ERNST & YOUNG  
Auditores Independentes S.S.  
CRC-2SP015199/O-6

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Marcelo Felipe L. de Sá', is written over a horizontal blue line.

Marcelo Felipe L. de Sá  
Contador CRC-1RJ094644/O-0

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Balancos patrimoniais  
Em 31 de dezembro de 2019  
(Em milhares de reais)

	Nota	31.12.2019	31.12.2018
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	438.781	111.268
Consumidores e outras contas a receber	6	1.170.903	1.234.049
Ativos financeiros setoriais	8	340.531	794.578
Subvenção CDE - desconto tarifário	9	24.302	53.705
Tributos a compensar	10	127.371	86.644
Serviço em curso		150.745	97.145
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	29	-	494
Créditos especiais	11	12.246	169.058
Outros ativos		123.383	159.977
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>2.388.262</b>	<b>2.706.918</b>
<b>Não circulante</b>			
Consumidores e outras contas a receber	6	137.103	104.138
Ativos financeiros setoriais	8	117.459	434.037
Cauções e depósitos	12	209.161	191.783
Tributos a compensar	10	152.179	121.250
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	29	30.339	138.388
Tributos diferidos	27	739.868	510.137
Imobilizado	13	5.929.717	5.398.910
Intangível	14	144.280	98.068
Investimento		1.033	1.033
Bens e atividades não vinculadas a concessão do serviço público		3.643.493	3.784.526
Créditos especiais	11	945.123	1.272.735
Outros ativos		-	18
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>12.049.755</b>	<b>12.055.023</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>14.438.017</b>	<b>14.761.941</b>

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Balancos patrimoniais  
Em 31 de dezembro de 2019  
(Em milhares de reais)

	Nota	31.12.2019	31.12.2018
<b>Passivo</b>			
<b>Circulante</b>			
Fornecedores e outras contas a pagar	15	1.166.728	914.676
Empréstimos e financiamentos	16	1.381.403	439.203
Salários, provisões e encargos sociais		37.973	41.243
Obrigações fiscais	17	162.763	196.407
Passivos financeiros setoriais	8	268.859	627.091
Obrigações com benefícios pós-emprego	21	21.440	37.179
Taxa regulamentares	18	68.942	141.409
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	29	17.346	6.174
Outros passivos		162.758	93.301
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>3.288.212</b>	<b>2.496.683</b>
<b>Não circulante</b>			
Fornecedores e outras contas a pagar	15	628.466	773.609
Empréstimos e financiamentos	16	1.108.446	1.383.019
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP	29	850	7.348
Passivos financeiros setoriais	8	210.561	401.760
Obrigações com benefícios pós-emprego	21	195.539	155.682
Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios	20	1.157.363	1.319.435
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	22	1.825.663	1.881.036
Taxa regulamentares	18	255.441	223.104
Outros passivos		53.857	184.296
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>5.436.186</b>	<b>6.329.289</b>
<b>Patrimônio líquido</b>			
	23		
Capital social		5.075.679	5.075.679
Reservas de capital		3.507.653	3.507.653
Reservas de reavaliação		595.057	616.928
Outros resultados abrangentes		(2.799)	(2.163)
Prejuízos acumulados		(3.461.971)	(3.262.128)
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>5.713.619</b>	<b>5.935.969</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>14.438.017</b>	<b>14.761.941</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Demonstrações dos resultados  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais)

	Notas	31.12.2019	31.12.2018
<b>Receita / ingresso</b>			
Fornecimento de energia elétrica		8.695.358	7.821.820
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		403.253	237.448
Venda de Energia Excedente - MVE		142.696	-
Outras receitas vinculadas		527.812	575.129
Ativos e passivos regulatórios		(254.369)	86.237
	24	<b>9.514.750</b>	<b>8.720.634</b>
<b>Deduções da receita bruta</b>			
Tributos e encargos			
ICMS		(2.367.982)	(2.137.213)
PIS		(162.138)	(149.648)
Cofins		(739.504)	(689.286)
ISS		(2.895)	(2.505)
Programa de eficiência energética - PEE		(26.284)	(23.739)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D		(26.284)	(23.739)
Ressarcimento P&D		-	29.328
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(803.120)	(892.641)
Taxa de fiscalização		(6.905)	(5.163)
Outros encargos		(52.336)	-
		<b>(4.187.446)</b>	<b>(3.894.606)</b>
		<b>5.327.305</b>	<b>4.826.028</b>
<b>Receita líquida / ingresso líquido</b>			
<b>Custos não gerenciáveis - parcela "A"</b>			
Energia elétrica comprada para revenda		(2.883.840)	(2.792.882)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfra		(120.628)	(113.297)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição		(461.641)	(447.715)
		<b>(3.466.109)</b>	<b>(3.353.894)</b>
		<b>1.861.196</b>	<b>1.472.134</b>
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>			
<b>Custos gerenciáveis - parcela "B"</b>			
Pessoal e administradores	25	(160.198)	(164.923)
Serviços de terceiros		(625.101)	(401.669)
Material		(29.572)	(27.794)
Arrendamentos e aluguéis		(5.792)	(6.610)
Provisão créditos de liquidação duvidosa		(117.975)	(29.012)
Provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios		(56.981)	(28.671)
Depreciação e amortização		(387.983)	(325.555)
Provisão para redução ao valor recuperável - Funac		(436.698)	-
Indenizações DIC/ FIC		-	(73.960)
Outros custos operacionais		(179.657)	(33.924)
Outras despesas operacionais		2.885	144.813
		<b>(1.997.072)</b>	<b>(947.305)</b>
		<b>(135.877)</b>	<b>524.829</b>
<b>Resultado da atividade</b>			
<b>Resultado financeiro</b>			
Receitas financeiras	26	462.598	420.779
Despesas financeiras	26	(639.543)	(554.054)
		<b>(312.822)</b>	<b>391.554</b>
<b>Resultado antes dos impostos sobre o lucro</b>			
Imposto de renda	27	72.263	856.598
Contribuição social	27	25.348	307.326
		<b>(215.211)</b>	<b>1.555.478</b>
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>			

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Demonstrações dos resultados abrangentes  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais)

	<u>Notas</u>	<b>31.12.2019</b>	<b>31.12.2018</b>
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(215.211)	1.555.478
Outros resultados abrangentes:			
Perda atuarial em benefícios pós emprego	21	(52.423)	(61.065)
Tributos diferidos sobre perda atuarial em benefícios pós emprego	27	17.824	20.764
Outros resultados abrangentes não reclassificados para resultado do exercício em períodos subsequentes, líquidos dos tributos		<u>(34.599)</u>	<u>(40.301)</u>
Perda em instrumentos financeiros derivativos		(965)	(17.612)
Tributos diferidos sobre perda em instrumentos financeiros derivativos	27	328	7.117
Outros resultados abrangentes a serem reclassificados para resultado do exercício em períodos subsequentes, líquidos dos tributos		<u>(637)</u>	<u>(10.495)</u>
<b>Total dos resultados abrangentes do exercício, líquido de tributos</b>		<b><u>(250.447)</u></b>	<b><u>1.504.682</u></b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais)

	Capital social	Reservas de capital	Reserva de reavaliação	Prejuízos Acumulados	Outros resultados abrangentes	Total
<b>Saldos em 1º de janeiro de 2018</b>	<b>4.658.679</b>	<b>3.507.653</b>	<b>53.107</b>	<b>(4.808.258)</b>	<b>8.332</b>	<b>3.419.513</b>
Aumento de capital	417.000	-	-	-	-	417.000
Perda atuarial e benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(61.065)	(61.065)
Tributo diferido s/ benefícios pós-emprego	-	-	-	-	20.764	20.764
Transferência para prejuízos acumulados	-	-	-	(40.301)	40.301	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	1.555.478	-	1.555.478
Perda de instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	(17.611)	(17.611)
Tributo diferido s/ instrumentos derivativos - Swap	-	-	-	-	7.117	7.117
Reserva de reavaliação	-	-	(36.881)	36.881	-	-
Reserva de reavaliação - 3º e 4º ciclo mais valia	-	-	915.347	(5.928)	-	909.419
Tributo diferido s/ reserva de reavaliação	-	-	(314.645)	-	-	(314.645)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>5.075.679</b>	<b>3.507.653</b>	<b>616.928</b>	<b>(3.262.128)</b>	<b>(2.162)</b>	<b>5.935.970</b>
Perda atuarial e benefícios pós-emprego	-	-	-	-	(52.423)	(52.423)
Tributo diferido s/ benefícios pós-emprego	-	-	-	-	17.824	17.824
Transferência para prejuízos acumulados	-	-	-	(34.599)	34.599	-
Prejuízo do exercício	-	-	-	(215.211)	-	(215.211)
Perda de instrumentos financeiros derivativos	-	-	-	-	(965)	(965)
Tributo diferido s/ instrumentos derivativos - Swap	-	-	-	-	328	328
Reserva de reavaliação	-	-	(6.850)	6.850	-	-
Realização da reserva de reavaliação - 3º e 4º ciclo mais valia	-	-	(65.323)	43.117	-	(22.206)
Tributo diferido s/ constituição reserva de reavaliação - 3º ciclo mais valia	-	-	28.093	-	-	28.093
Tributo diferido s/ realização reserva de reavaliação	-	-	22.209	-	-	22.209
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2019</b>	<b>5.075.679</b>	<b>3.507.653</b>	<b>595.057</b>	<b>(3.461.971)</b>	<b>(2.799)</b>	<b>5.713.619</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Demonstrações dos fluxos de caixa  
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais)

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Atividades operacionais</b>		
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	(215.211)	1.555.478
<b>Ajustes para conciliar o lucro líquido (prejuízo) do exercício com o caixa das atividades operacionais</b>		
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	117.974	29.012
Depreciação e amortização	387.983	323.555
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	436.698	-
Juros, variações monetárias e cambiais	253.211	159.958
Instrumentos financeiros derivativos - juros e variação cambial	(49.478)	21.438
Ativos e passivos financeiros setoriais	(33.177)	(7.122)
Valor residual de intangível e imobilizado	4.242	50.297
Imposto de renda e contribuição social diferidos	(183.489)	(1.302.405)
Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios	56.981	28.671
Obrigações com benefício pós-emprego	14.515	12.940
Programas de P&D e de eficiência energética	36.907	47.477
Recuperação de PIS/COFINS	-	(96.728)
Outros	-	(137.818)
	<b>827.156</b>	<b>684.753</b>
<b>(Aumento) redução dos ativos</b>		
Consumidores	(86.110)	(116.365)
Subvenção CDE - desconto tarifário	29.403	(7.623)
Ativos financeiros setoriais	809.439	(2.440.246)
Tributos a compensar	(71.677)	74.255
Cauções e depósitos	(18.756)	(106.601)
Serviço em curso	(53.600)	(58.941)
Créditos especiais	453	51.772
Outros créditos	36.188	(1.675)
<b>Aumento (redução) dos passivos</b>		
Fornecedores	107.009	(110.223)
Salários, provisões e encargos sociais	(3.270)	(265)
Obrigações fiscais	(33.644)	31.580
Passivos financeiros setoriais	(555.067)	2.211.771
Taxas regulamentares	(85.478)	(199.792)
Pagamento de benefício pós-emprego	(58.121)	(52.901)
Pagamento de juros de empréstimos e financiamentos	(138.778)	(90.337)
Pagamento de juros de instrumentos financeiros derivativos	(35.330)	(23.695)
Pagamento das provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(184.721)	(57.170)
Outros passivos	(61.060)	(39.694)
<b>Caixa líquido (consumido) gerado nas atividades operacionais</b>	<b>424.036</b>	<b>(251.397)</b>
<b>Atividades de investimentos</b>		
Aplicações no intangível e imobilizado	(883.577)	(687.297)
<b>Caixa líquido consumido pelas atividades de investimento</b>	<b>(883.577)</b>	<b>(687.297)</b>
<b>Atividades de financiamentos</b>		
Captação de empréstimos e financiamentos	2.476.377	1.019.557
Pagamento de empréstimos e financiamentos (principal)	(1.886.383)	(510.455)
Recebimento de instrumentos financeiros derivativos (principal)	197.060	26.090
Integralização de capital	-	417.000
<b>Caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento</b>	<b>787.054</b>	<b>952.192</b>
<b>Aumento líquido do saldo de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>327.513</b>	<b>13.498</b>
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	<b>111.268</b>	<b>97.770</b>
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	<b>438.781</b>	<b>111.268</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.



## 1. Informações gerais

---

A CELG Distribuição S.A. - CELG D (“Companhia”) é uma sociedade anônima de capital fechado concessionária de serviço público de energia elétrica no seguimento de distribuição. A Companhia está sediada na Rua 2, Número 505, Jardim Goiás, Goiânia – GO.

A Companhia tem como principal objeto social a exploração técnica e comercial de distribuição de energia no Estado de Goiás, assim como a realização de estudos, projetos, construção e operação de redes de distribuição de energia elétrica. A CELG D 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.

Conforme 5ª Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 63/2000-ANEEL de 25 de agosto de 2000, publicado em 30 de dezembro 2015, a Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica no Estado de Goiás pelo prazo de 30 (trinta) anos a partir de 7 de julho de 2015.

Ao término do contrato de concessão, os bens e instalações vinculados passarão a integrar o patrimônio do Poder Concedente, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados mediante auditoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

Em 28 de julho de 2020, o Conselho de Administração da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

### 1.1. Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC

Em 20 de janeiro de 2012 foi editada Lei nº 17.555 com o objetivo de reunir e destinar recursos financeiros para ressarcimento à CELG D de pagamentos de contingências administrativas e judiciais cujo fatos geradores ocorreram até a venda do controle acionário para a Eletrobrás, conforme Termos de Acordo de Acionistas e de Gestão, bem como no Termo de Cooperação do FUNAC e regulamentação definida pelo decreto nº 7.732 de 28 de setembro de 2002. Os recursos do referido fundo dependiam de aportes a serem realizados pelo Governo do Estado de Goiás e créditos recebidos de ações ganhas pela Companhia a serem repassadas ao Fundo.

Conforme disposto do contrato de compra e venda da Companhia assinado entre CELG, Eletrobrás e CELGPAR de 14 de fevereiro de 2017, o Estado de Goiás se obrigou a indenizar os compradores da CELG D por quaisquer danos e prejuízos que possam ocorrer em decorrência de, entre outros motivos, "alteração, revogação ou edição de lei estadual ou decisão administrativa ou judicial referente a qualquer condição ou validade do FUNAC". Desde então a Companhia mantém controlado separadamente os ativos creditórios vinculados as contingências de natureza provável com fatos geradores anteriores a data de mudança do controle conforme disposto no contrato de compra e venda da companhia e como demonstrado na nota 11.

Em 06 de fevereiro de 2019 foi publicada a Lei 20.416, que alterou a Lei 17.555/12 (que instituiu o Fundo de Aporte à CELG Distribuição-FUNAC) e a Lei 19.473/16 (que instituiu a política estadual energética para manutenção, melhoria e ampliação da rede de distribuição de energia em Goiás) onde o Governo do Estado de Goiás suspendeu parte do ressarcimento à Companhia, ao retroagir o período de cobertura do FUNAC de 27 de janeiro de 2015 para 24 de abril de 2012.

Em 25 de abril de 2019, foi publicada a Lei 20.468 que revogou a Lei Estadual nº 19.473 de 03 de novembro de 2016 que concedia o direito da Companhia em apropriar crédito outorgado de ICMS para compensação das contingências administrativas e judiciais cujos fatos geradores tenham ocorrido até 27 de janeiro de 2015.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



Como as alterações induzidas pelas referidas leis acima violam o edital de privatização e o contrato de compra e venda da CELG D, a Companhia ingressou imediatamente com medidas judiciais para invalidar os efeitos das leis anteriores em razão da inconstitucionalidade dos referidos dispositivos, que eliminam direitos adquiridos por meio de outras Lei e de um contrato de compra e venda que o próprio Estado de Goiás assinou garantindo, em qualquer caso, o direito ao reembolso das obrigações que tivessem que ser pagas pelos novos controladores e cujo os fatos geradores sejam anteriores a 27 de janeiro de 2015.

Em 12 de junho de 2019, o Tribunal de Justiça do Estado de Goiás concedeu a liminar em favor da Companhia desconsiderando as alterações promovidas pela Lei Estadual 20.416/19, determinando, assim, o respeito ao contrato de compra e venda de ações e outras avenças da CELG Distribuição S/A – CELG D e garantindo o direito de serem ressarcidas dos passivos resultantes de decisões de autoridades administrativas para as quais não haja mais recurso, decisões judiciais transitadas em julgado e/ou acordos judiciais ou extrajudiciais homologados judicialmente de fatos gerados conforme regulamentado anteriormente.

No dia 16 de setembro de 2019, o Juiz indeferiu o pedido liminar da Enel, mantendo a revogação da Lei do Crédito de ICMS por entender que a questão é complexa e requer uma análise processual mais ampla, incompatível com uma análise preliminar no início do processo judicial. A Enel apresentou recurso perante o Tribunal de Justiça do Estado de Goiás.

No dia 01 de outubro, durante julgamento do recurso interposto pelo Estado de Goiás, o Tribunal de Justiça revogou a liminar que havia desconsiderado as alterações promovidas pela Lei Estadual 20.416/19, a qual voltou a vigorar.

Contra a decisão que revogou a liminar, a Companhia interpôs recurso, o qual aguarda julgamento pelo Superior Tribunal de Justiça, em Brasília.

Em 12 de novembro de 2019 a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) ingressou com Ação Direta de Inconstitucionalidade (ADI) perante o Supremo Tribunal Federal requerendo a declaração de inconstitucionalidade da Lei 20.416/19, que alterou a Lei 17.555/12 (FUNAC), e também da Lei 20.468/19 que revogou a Lei Estadual nº 19.473/16 (créditos outorgados de ICMS).

A Administração da Companhia conclui, com base nos princípios constitucionais do direito adquirido, inserto no artigo 5º, XXXVI da Constituição Federal, bem como no fato de que os atos garantidores desses direitos são considerados atos jurídicos perfeitos, protegidos pelo ordenamento jurídico brasileiro, e em razão das medidas judiciais em trâmite perante o Superior Tribunal de Justiça e Supremo Tribunal Federal, que os valores continuam recuperáveis e se tornarão líquidos a medida em que as obrigações associadas aos créditos sejam reembolsadas.

O direito da Companhia, ademais, sustenta-se pelos contratos celebrados com a Administração Pública, tendo sido assumida, direta e inequivocamente, pelo Estado de Goiás a responsabilidade pelos termos e condições contratuais em relação ao FUNAC.

Especificamente sobre o Crédito Outorgado de ICMS, importante salientar que o Código Tributário Nacional, bem como a Constituição Federal, preveem a impossibilidade de revogação do benefício fiscal, considerando a forma e razão de sua outorga, sendo tal entendimento reforçado por Súmula 544 do Supremo Tribunal Federal, que se enquadra claramente a tese sustentada pela Enel no processo judicial em andamento no Tribunal de Justiça do Estado de Goiás, e pela ABRADEE na ADI proposta no Supremo Tribunal Federal, que, em resumo, impede a revogação do incentivo fiscal concedido mediante condições e a prazo certo.



Adicionalmente, a Administração da Companhia está adotando todas medidas cabíveis para manter os direitos adquiridos na época da compra da Companhia garantidos pelo próprio Estado de Goiás conforme contratado de compra e venda firmado em 14 de fevereiro de 2017.

## **2. Setor elétrico no Brasil**

---

O setor de energia elétrica no Brasil é regulado pelo Governo Federal, atuando por meio do Ministério de Minas e Energia (“MME”), o qual possui autoridade exclusiva sobre o setor elétrico. A política regulatória para o setor é implementada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”).

O fornecimento de energia elétrica a varejo é efetuado de acordo com o previsto nos contratos de concessão para geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

De acordo com os contratos de concessão de distribuição, a Outorgada está autorizada a cobrar de seus consumidores uma taxa pelo fornecimento de energia consistindo em dois componentes: (1) parcela referente aos custos de geração, transmissão e distribuição de energia não gerenciáveis (“Custos da Parcela A”); e (2) parcela de custos operacionais (“Custos da Parcela B”). Ambas as parcelas são estabelecidas como parte da concessão original para determinados períodos iniciais. Subsequentemente aos períodos iniciais, e em intervalos regulares, a ANEEL tem a autoridade de rever os custos da Outorgada, a fim de determinar o ajuste da inflação (ou outro fator de ajuste similar), caso existente, aos Custos da Parcela B (“Ajuste Escalar”) para o período subsequente. Esta revisão poderá resultar num ajuste escalar com valor positivo, nulo ou negativo.

Adicionalmente, aos ajustes referentes aos custos da Parcela A e B mencionados anteriormente, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação.

Como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Outorgada pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Outorgada solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kV, denominada Rede Básica. Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais.

Este é o chamado Livre Acesso, assegurado em Lei e garantido pela ANEEL. O ONS (Operador Nacional do Sistema) tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.



### **3. Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis regulatórias**

---

As demonstrações contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas na declaração de práticas contábeis.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações contábeis estatutárias societárias da Companhia. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos.

Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil.

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no custo histórico, exceto quando o contrário estiver disposto em nota explicativa.

A preparação de demonstrações contábeis regulatórias requer o uso de certas estimativas contábeis e também o exercício de julgamento por parte da Administração. Áreas consideradas significativas e que requerem maior nível de julgamento e estão sujeitas a estimativas incluem: receita não faturada, imposto de renda e contribuição social diferidos, perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros, instrumentos financeiros derivativos e provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios.

Para melhor entendimento do leitor, as principais diferenças de práticas contábeis das demonstrações contábeis regulatórias para as demonstrações contábeis societárias estão adequadamente divulgadas e apresentadas na Nota 32.

#### **3.1. Moeda funcional e moeda de apresentação**

As demonstrações contábeis regulatórias são apresentadas em Reais (R\$), que é moeda funcional da CELG D.



#### **4. Principais práticas contábeis**

---

As políticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas demonstrações contábeis societárias emitidas em 18 de fevereiro de 2020, apresentadas nas páginas 12 a 25, exceto quanto ao que se estabelece abaixo:

##### **4.1 Receita**

###### **a) Receita de fornecimento de energia elétrica**

As receitas com fornecimento de energia são medidas por meio da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela distribuidora. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita de serviços registrada na medida em que as faturas são emitidas.

A energia fornecida e não faturada, correspondente ao período decorrido entre a data da última leitura e o encerramento do balanço, é estimada e reconhecida como receita não faturada considerando-se como base o histórico de consumo dos clientes

###### **b) Receita de juros**

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

###### **c) Receita não faturada**

O entendimento da Administração é que os valores apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias são cobráveis e que os riscos de não realização são considerados nas estimativas de cálculo da provisão para créditos de liquidação duvidosa.

##### **4.2 Instrumentos financeiros**

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

###### **a) Ativos financeiros**

Ativos financeiros são classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda, ou derivativos classificados como instrumentos de hedge eficazes, conforme a situação. A Companhia determina a classificação dos seus ativos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial, quando ele se torna parte das disposições contratuais do instrumento.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de investimentos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.



#### Desconhecimento (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.

#### Redução do valor recuperável de ativos financeiros

A Companhia avalia nas datas do balanço se há alguma evidência objetiva que determine se o ativo financeiro, ou grupo de ativos financeiros, não é recuperável.

Um ativo financeiro, ou grupo de ativos financeiros, é considerado como não recuperável se, e somente se, houver evidência objetiva de ausência de recuperabilidade como resultado de um ou mais eventos que tenham acontecido depois do reconhecimento inicial do ativo (“um evento de perda” incorrido) e este evento de perda tenha impacto no fluxo de caixa futuro estimado do ativo financeiro, ou do grupo de ativos financeiros, que possa ser razoavelmente estimado.

### **b) Passivos financeiros**

Os passivos financeiros são classificados a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo deduzido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

#### Desconhecimento (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.



**c) Hedge de fluxo de caixa**

Fornecer proteção contra a variação nos fluxos de caixa que seja atribuível a um risco particular associado a um ativo ou passivo reconhecido ou a uma transação prevista altamente provável e que possa afetar o resultado.

No reconhecimento inicial de uma relação de hedge, a Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual a Companhia deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da Administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma como a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge ou fluxos de caixa relacionados ao risco objeto de hedge. Quanto ao hedge de fluxos de caixa, a demonstração do caráter altamente provável da transação prevista objeto de hedge, assim como os períodos previstos de transferência dos ganhos ou perdas decorrentes dos instrumentos de hedge do patrimônio líquido para o resultado, são também incluídos na documentação da relação de hedge. Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo ou fluxos de caixa, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram, de forma efetiva, altamente eficaz ao longo de todos os períodos-base para os quais foram destinados.

Se o instrumento de hedge expirar ou for vendido, encerrado ou exercido sem substituição ou rolagem (como parte da estratégia de hedging), ou se a sua classificação como hedge for revogada, ou quando a cobertura deixar de cumprir os critérios de contabilização de hedge, os ganhos ou perdas anteriormente reconhecidas no resultado abrangente permanecem separadamente no patrimônio líquido até que a transação prevista ocorra ou o compromisso firme seja cumprido.

A Companhia possui instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge representados por contratos de swap, contra a exposição da taxa de juros do risco de variação das taxas de câmbio de seus empréstimos em moeda estrangeira. Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo de derivativos durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, com exceção da parcela eficaz dos hedges de fluxo de caixa, que é reconhecida diretamente no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes e posteriormente reclassificada para o resultado quando o item de hedge afetar o resultado. A nota 29 inclui informações mais detalhadas sobre os instrumentos financeiros derivativos contratadas pela Companhia.



**d) Hedge de valor justo**

A mudança no valor justo de um derivativo de hedging é reconhecida na demonstração do resultado como custos financeiros. A mudança no valor justo do item objeto de hedge relacionada ao risco objeto de hedge é registrada como ajuste do valor contábil do item objeto de hedge, sendo também reconhecida na demonstração do resultado como custos financeiros.

Para hedges a valor justo relacionados com itens contabilizados a custo amortizado, eventuais ajustes a valor contábil são amortizados por meio do resultado ao longo do prazo restante do hedge utilizando o método da taxa de juros efetiva. A amortização da taxa de juros efetiva pode ter início tão logo se faça um ajuste e durará, no máximo, até a data em que o item objeto de hedge deixa de ser ajustado para refletir mudanças no valor justo atribuível ao risco que está sendo objeto de hedge.

Se o item objeto de hedge for baixado, o valor justo não amortizado deverá ser reconhecido imediatamente no resultado.

Quando um compromisso firme não reconhecido for designado como item objeto de hedge, a variação acumulada subsequente no valor justo do compromisso firme atribuível ao risco objeto de hedge será reconhecida como ativo ou passivo, com reconhecimento do correspondente ganho ou perda no resultado.

A Companhia conta com swap de taxa de juros utilizada para proteger a exposição a variações no valor justo do empréstimo.

**e) Compensação de instrumentos financeiros**

Ativos financeiros e passivos financeiros são compensados e o valor líquido é apresentado no balanço patrimonial se houver um direito legal atualmente aplicável de compensação dos valores reconhecidos e se houver a intenção de liquidar em bases líquidas, realizar os ativos e liquidar os passivos simultaneamente.

**4.3 Consumidores**

A Companhia classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica clientes. Os recebíveis reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo, estão apresentados pelo valor presente, deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa quando aplicável. Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionárias e permissionárias incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por consumidores livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE").

A provisão para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, sendo os saldos demonstrados no ativo circulante, de acordo com a classificação do título que as originou. O critério utilizado pela Companhia para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa está baseado em normas da ANEEL e é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia.



#### 4.4 Ativos e passivos regulatórios

O mecanismo de determinação das tarifas no Brasil garante a recuperação de determinados custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios por meio de repasse anual. Seguindo orientação do Órgão Regulador, as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, quando existe uma expectativa provável de que a receita futura, equivalente aos custos incorridos, será faturada e cobrada, como resultado direto do repasse dos custos em uma tarifa ajustada de acordo com a fórmula paramétrica definida no contrato de concessão. Os ativos e passivos regulatórios serão realizados quando o poder concedente autorizar o repasse na base tarifária da Companhia, ajustada anualmente na data de aniversário do seu contrato de concessão.

#### 4.5 Imobilizado

##### a) Imobilizado em serviço

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação mensurada pela metodologia do Valor Novo de Reposição – VNR. A depreciação é calculada para amortizar o custo de itens do ativo imobilizado, calculada pelo método linear, baseada na vida útil definida pelo órgão regulador. As vidas úteis estimadas seguem as taxas especificadas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, (vigente a partir de 01 de janeiro de 2016).

Quando partes significativas do ativo imobilizado são substituídas, a Companhia reconhece essas partes como ativo individual com vida útil e depreciação específica. Da mesma forma, quando uma manutenção relevante for feita, o seu custo é reconhecido no valor contábil do imobilizado, se os critérios de reconhecimento forem satisfeitos. Todos demais custos de reparos e manutenção são reconhecidos na demonstração de resultado, quando incorridos.

Um item do ativo imobilizado é baixado quando vendido ou quando nenhum benefício econômico futuro for esperado do seu uso ou venda. Eventual ganho ou perda resultante da baixa do ativo é incluído na demonstração do resultado no exercício em que o ativo for baixado. O resultado na alienação ou na retirada de um item do ativo imobilizado é determinado pela diferença entre o valor da venda e o saldo contábil do ativo e é reconhecido no resultado do exercício.

##### b) Imobilizado em curso

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros, bem como parte dos custos da administração central. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de revisão e preços, gerando benefícios econômicos futuros para a Companhia.



#### **4.6 Intangível**

Registrado ao custo de aquisição ou realização deduzido da amortização acumulada. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear, baseada na vida útil estimada dos itens.

As vidas úteis estimadas seguem as taxas especificadas na Resolução ANEEL nº 674, de 11 de agosto de 2015, (vigente a partir de 01 de janeiro de 2016).

#### **4.7 Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica (Obrigações especiais)**

Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica, deduzidos da depreciação acumulada. A amortização é calculada pela taxa média dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

#### **4.8 Reserva de reavaliação**

A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL para os bens do ativo imobilizado ou intangível os quais estão vinculados ao serviço concedido.

A reavaliação é realizada proporcionalmente à depreciação/amortização, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

Com base na quarta revisão tarifária homologada pela ANEEL, mediante a Nota Técnica ANEEL nº 223 de 10 de outubro de 2018, a Companhia registrou em 2018 a reavaliação regulatória.



## 5. Caixa e equivalentes de caixa

	31.12.2019	31.12.2018
Caixa e contas correntes bancárias	20.817	18.471
Aplicações financeiras	417.964	92.797
CDB (aplicações diretas)	159.481	282
Fundos de investimento aberto	12.947	4.662
Fundos exclusivos *	92.387	-
Operações compromissadas	153.149	87.853
<b>Total</b>	<b>438.781</b>	<b>111.268</b>

\* Fundo exclusivo das empresas do Grupo Enel, no qual a Companhia é uma das oito cotistas.

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.

## 6. Consumidores e outras contas a receber

	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PECLD	31.12.2019	Vencidos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total	PECLD	31.12.2018
<b>Circulante</b>												
Classe de consumidores:												
Residencial	200.733	141.234	90.585	432.552	(90.585)	341.967	245.586	130.894	69.969	446.449	(69.286)	377.163
Industrial	63.148	19.043	73.248	155.439	(68.142)	87.297	80.339	21.756	46.314	148.409	(43.869)	104.540
Comercial	103.477	45.551	65.931	214.959	(61.964)	152.995	124.494	45.040	42.112	211.646	(39.446)	172.200
Rural	35.062	28.340	24.632	88.034	(21.887)	66.147	38.163	19.746	13.481	71.390	(11.460)	59.930
Poder público	26.976	20.140	27.533	74.649	(22.852)	51.797	28.869	16.403	30.445	75.717	(26.275)	49.442
Iluminação pública	25.019	15.790	34.490	75.299	(32.146)	43.153	28.454	11.189	58.489	98.132	(28.351)	69.781
Serviço público	22.881	2.058	4.270	29.209	(1.330)	27.879	22.360	2.519	3.834	28.713	(3.453)	25.260
<b>Fornecimento faturado</b>	<b>477.296</b>	<b>272.156</b>	<b>320.689</b>	<b>1.070.141</b>	<b>(298.906)</b>	<b>771.235</b>	<b>568.265</b>	<b>247.547</b>	<b>264.644</b>	<b>1.080.456</b>	<b>(222.140)</b>	<b>858.316</b>
Receita não faturada	209.355	-	-	209.355	-	209.355	218.067	-	-	218.067	-	218.067
Consumidores baixa renda	2.960	-	-	2.960	-	2.960	9.344	-	-	9.344	-	9.344
Parcelamento de débitos	246.517	30.179	139.579	416.275	(282.317)	133.958	109.634	26.394	187.602	323.630	(217.626)	106.004
Contas a receber com partes relacionadas (vide nota 19)	893	-	-	893	-	893	708	-	-	708	-	708
Venda de energia excedente	13.243	-	-	13.243	-	13.243	-	-	-	-	-	-
Aluguéis de poste	9.533	2.327	12.479	24.339	(7.415)	16.924	-	-	-	-	-	-
Outros contas a receber - RDS	21.938	87	310	22.335	-	22.335	41.610	-	-	41.610	-	41.610
<b>Contas a receber</b>	<b>504.439</b>	<b>32.593</b>	<b>152.368</b>	<b>689.400</b>	<b>(289.732)</b>	<b>399.668</b>	<b>379.363</b>	<b>26.394</b>	<b>187.602</b>	<b>593.359</b>	<b>(217.626)</b>	<b>375.733</b>
<b>Total do circulante</b>	<b>981.735</b>	<b>304.749</b>	<b>473.057</b>	<b>1.759.541</b>	<b>(588.638)</b>	<b>1.170.903</b>	<b>947.628</b>	<b>273.941</b>	<b>452.246</b>	<b>1.673.815</b>	<b>(439.766)</b>	<b>1.234.049</b>
<b>Não circulante</b>												
Parcelamento de débitos	137.103	-	-	137.103	-	137.103	155.324	-	-	155.324	(51.186)	104.138
<b>Total não circulante</b>	<b>137.103</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>137.103</b>	<b>-</b>	<b>137.103</b>	<b>155.324</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>155.324</b>	<b>(51.186)</b>	<b>104.138</b>
<b>Total</b>	<b>1.118.838</b>	<b>304.749</b>	<b>473.057</b>	<b>1.896.644</b>	<b>(588.638)</b>	<b>1.308.006</b>	<b>1.102.952</b>	<b>273.941</b>	<b>452.246</b>	<b>1.829.139</b>	<b>(490.952)</b>	<b>1.338.187</b>



## 7. Perda para créditos de liquidação duvidosa

A perda para créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base no histórico de perdas efetivas com os consumidores, existência de garantias reais para os clientes mais relevantes. Para os demais clientes, a Companhia utiliza o critério estabelecido no Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica emitido pela ANEEL, uma vez que entende ser este critério suficiente para cobrir eventuais perdas na realização dos valores a receber.

A movimentação das perdas para crédito de liquidação duvidosa é como segue:

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31/12/2018	Provisões/R eversões	Perda	Saldo final 31/12/2019
Consumidores e outras contas a receber	6	(490.952)	(116.290)	18.604	<b>(588.638)</b>
Créditos especiais	11	-	(1.261)	-	<b>(1.261)</b>
Outros ativos		(6.552)	(425)	-	<b>(6.977)</b>
		<b>(497.504)</b>	<b>(117.976)</b>	<b>18.604</b>	<b>(596.876)</b>

## 8. Ativos e passivos financeiros setoriais

A nova regulamentação do setor de energia elétrica implicou, dentre outras alterações, na constituição de ativos e passivos regulatórios, bem como no diferimento dos impostos federais incidentes sobre esses ativos e passivos.

### a) Conta de compensação de variação de custos da “Parcela A”

Os itens da Parcela “A” são definidos como sendo o somatório das diferenças, positivas ou negativas, entre os valores dos custos não gerenciáveis apresentados na base de cálculo para a determinação do último reajuste tarifário anual e os desembolsos efetivamente ocorridos no período.

Os créditos da Parcela “A” são atualizados pela variação da SELIC até o mês efetivo da sua compensação, não havendo limite de prazo para sua realização. À medida que os valores da Parcela “A” são recebidos na tarifa, a Companhia transfere o valor correspondente registrado no ativo para o resultado.

### b) Demais ativos e passivos regulatórios

#### Programas sociais e governamentais

A Companhia, consciente de sua atuação socialmente responsável, prioriza sua participação em programas e ações governamentais, adotando iniciativas voltadas ao aperfeiçoamento de políticas públicas na área social.



#### Quota parte de energia nuclear

Em 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.111/2009 alterou a regulamentação referente à comercialização da energia proveniente da Eletronuclear, estabelecendo que, a partir de 1º de janeiro de 2013, o pagamento à Eletronuclear da receita decorrente da geração da energia de Angra 1 e 2 será rateado entre todas as Outorgadas de serviço público de distribuição no Sistema Interligado Nacional – SIN. A tarifa dessa energia proveniente da Eletronuclear calculada e homologada anualmente pela ANEEL.

Adicionalmente, o art. 12 da Lei nº 12.111/2009 autoriza a Eletronuclear a repassar para Furnas, entre 2013 e 2015, o diferencial verificado, entre 2010 e 2012, entre a variação da tarifa praticada pela Eletronuclear e a tarifa de referência. Os saldos remanescentes estão classificados como “outros” em demais ativos regulatórios.

#### Neutralidade da Parcela A

Trata-se do valor referente a uma inconsistência da metodologia de cálculo do reajuste tarifário em anos anteriores conforme contratos de concessão vigentes, que gerou em tarifa superior à devida, uma vez que não foi assegurada a neutralidade dos itens dos custos não gerenciáveis da Parcela A.

#### Sobrecontratação

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, em seu art. 38, determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 103% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Este repasse foi regulamentado pela Resolução ANEEL nº 255, de 6 de março de 2007.

CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

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



A movimentação das contas de ativos regulatórios, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Ativos regulatórios	Saldo em 31.12.2018	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras Tarifárias	Remuneração	Transferências	Saldo em 31.12.2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA ativa</b>	<b>924.285</b>	<b>23.841</b>	<b>(411.885)</b>	<b>(116.802)</b>	<b>39.675</b>	<b>(37.360)</b>	<b>421.754</b>	<b>289.174</b>	<b>132.580</b>	<b>304.295</b>	<b>117.459</b>
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	838.377	31.165	(400.699)	(116.802)	34.458	(9.112)	377.387	256.088	121.299	279.290	98.097
Proinfa	1.958	(3.854)	(1.217)	-	415	14.323	11.625	10.732	893	11.625	-
Transporte Rede Básica	18.351	20.078	(19.457)	-	1.245	3.267	23.484	2.518	20.966	6.527	16.957
Transporte de Energia - Itaipu	12.902	(179)	(5.344)	-	598	-	7.977	5.004	2.973	5.572	2.405
ESS	-	22.579	-	-	(16)	(22.563)	-	-	-	-	-
CDE	52.697	(45.948)	14.832	-	2.975	(23.275)	1.281	14.832	(13.551)	1.281	-
<b>Demais ativos regulatórios</b>	<b>304.330</b>	<b>(31.115)</b>	<b>88.717</b>	<b>-</b>	<b>14.667</b>	<b>(340.363)</b>	<b>36.236</b>	<b>-</b>	<b>36.236</b>	<b>36.236</b>	<b>-</b>
Majoração PIS/Cofins	18.458	-	17.418	-	-	360	36.236	-	36.236	36.236	-
Neutralidade da Parcela A	281.357	-	-	-	-	(281.357)	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de Energia	-	(32.811)	-	-	(8.548)	41.359	-	-	-	-	-
Outros	4.515	1.696	71.299	-	23.215	(100.725)	-	-	-	-	-
<b>Total ativos regulatórios</b>	<b>1.228.615</b>	<b>(7.274)</b>	<b>(323.168)</b>	<b>-</b>	<b>54.342</b>	<b>(377.723)</b>	<b>457.990</b>	<b>289.174</b>	<b>168.816</b>	<b>340.531</b>	<b>117.459</b>

A movimentação das contas de passivos regulatórios, bem como a abertura do saldo é a seguinte:

Passivos regulatórios	Saldo em 31.12.2018	Adição	Amortização	Remuneração	Transferências	Saldo em 31.12.2019	Valores em Amortização	Valores em Constituição	Circulante	Não Circulante
<b>CVA passiva</b>	<b>273.929</b>	<b>56.680</b>	<b>(106.192)</b>	<b>15.322</b>	<b>(38.577)</b>	<b>201.162</b>	<b>89.706</b>	<b>111.456</b>	<b>99.803</b>	<b>101.359</b>
Aquisição de Energia - (CVAenerg)	-	7.843	-	1.269	(9.112)	-	-	-	-	-
Proinfa	-	-	(11.735)	-	13.106	1.371	-	1.371	-	1.371
Transporte Rede Básica	13.058	(17.278)	-	953	3.267	-	-	-	-	-
ESS	260.871	(3.299)	(104.181)	11.665	(22.563)	142.493	89.706	52.787	99.803	42.690
CDE	-	69.414	9.724	1.435	(23.275)	57.298	-	57.298	-	57.298
<b>Demais passivos regulatórios</b>	<b>754.922</b>	<b>(65.359)</b>	<b>(72.367)</b>	<b>5.843</b>	<b>(344.781)</b>	<b>278.258</b>	<b>81.993</b>	<b>196.265</b>	<b>169.056</b>	<b>109.202</b>
Majoração PIS/Cofins	-	-	(360)	-	360	-	-	-	-	-
Neutralidade da Parcela A	-	320.393	32.234	2.710	(281.356)	73.981	32.234	41.747	40.218	33.763
Sobrecontratação de Energia	569.936	(386.089)	(60.086)	(106.159)	41.359	58.961	24.260	34.701	30.896	28.065
Devoluções Tarifárias	27.028	4.202	5.723	500	-	37.453	25.499	11.954	26.685	10.768
Outros	157.958	(3.865)	(49.878)	108.792	(105.144)	107.863	-	107.863	71.257	36.606
<b>Total passivos regulatórios</b>	<b>1.028.851</b>	<b>(8.679)</b>	<b>(178.559)</b>	<b>21.165</b>	<b>(383.358)</b>	<b>479.420</b>	<b>171.699</b>	<b>307.721</b>	<b>268.859</b>	<b>210.561</b>



## 9. Subvenção CDE

Valor a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para cobertura de descontos incidentes sobre as tarifas de energia de classes específicas de consumidores. Os recursos são oriundos da CDE (Conta de Desenvolvimento Energético), e são homologados pela ANEEL no processo tarifário anual da distribuidora.

	31.12.2019	31.12.2018
Previsão CDE (mensal) ciclo corrente (a)	-	28.550
Previsão ajuste CDE ciclo corrente	11.409	9.599
CDE a receber - diferença ciclo anterior	12.893	15.556
	<u>24.302</u>	<u>53.705</u>

- a) 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\$ 27.104 com deságio de R\$ 192.

## 10. Tributos a compensar

	31.12.2019		31.12.2018	
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante
Imposto de renda e contribuição social	53.111	-	16.387	-
ICMS	44.765	152.179	22.354	121.250
PIS e COFINS	28.712	-	47.120	-
Outros tributos	783	-	783	-
Total de tributos a compensar	<u>127.371</u>	<u>152.179</u>	<u>86.644</u>	<u>121.250</u>

Os valores de ICMS não circulante a compensar referem-se substancialmente aos créditos de faturamento (R\$94.628) protocolados na Secretaria de Economia do Estado, aguardando autorização de compensação, e créditos de aquisição de bens do ativo permanente (R\$57.551), os quais estão sendo compensados mensalmente à razão de 1/48 avos. Com relação os valores registrados no ativo circulante, o montante de R\$ 11.161 refere-se a créditos de faturamento, protocolado na Secretaria de Economia do Estado, o valor de R\$ 539 a serem protocolados, e o montante de R\$33.065 referente a 12 parcelas de créditos de CIAP.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



### 11. Créditos especiais

	31.12.2018	Adições	Baixas	Transferência (d epósitos judiciais)	PECLD	31.12.2019
Fundo de aporte á CELGD - Funac	1.441.793	(55.731)	(436.698)	9.266	(1.261)	957.369
	<b>1.441.793</b>	<b>(55.731)</b>	<b>(436.698)</b>	<b>9.266</b>	<b>(1.261)</b>	<b>957.369</b>
Circulante	169.058					12.246
Não circulante	1.272.735					945.123

Para maiores detalhes do Fundo de Aporte à CELG D - FUNAC, vide nota explicativa 1.1.

Os montantes relacionados a processos que ainda estão ativos no judiciário, são mantidos atualmente no longo prazo através da rubrica de Créditos Especiais, uma vez que os pagamentos oriundos de tais processos ainda não foram realizados. Dessa forma, assim que ocorrer o encerramento judicial dos processos serão adotados todos os procedimentos legais para que os valores pagos sejam ressarcidos à Companhia, seja através de ressarcimento via FUNAC ou apropriação de crédito outorgado de ICMS. A segregação entre curto e longo prazo dos referidos valores é feita baseada em expectativa da Companhia.

Com base nas alterações realizadas às leis vigentes à época da aquisição, bem como as incertezas acerca das decisões que serão proferidas pelas juízes das comarcas e instâncias cujos recursos da Companhia foram realizados, a Administração efetuou provisão para perda ao valor recuperável do FUNAC no montante total de R\$ 436.698 relacionada ao período compreendido entre abril de 2012 e janeiro de 2015, período para o qual a Companhia teve o direito de ressarcimento revogado pela alteração das Leis nº17.555/12 e 19.473/16.

A provisão para perdas mencionada acima gerou uma diferença tributária dedutível, logo, a Companhia reconheceu um montante de R\$ 148.477 de imposto de renda e contribuição social diferidos ativos sobre o total da perda registrada (vide nota explicativa 26).

### 12. Cauções e depósitos

	31.12.2019	31.12.2018
Cauções e depósitos - Trabalhistas	145.408	99.914
Cauções e depósitos - Cíveis	27.239	56.999
Cauções e depósitos - Fiscais	35.520	34.870
Cauções e depósitos - Outros	994	-
	<b>209.161</b>	<b>191.783</b>



### 13. Imobilizado

Os bens registrados no imobilizado são de uso exclusivo da Administração na execução dos serviços da concessão e de acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, os mesmos são vinculados à concessão não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária, sem prévia e expressa autorização do órgão.

Ativo Imobilizado em Serviço	Valor Bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassificação (D)	Valor Bruto em 31.12.2019	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)+(D)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 31.12.2019	Valor Líquido em 31.12.2018	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
<b>Distribuição</b>	<b>10.181.254</b>	-	(7.815)	384.097	-	10.557.536	376.282	(5.805.499)	4.752.037	4.692.180	(2.463.416)	727.624	(1.735.792)
Terrenos	42.171	-	(284)	-	-	41.887	(284)	-	41.887	42.171	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Beneficiárias	144.914	-	-	4.245	-	149.159	4.245	(92.675)	56.484	55.741	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	9.915.861	-	(6.082)	379.816	-	10.289.595	373.734	(5.666.834)	4.622.761	4.558.423	(2.463.416)	727.624	(1.735.792)
Veículos	8.537	-	(1.058)	-	-	7.479	(1.058)	(5.170)	2.309	3.172	-	-	-
Móveis e Utensílios	69.771	-	(391)	36	-	69.416	(355)	(40.820)	28.596	32.673	-	-	-
<b>Administração</b>	<b>187.692</b>	-	(912)	4.686	(519)	190.947	3.255	(136.177)	54.770	55.437	(5.810)	4.969	(841)
Terrenos	11.555	-	-	-	-	11.555	-	-	11.555	11.555	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Beneficiárias	48.507	-	(912)	-	-	47.595	(912)	(26.000)	21.595	22.845	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	26.145	-	-	627	(519)	26.253	108	(20.423)	5.830	6.056	(5.810)	4.969	(841)
Veículos	2.245	-	-	-	-	2.245	-	(1.944)	301	360	-	-	-
Móveis e Utensílios	99.240	-	-	4.059	-	103.299	4.059	(87.810)	15.489	14.621	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>10.368.946</b>	-	(8.727)	388.783	(519)	10.748.483	379.537	(5.941.676)	4.806.807	4.747.617	(2.469.226)	732.593	(1.736.633)
Ativo Imobilizado em Curso	Valor Bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reclassificação (D)	Valor Bruto em 31.12.2019	Adições Líquidas = (A)+(B)+(C)+(D)	Depreciação Acum.	Valor Líquido em 31.12.2019	Valor Líquido em 31.12.2018	Obrigações Especiais Brutas	Amortização Acum.	Obrigações Especiais Líquidas
<b>Distribuição</b>	<b>640.692</b>	<b>853.384</b>	-	(384.097)	(18.975)	1.091.004	469.287	-	1.091.004	640.692	(89.030)	-	(89.030)
Máquinas e Equipamentos	509.411	718.313	-	(379.816)	2.249	850.157	338.497	-	850.157	509.411	(89.030)	-	(89.030)
Outros	131.281	135.071	-	(4.281)	(21.224)	240.847	130.790	-	240.847	131.281	-	-	-
<b>Administração</b>	<b>10.601</b>	<b>7.016</b>	-	(4.686)	18.975	31.906	2.330	-	31.906	10.601	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	(3.490)	2.305	-	(627)	5.192	3.380	1.678	-	3.380	(3.490)	-	-	-
Outros	14.091	4.711	-	(4.059)	13.783	28.526	652	-	28.526	14.091	-	-	-
<b>Subtotal</b>	<b>651.293</b>	<b>860.400</b>	-	(388.783)	-	1.122.910	471.617	-	1.122.910	651.293	(89.030)	-	(89.030)
<b>Total do Ativo Imobilizado</b>	<b>11.020.239</b>	<b>860.400</b>	<b>(8.727)</b>	<b>-</b>	<b>(519)</b>	<b>11.871.393</b>	<b>851.154</b>	<b>(5.941.676)</b>	<b>5.929.717</b>	<b>5.398.910</b>	<b>(2.558.256)</b>	<b>732.593</b>	<b>(1.825.663)</b>



A composição da conta máquinas e equipamentos da atividade de distribuição é como segue:

Descrição	Valor Bruto em 31.12.2018	Baixas (B)	Transferências (C)	Valor Bruto em 31.12.2019	Adições Líquidas = (B)+(C)
<b>AIS Bruto</b>	<b>9.915.861</b>	<b>(6.082)</b>	<b>379.816</b>	<b>10.289.595</b>	<b>373.734</b>
Transformador de Distribuição	1.413.705	(2.864)	53.484	1.464.325	50.620
Medidor	581.768	-	71.152	652.920	71.152
Redes Baixa Tensão (< 23 kV)	1.533.932	-	-	1.533.932	-
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	3.163.964	(2.580)	173.063	3.334.447	170.483
Redes Alta Tensão (69 kV)	403.570	-	1.818	405.388	1.818
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	503.241	(205)	1.084	504.120	879
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	251.750	(2)	4.838	256.586	4.836
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	501.649	(131)	18.298	519.816	18.167
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	911.144	(127)	19.188	930.205	19.061
Demais Máquinas e Equipamentos	651.138	(173)	36.891	687.856	36.718
<b>Obrigações Especiais do AIS Bruto</b>	<b>(2.419.893)</b>	<b>4</b>	<b>(43.527)</b>	<b>(2.463.416)</b>	<b>(43.523)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(49.787)	-	-	(49.787)	-
Participação Financeira do Consumidor	(857.817)	4	(43.527)	(901.340)	(43.523)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(73.351)	-	-	(73.351)	-
Programa de Eficiência Energética - PEE	(412)	-	-	(412)	-
Pesquisa e Desenvolvimento	(20.225)	-	-	(20.225)	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(145.532)	-	-	(145.532)	-
Outros	(1.272.769)	-	-	(1.272.769)	-
Originadas da Receita	(1.272.769)	-	-	(1.272.769)	-
Outros	(1.272.769)	-	-	(1.272.769)	-

Ativo Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação (%)	31.12.2019			31.12.2018
		Valor Bruto	Depreciação Acumulada	Valor Líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
<b>Distribuição</b>		<b>10.557.536</b>	<b>(5.805.499)</b>	<b>4.752.037</b>	<b>4.692.180</b>
Custo Histórico	5,68%	5.043.126	(1.920.458)	3.122.668	2.932.377
Correção Monetária Especial		1.797.675	(1.393.472)	404.203	9.827
Correção Monetária Complementar	5,46%	205.558	(197.967)	7.591	-
Reavaliação	8,53%	3.511.177	(2.293.602)	1.217.575	1.749.976
<b>Administração</b>		<b>190.947</b>	<b>(136.177)</b>	<b>54.770</b>	<b>55.437</b>
Custo Histórico	8,68%	95.733	(56.007)	39.726	72.809
Correção Monetária Especial		40.292	(34.609)	5.683	-
Correção Monetária Complementar	7,56%	4.011	(3.948)	63	80
Reavaliação	8,91%	50.911	(41.613)	9.298	(17.452)
<b>Total do ativo imobilizado em serviço</b>		<b>10.748.483</b>	<b>(5.941.676)</b>	<b>4.806.807</b>	<b>4.747.617</b>
<b>Em Curso</b>					
Distribuição		1.091.004	-	1.091.004	640.692
Administração		31.906	-	31.906	10.601
<b>Total do ativo imobilizado em curso</b>		<b>1.122.910</b>	<b>-</b>	<b>1.122.910</b>	<b>651.293</b>
<b>Total do ativo imobilizado</b>		<b>11.871.393</b>	<b>(5.941.676)</b>	<b>5.929.717</b>	<b>5.398.910</b>

CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizados, é como segue:

Adições do Ativo Imobilizado em Curso	Material / Equipamentos	Serviços de Terceiros	Mão de Obra Própria	Outros Gastos	Total
Terrenos	-	-	-	7	7
Edificações, obras civis e benfeitorias	44	6.029	436	(118)	6.391
Máquinas e equipamentos	325.173	268.799	102.893	23.753	720.618
Móveis e utensílios	2.009	3.207	115	(437)	4.894
Transformação, fabricação e reparo de materiais	104	-	-	-	104
Material em depósito	92.360	-	-	-	92.360
Compras em andamento	17.050	-	-	-	17.050
Adiantamentos a fornecedores	18.976	-	-	-	18.976
<b>Total das Adições</b>	<b>455.716</b>	<b>278.035</b>	<b>103.444</b>	<b>23.205</b>	<b>860.400</b>

As principais taxas anuais de depreciação por macro atividade, de acordo com a Resolução ANEEL n° 674/2015, são as seguintes:

**Taxas anuais de depreciação (%)**

**Distribuição**

Barra de capacitores	5,00%
Chave de distribuição	3,33%
Condutor do sistema	2,70%
Estrutura do sistema	3,57%
Regulador de tensão	3,45%
Transformador	2,86%

**Administração central**

Equipamento geral	6,25%
-------------------	-------

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019 de 26 de fevereiro de 1957, os bens e instalações utilizados na distribuição de energia elétrica são vinculados a estes serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador. O ato normativo que regulamenta a desvinculação de bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concede autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à alienação, determinando que o produto das alienações seja depositado em conta bancária vinculada a sua aplicação.

As dez principais adições ao imobilizados em serviço no exercício foram:

Adições	
Descrição do bem	R\$
1. RELIGADOR ANT ATÉ 13,8KV ANT ATÉ 630A TRIF/TRIP EL	25.329
2. MED ELETRÔNICO ENERGIA ATIVA E REATIVA MONO/UNIP N	24.158
3. T/D AÉREO ANT ATÉ 13,8KV ANT ATÉ 380/220V ANT ATÉ	18.450
4. MED ELETRÔNICO ENERGIA TRIF/TRIP N/A S MÓD S MÓD	17.724
5. POSTE 10 m; 10,5 m	14.594
6. MED ELETRÔNICO ENERGIA MONO/UNIP N/A S MÓD S MÓD	10.182
7. T/D AÉREO ANT ATÉ 7,96KV ANT ATÉ 440/220V ANT ATÉ	10.043
8. COND CL TENSÃO <69KV ALUM ISOL-XLPE 3X1X70MM <sup>2</sup> +70MM	9.590
9. T/D AÉREO ANT ATÉ 15,0KV ANT ATÉ 380/220V ANT ATÉ	8.790
10. MED ELETRÔNICO ENERGIA BIF N/A S MÓD S MÓD	8.642

As dez principais baixas do imobilizados em serviço no exercício foram:

Baixas	
Descrição do bem	R\$
1. TRAFOS DIST AEREO 13,8kV 380/220V 45KVA TRIF CONV	(1.884)
2. UMA EDIFICACAO AGENCIA CENTRO AREA = 435 M2	(664)
3. CONDUTOR <69KV ALUMÍNIO? NU 2A WG MONOFµS/UNIPOLAR	(644)
4. TRAFOS DIST AEREO 13,8kV 380/220V 75KVA TRIF CONV	(630)
5. CONDUTOR <69KV ALUMINIO? NU 1/0 A WG MONOF/UNIP	(484)
6. MAT-42055/DO0807/LD-318/AREA519,5M2	(284)
7. CH SECCION 15kV 630A MONOF/UNIP?MANUAL?SECO	(261)
8. CAMINHAO C/GUIND FORD 9BFXK82F55B009593 NFK 5592	(213)
9. CAMINHAO C/GUIND FORD 9BFXK82F95B009600 NFK 5562	(213)
10. POSTE CIRCULAR CONCRETO 20 m 600 daN	(205)



#### 14. Ativo intangível

Intangível	Valor Bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Transferências (B)	Reclassificações (C)	Valor Bruto em 31.12.2019	Adições Líquidas = (A)+(B)-(C)	Amortização Acum.	Valor Líquido em 31.12.2019	Valor Líquido em 31.12.2018
<b>Ativo Intangível em Serviço</b>									
<b>Distribuição</b>	<b>43.373</b>	-	<b>1.891</b>	-	<b>45.264</b>	<b>1.891</b>	<b>(21.730)</b>	<b>23.534</b>	<b>22.045</b>
Servidões	21.219	-	-	-	21.219	-	-	21.219	21.219
Softwares	21.885	-	1.519	-	23.404	1.519	(21.730)	1.674	557
Outros	269	-	372	-	641	372	-	641	269
<b>Administração</b>	<b>116.422</b>	-	<b>38.744</b>	<b>518</b>	<b>155.684</b>	<b>39.262</b>	<b>(94.414)</b>	<b>61.270</b>	<b>34.435</b>
Softwares	115.973	-	38.744	518	155.235	39.262	(94.414)	60.821	33.986
Outros	449	-	-	-	449	-	-	449	449
<b>Subtotal</b>	<b>159.795</b>	-	<b>40.635</b>	<b>518</b>	<b>200.948</b>	<b>41.153</b>	<b>(116.144)</b>	<b>84.804</b>	<b>56.480</b>
<b>Ativo Intangível em Curso</b>									
<b>Distribuição</b>	<b>22.066</b>	<b>3.459</b>	<b>(1.891)</b>	-	<b>23.634</b>	<b>1.568</b>	-	<b>23.634</b>	<b>22.066</b>
Servidões	680	1	-	-	681	1	-	681	680
Softwares	21.325	3.085	(1.518)	-	22.892	1.567	-	22.892	21.325
Outros	61	373	(373)	-	61	-	-	61	61
<b>Administração</b>	<b>19.522</b>	<b>55.064</b>	<b>(38.744)</b>	-	<b>35.842</b>	<b>16.320</b>	-	<b>35.842</b>	<b>19.522</b>
Softwares	19.524	54.586	(38.746)	-	35.364	15.840	-	35.364	19.524
Outros	(2)	478	2	-	478	480	-	478	(2)
<b>Subtotal</b>	<b>41.588</b>	<b>58.523</b>	<b>(40.635)</b>	-	<b>59.476</b>	<b>17.888</b>	-	<b>59.476</b>	<b>41.588</b>
<b>Total do Ativo Intangível</b>	<b>201.383</b>	<b>58.523</b>	-	<b>518</b>	<b>260.424</b>	<b>59.041</b>	<b>(116.144)</b>	<b>144.280</b>	<b>98.068</b>

Ativo Intangível	Taxas anuais médias de depreciação (%)	31.12.2019			31.12.2018
		Valor Bruto	Amortização Acumulada	Valor líquido	Valor líquido
<b>Em serviço</b>					
Distribuição		<b>45.264</b>	<b>(21.730)</b>	<b>23.534</b>	<b>22.045</b>
Custo Histórico	20,00%	26.506	(15.829)	10.677	11.339
Correção Monetária Especial	20,00%	2.232	(4)	2.228	617
Correção Monetária Complementar	20,00%	598	-	598	-
Reavaliação	20,00%	15.928	(5.897)	10.031	10.089
Administração		<b>155.684</b>	<b>(94.414)</b>	<b>61.270</b>	<b>34.435</b>
Custo Histórico	20,00%	127.301	(67.412)	59.889	32.722
Correção Monetária Especial		3.016	(2.849)	167	23
Correção Monetária Complementar		11	-	11	-
Reavaliação	20,00%	25.356	(24.153)	1.203	1.690
<b>Total do ativo intangível em serviço</b>		<b>200.948</b>	<b>(116.144)</b>	<b>84.804</b>	<b>56.480</b>
<b>Em Curso</b>					
Distribuição		23.633	-	<b>23.633</b>	22.065
Administração		35.843	-	<b>35.843</b>	19.523
<b>Total do ativo intangível em curso</b>		<b>59.476</b>	-	<b>59.476</b>	<b>41.588</b>
<b>Total do ativo intangível</b>		<b>260.424</b>	<b>(116.144)</b>	<b>144.280</b>	<b>98.068</b>

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



### 15. Fornecedores e outras contas a pagar

	31.12.2019		31.12.2018	
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante
Suprimento de energia elétrica				
Compra de energia	519.633	-	275.495	-
Compra de energia - Itaipú	116.024	628.466	276.711	754.159
Encargo de uso da rede	60.823	-	57.471	-
Partes relacionadas (nota 19)	42.033	-	16.752	-
Materiais e serviços	427.884	-	288.247	19.450
<b>Total</b>	<b>1.166.397</b>	<b>628.466</b>	<b>914.676</b>	<b>773.609</b>

Em 31 de dezembro de 2019, o valor registrado no passivo não circulante de R\$628.466 é referente ao Termo de Confissão e Repactuação da Dívida do Repasse de Energia de ITAIPU- ECF 3286/2016, celebrado entre a Companhia e a Eletrobrás, assinado em 17 de junho de 2016 e referente ao saldo remanescente de Itaipu de US\$ 334.936 na data base 30 de outubro de 2015, ao dólar RS2,6929 do Contrato ECF 3002/2012. A dívida vem sendo corrigida pela taxa Selic calculada pro rata die sobre o saldo devedor desde 30 de outubro de 2015. O mesmo está sendo pago em 120 meses, sendo os primeiros 24 meses apenas os juros remuneratórios e os 96 meses seguintes será pago o principal e juros remuneratórios calculados pela taxa Selic sobre o saldo devedor.

### 16. Empréstimos e financiamentos

A seguir, demonstra-se a composição dos empréstimos e financiamentos:

	31.12.2019			31.12.2018		
	Encargo	Circulante	Não circulante	Encargo	Circulante	Não circulante
Moeda estrangeira:						
ITAU 4131 CELG - CE 0720L401	-	-	-	5.901	-	293.013
ITAU 4131 CELG - CE 0820L401	-	-	-	5.392	-	368.619
ITAU 4131 CELG - CE 0221L401	-	-	-	2.100	-	118.062
ITAU 4131 CELG V	-	-	-	-	-	159.890
CITI 4131 CELG I	3.266	-	584.930	-	-	-
SCOTIA 4331	1.572	-	195.409	-	-	-
BNP 4131	1.217	202.725	-	-	-	-
SCOTIA 4131 II	496	193.203	-	-	-	-
<b>Total moeda estrangeira</b>	<b>6.551</b>	<b>395.928</b>	<b>780.339</b>	<b>13.393</b>	<b>-</b>	<b>939.584</b>
Eletrobrás_ECF - 232/2008	-	2.862	8.725	-	2.862	12.031
FIDC Série A	621	54.247	140.137	905	54.247	194.384
FIDC Série B	468	32.124	82.987	575	31.246	111.964
Custos de Transação a Amortizar FIDC	-	(8.537)	-	-	(5.037)	(5.883)
Cotas Subordinadas FIDC	-	-	(59.456)	-	-	(55.185)
FIDC - Provisão para pagamento	-	(9.376)	-	-	(10.015)	-
Celg de Participações S/A	283	11.168	74.633	288	10.457	85.801
Nota Promissória 1º Emissão	-	-	-	9.803	200.000	-
NP Custos de Transação a Amortizar	-	-	-	-	(246)	-
BNDES CG 2018	622	19.281	81.081	648	-	100.323
CCB Alfa	-	-	-	77	130.000	-
3º NP ITAU	6.449	870.000	-	-	-	-
CUSTOS DE TRANSAÇÃO - 3º NP Itau	-	(1.288)	-	-	-	-
<b>Total moeda nacional</b>	<b>8.443</b>	<b>970.481</b>	<b>328.107</b>	<b>12.296</b>	<b>413.514</b>	<b>443.435</b>
<b>Total de empréstimos e financiamentos</b>	<b>14.994</b>	<b>1.366.409</b>	<b>1.108.446</b>	<b>25.689</b>	<b>413.514</b>	<b>1.383.019</b>
Resultado das operações de Swap	6.632	10.714	(29.489)	6.174	(494)	(131.040)
<b>Total de empréstimos e financiamentos</b>	<b>21.626</b>	<b>1.377.123</b>	<b>1.078.957</b>	<b>31.863</b>	<b>413.020</b>	<b>1.251.979</b>

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



A seguir, demonstra-se a movimentação dos empréstimos e financiamentos:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2018	425.810	443.435	13.393	939.584	1.822.222
Captações	1.323.127	-	403.250	750.000	2.476.377
Variação cambial	-	-	(7.347)	91.795	84.448
Variação monetária	6.469	-	-	-	6.469
Encargos provisionados	66.277	-	59.217	-	125.494
Transferências	115.328	(115.328)	1.001.040	(1.001.040)	-
Amortizações	(889.323)	-	(997.060)	-	(1.886.383)
Encargos pagos	(70.104)	-	(70.014)	-	(140.118)
Constituição de custo de transação	(1.523)	-	-	-	(1.523)
Apropriação custo de transação	2.863	-	-	-	2.863
Saldos em 31 de dezembro de 2019	978.924	328.107	402.479	780.339	2.489.849

A seguir são apresentados detalhes dos empréstimos e financiamentos:

	Início	Vencimento	Tipo de Amortização	Encargos Financeiros	Garantias
<b>Empréstimos</b>					
ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401 (a)	05/07/2017	06/07/2020	Bullet	USD + 4,05% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401 (a)	22/08/2017	21/08/2020	Bullet	USD + 4,02% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
ITAÚ 4131 CELG - CE 0221L401 (a)	15/02/2018	17/02/2021	Bullet	USD + 4,64% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
ITAÚ 4131 CELG V (a)	31/07/2018	07/01/2020	Bullet	USD + 5,30% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
FIDC Série A (b)	22/07/2015	14/07/2023	Mensal	100% CDI + 3% a.a.	Recebíveis
FIDC Série B (b)	22/07/2015	14/07/2023	Mensal	100% IPCA + 9,7% a.a.	Recebíveis
CITI 4131 CELG I (f)	24/01/2019	29/01/2021	Bullet	USD + Libor + 0,96% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
SCOTIABANK 4131 CELG (g)	27/08/2019	29/08/2022	Bullet	USD + 1,95% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
BNP 4131 CELG (i)	07/10/2019	29/06/2020	Bullet	USD + 2,64% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
SCOTIABANK 4131 II CELG (g)	13/11/2019	18/11/2020	Bullet	USD + 2,15% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
<b>Financiamentos</b>					
Eletrobrás_ECF - 232/2008 (c)	11/04/2018	30/06/2024	Mensal	107,5% CDI	N/A
Celg de Participações S/A (d)	03/05/2018	15/06/2023	Mensal	100% IPCA + 5,34%	AVALISTA : ENEL BRASIL
BNDES CG 2018 (e)	03/05/2018	15/06/2023	Mensal	100% IPCA + 5,34% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL
Nota Promissória 3ª Emissão (h)	08/11/2019	07/11/2020	Bullet	100% CDI + 0,70% a.a.	AVALISTA : ENEL BRASIL

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

31.12.2019					
2021	2022	2023	2024	Após 2024	Total não Circulante
714.506	325.795	79.049	12.128	(23.032)	1.108.446



Na sequência características dos principais empréstimos supracitados:

**a) Empréstimos em moeda estrangeira - ITAÚ BBA**

Empréstimo na modalidade de captação externa (Lei nº 4.131) não vinculado à operação de trade financeiro, para cobertura de necessidade de Capital de Giro da companhia. Para mitigar risco da operação de empréstimo à variação cambial e taxa de juros foi contratado operação simultânea de swap, anulando o efeito da variação cambial e taxa de juros do contrato por valores em reais. O cumprimento deste contrato tem como garantia Cessão fiduciária do SWAP e Aval da Enel Brasil S.A. Em 08 de novembro de 2019 a Companhia realizou o pré-pagamento de todas as operações com o Itaú (R\$ 800.000) aproveitando uma oportunidade de mercado com a contratação da 3ª Emissão de Notas Promissórias (R\$ 870.000) à um custo menor (vide item h).

**b) FIDC CELG D – Fundo De Investimento Em Direito Creditórios**

Foi aprovado em março de 2015, por meio da ATA 386ª Reunião do Conselho de Administração da Celg Distribuição S.A. - CELG D, a conversão da dívida representada por debêntures, no valor de R\$ 290 milhões, emitidas sob a coordenação do Banco Credit Suisse, em emissão de quotas de Fundo de Investimento em Direitos Creditórios – FIDC e a tomada de crédito adicional, no montante de 200 milhões também por meio de FIDC.

Em julho de 2015 iniciou-se o CELG DISTRIBUIÇÃO – FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS inscrito no CNPJ/MF sob nº. 21.161.619/0001-58, constituído sob forma de Condomínio Fechado, ou seja, as quotas só serão resgatadas no término do prazo de duração do fundo conforme art. 2º item VI Inst. CVM 356. O Fundo é administrado pela Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários S.A., como coordenador líder, o Banco de Investimento Credit Suisse (Brasil) S.A e como cedente a CELG DISTRIBUIÇÃO S.A – CELG D.

Pelos serviços de estruturação do Fundo, o Coordenador Líder fez jus as seguintes remunerações: Comissão de Estruturação e Distribuição equivalente a 1,7% incidente sobre o “Montante Mínimo” e 1,0% incidente sobre o “Montante Adicional”; Comissão pela Garantia Firme do Volume Mínimo e Comissão pela Garantia Firme do Volume Adicional que foram pagas pelo cedente na data da emissão, conforme estabelecido no “1º(Primeiro) Instrumento de Aditamento ao Contrato de Distribuição Pública com esforços restritos de colocação, sob regime de Garantia Firme de colocação, de Quotas Seniores de Fundo de Investimentos em Direitos Creditórios Nº CSBR20141000102(Aditamento Nº CSBRA20150400397)”.

O prazo de duração do Fundo iniciou-se na data de emissão das quotas Seniores e encerrar-se-á no prazo de 96(noventa e seis) meses, sendo 23(vinte e três) meses de carência e 73(setenta e três) meses, com amortizações mensais. As cotas Seniores estão divididas em série A e série B.

As Quotas Seniores Série A e da Série B da CELG DISTRIBUIÇÃO - FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS da CELG D tem como valor inicial de emissão R\$ 100.000 e foram registradas no 1ºOfício do Registro de Títulos e Documentos do estado de Rio de Janeiro, sob o nº 1869807, em 03/07/2015.

Os recursos captados na ordem de R\$ 490.000 foram reconhecidos contabilmente como empréstimo e a obrigação está registrada no Passivo.



**FIDIC – provisão para pagamento**

Mensalmente é provisionado o pagamento de amortização e juros do FIDC Série A e B, pois as retenções são feitas na conta corrente que recebe as transferências de arrecadação (Credit Suisse) definido em contrato. Os valores são conciliados no mês seguinte, estornando a provisão.

**FIDIC - Cotas subordinadas**

Conforme Contrato de Promessa de Subscrição e Integralização de Quotas Subordinadas da CELG DISTRIBUIÇÃO - FUNDO DE INVESTIMENTO EM DIREITOS CREDITÓRIOS, o Administrador aprovou a realização de 150 quotas Subordinadas, a serem Subscritas e Integralizadas exclusivamente pelo cedente perfazendo um total de R\$ 15.000. Estas cotas terão como valor inicial de emissão de R\$ 100 (cem mil) e estão classificadas no passivo não circulante, como redutora do total a pagar do Fundo.

**FIDIC - Custos de transação a amortizar**

Os custos de transação incorridos na captação de recursos, são contabilizados, conforme o CPC 08, como redutor do valor justo inicialmente reconhecido do instrumento financeiro emitido para evidenciação do valor líquido recebido.

**c) ECF – 17/2004, ECF 149/2006 e ECF 232/2008**

Referem-se a três contratos de empréstimos e financiamentos concedidos pela Eletrobrás no período de 2004 a 2008 a fim de promover melhoria das condições socioeconômicas das áreas rurais, através de projetos de eletrificação rural, remanescendo em 31 de dezembro de 2018 somente o ECF 232.

**d) Celg Participações S/A**

Mútuo financeiro de reestruturação de dívida. O cumprimento deste contrato tem como garantia a vinculação de receita própria.

**e) BNDES CG 2018**

Empréstimo com vencimento em junho de 2023, na modalidade de capital de giro destinado ao apoio financeiro e utilizados para cobrir custos operacionais.

**f) Empréstimos em moeda estrangeira - Citi 4131**

Empréstimo na modalidade de captação externa (Lei nº 4131) não vinculado à operação de trade financeiro, para cobertura de necessidade de Capital de Giro da companhia. Para mitigar risco da operação de empréstimo à variação cambial e taxa de juros foi contratado operação simultânea de swap, anulando o efeito da variação cambial e taxa de juros do contrato por valores em reais. O cumprimento deste contrato tem como garantia o Aval da Enel Brasil S.A.



**g) Empréstimos em moeda estrangeira – Scotia 4131 e Scotia 4131 II**

Empréstimo na modalidade de captação externa (Lei nº 4131) não vinculado à operação de trade financeiro, para cobertura de necessidade de Capital de Giro da companhia. Para mitigar risco da operação de empréstimo à variação cambial e taxa de juros foi contratado operação simultânea de swap, anulando o efeito da variação cambial e taxa de juros do contrato por valores em reais. O cumprimento deste contrato tem como garantia o Aval da Enel Brasil S.A.

**h) Nota Promissória 3º Emissão**

Foi liberado em 08 de novembro de 2019 a 3ª emissão de Notas Promissórias nos termos da Instrução CVM 476 com objetivo de cobertura de capital de giro da empresa a fim de realizar o pré-pagamento de todos os contratos com o banco Itaú, no valor de R\$870.000 em 100% do seu total de distribuição pública, e com um custo menor do que as operações pré-pagas (CDI + 0,70% a.a.).

**i) Empréstimos em moeda estrangeira – BNP 4131**

Empréstimo na modalidade de captação externa (Lei nº 4131) não vinculado à operação de trade financeiro, para cobertura de necessidade de Capital de Giro da companhia. Para mitigar risco da operação de empréstimo à variação cambial e taxa de juros foi contratado operação simultânea de swap, anulando o efeito da variação cambial e taxa de juros do contrato por valores em reais. O cumprimento deste contrato tem como garantia o Aval da Enel Brasil S.A.

**17. Obrigações fiscais**

Descrição	31.12.2019	31.12.2018
Imposto de renda - IRPJ e contribuição social - CSLL (a)	-	20.356
Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços - ICMS	89.098	93.685
Contribuição para financiamento da seguridade social - COFINS	37.270	45.805
Programa de integração social - PIS	8.096	9.891
Imposto sobre serviços - ISS	9.389	6.474
Outros	18.910	20.196
<b>Total</b>	<b>162.763</b>	<b>196.407</b>

a) Não há saldo a pagar de IR/CS em dezembro de 2019, devido à queda no lucro fiscal da Companhia no último trimestre. Ao longo do ano foram realizadas antecipações de imposto de renda e contribuição social no montante de R\$98.621 (sendo R\$71.986 de IRPJ e R\$26.636 de CSLL). Dessa forma, a diferença líquida entre o lucro fiscal apurado em 31 de dezembro de 2019 e as antecipações realizadas ao longo do exercício, encontram-se registradas na Nota 10.



**18. Taxas regulamentares**

Descrição	31.12.2019		31.12.2018	
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante
Conta de desenvolvimento energético - CDE (a)	-	-	37.015	-
Programas de P&D e PEE	44.757	255.441	47.372	215.460
Encargos do consumidor - PROINFA	-	-	26.932	7.644
CCRBT	18.549	-	30.090	-
Outros	5.636	-	-	-
Total	<u>68.942</u>	<u>255.441</u>	<u>141.409</u>	<u>223.104</u>

**(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 exercício de vigência da cobrança do encargo CDE-ACR se encerrou no mês de agosto de 2019.



Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)

**19. Transações com partes relacionadas**

A Administração identificou como partes relacionadas à Companhia: seus controladores, administradores e demais membros do pessoal-chave da Administração e seus familiares, conforme definições contidas no Pronunciamento Técnico CPC 05 (R1) – Divulgações de partes relacionadas.

As principais operações realizadas podem ser resumidas como a seguir demonstrado:

Natureza da transação	Parte relacionada	Vigência	31.12.2019			31.12.2018			Receita (Despesa)	
			Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	Ativo circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	31.12.2019	31.12.2018
Benefícios pós emprego	Fundação CELG de seguros e previdência - ELETRA	Até o final da concessão		21.440	195.539	-	36.433	155.683	(12.018)	(14.743)
Agente de arrecadação e vendas em fatura de energia	ENEL X Brasil S.A.	Fevereiro de 2024	-	683	-	-	-	-	-	-
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 Brasil S.A.		530	22.826		1.130	10.749		(2.773)	(6.375)
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	Fevereiro de 2024	22	18		242	-			
Suprimento de energia - CCEAR	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	Até o final da concessão	893	-		704	-		8.777	7.247
	ENEL Green Power Parapanema		-	92		-	86		(1.063)	(1.035)
	ENEL Green Power Mourão		-	26		-	24		(302)	(290)
	ENEL Green Power Cabeça de Boi S.A.		-	150		-	-		(1.093)	-
	ENEL Green Power Fazenda S.A.		-	123		-	-		(731)	-
	Enel Green Power Volta Grande S.A.		-	738		-	-		(8.596)	-
	ENEL Green Power Salto do Apicás S.A.		-	235		-	687		(1.875)	-
	ENEL Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.		-	299		-	-		(1.803)	-
ENEL Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.	-	256		-	-		(2.022)	-		
Encargos de uso do sistema de transmissão	ENEL CIEN S.A.	Até o final da concessão	-	480		-	461		(4.150)	-
Compartilhamento de recursos humanos e infraestrutura entre as partes relacionadas, conforme DESPACHO N° 338, de 06 de fevereiro de 2019.	Enel Distribuição Ceará - COELCE	Fevereiro de 2024		2.233		1.226				
	Enel Green Power Participações Ltda		2.816	171		2.611				
	Enel Geração Fortaleza - CGTF		267	735		337	3.080			
	Enel Green Power Volta Grande S.A.		270	-		149				(8.898)
	Ampla Energia e Serviços S.A.		186	1.965		1.045				
	Enel SPA			319			380		(7)	(492)
	Enel Itália IT			5.075			950		(517)	(950)
	Enel Global Infrastructure and Networks SRL		59	576			335		(182)	(335)
	ENEL Distribuição São Paulo - ELETROPAULO		3.406	5.033						
	ENEL CIEN S.A.		464			893				(4.750)
			8.913	63.473	195.539	8.337	53.185	155.683	(28.355)	(30.621)



### 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, encontra-se disposta no quadro abaixo. 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)	5.092	8.893
Benefícios pós-emprego (previdência - contribuição definida)	6	19
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	(122)	790
Total	4.976	9.702

### 20. Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios

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	31.12.2019			
	Saldo Acumulado	Adições/ Reversões	Atualização Monetária	Pagamentos	Saldo Acumulado
Trabalhistas (a)	56.011	(3.701)	7.566	(3.289)	56.587
Cíveis (b)	52.940	26.653	10.491	(14.350)	75.734
Regulatórios (c)	70.330	34.029	2.889	(6.251)	100.997
FUNAC	1.140.154	(127.187)	71.909	(160.831)	924.045
Total	1.319.435	(70.206)	92.855	(184.721)	1.157.363

#### 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

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



**c) Riscos regulatórios**

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

As ações classificadas como risco provável e passíveis de mensuração são reconhecidas nas demonstrações contábeis na rubrica “Provisões para demandas Judiciais” em contrapartida no resultado. Em ato contínuo, considerando a criação do FUNAC, caso a contingência seja decorrente de fato gerador anterior à data de aquisição do controle acionário da Companhia pela Eletrobrás, considerando que o desembolso será ressarcido pelo Fundo, é reconhecido o mesmo valor como créditos especiais.

Em junho de 2019, a Companhia sofreu ação fiscalizadora da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, com o objetivo de verificar a prestação de serviço adequado quanto à qualidade do atendimento comercial. Tal fiscalização resultou no Auto de Infração n.º 0004/2019-AGR-SFE, que aplicou penalidade no valor de R\$ 62.115. A Companhia interpôs Recurso Administrativo em novembro de 2019, estando o processo em fase de análise do Conselho Regulador do órgão fiscalizador estadual, AGR, para posterior julgamento. Após essa etapa, será encaminhado ao órgão regulador federal, ANEEL, para análise e decisão final em âmbito administrativo. Em função de todas as atualizações necessárias e considerando o cenário de mitigação parcial das não conformidades, a Companhia procedeu atualização prévia da penalidade, provisionando o valor de R\$ 36.033.

**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	138.854	107.597
Cíveis (a)	1.970.515	1.867.643
Fiscais (b)	812.756	766.815
Juizados especiais	1.575	2.449
<b>Total</b>	<b>2.923.700</b>	<b>2.744.504</b>



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

**a) Cíveis**

A Companhia está envolvida em processos cíveis principalmente relacionados a (i) ação de improbidade administrativa; (ii) ação de execução de título extrajudicial oriundo de contrato de honorários advocatícios realizado com dispensa de licitação; (iii) confissão de dívida; (iv) ação de execução lastreada em prêmios não pagos de apólices de seguros.

**b) Fiscais**

**Temas federais**

Autos de infração referente ao período de 2000 a 2005 lavrados pela Receita Federal do Brasil por ter a Companhia deixado de incluir nas bases de cálculo do PIS e da COFINS os valores referentes ao ICMS. A Companhia segue discutindo o tema através de ação judicial com decisão favorável em segunda instância e no Superior Tribunal de Justiça. O valor envolvido nestes processos, atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 620.366 (R\$ 606.574 em 31 de dezembro de 2018).

**Temas estaduais**

No âmbito estadual, a Companhia discute o suposto creditamento indevido do ICMS em dois autos de infração que aguardam julgamento de primeira instância administrativa. O valor envolvido nestes processos, atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 16.823.

**Temas municipais**

No âmbito municipal, a Companhia discute ISS em execuções fiscais e autos de infração apresentados pelo Município de Goiânia, Anápolis, Mineiros e Águas Lindas de Goiás, no montante total de R\$ 141.330 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 133.869 em 31 de dezembro de 2018).

A Companhia, além dos processos antes mencionados, possui ainda outros de menor valor que envolvem temas de PIS, COFINS, ICMS e IPTU no valor total atualizado até 31 de dezembro de 2019 de R\$ 34.237 (R\$ 26.372 em 31 de dezembro de 2018).

**Contingências ativas**

**Exclusão do ICMS das bases de cálculo do PIS e da COFINS**

Em março de 2017 o STF decidiu 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 discute o tema em ação judicial desde 2003. Após decisão de conformidade com o precedente do STF dada pelo Tribunal Regional Federal da 1ª Região, a Companhia apresentou Embargos de Declaração para corrigir erro formal que que foi julgado precedente. Aguarda-se análise de admissibilidade do Recurso Extraordinário apresentado pela União Federal.



## **21. Obrigações com benefícios pós-emprego**

---

A Companhia é patrocinadora de fundo de pensão, administrado pela FUNDAÇÃO CELG DE SEGUROS E PREVIDÊNCIA - ELETRA, 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) Definição dos tipos de benefícios**

A CELG D, através da ELETRA, oferece aos seus empregados dois planos de benefícios, sendo o primeiro instituído originalmente na modalidade de Benefício Definido - BD (em fase de extinção) e outro, denominado Plano Misto de Benefícios, instituído a partir de setembro de 2000, na característica de Contribuição Definida - CD, durante o período de acumulação e de Benefício Definido na fase de pagamento.

A CELG D tem responsabilidade no plano original de Benefício Definido, pelos custos das variações atuariais respectivas, tanto na fase de acumulação quanto na fase de pagamento de benefícios. No Plano Misto, a responsabilidade da CELG D, na fase de acumulação, é variável em função das quotas de recolhimentos dos associados, todavia limitada a um máximo de 20% das remunerações mensais. Na fase de pagamento, após a transferência da reserva acumulada em conta coletiva para o beneficiário da renda vitalícia, a CELG D assume a responsabilidade apenas pela variação negativa das hipóteses de sobrevivência.

### **b) Cobertura do déficit técnico**

Para cobertura do déficit técnico relativo ao Plano de Benefício Definido, apurado até 31 de agosto de 2000, a CELG D celebrou instrumento de consolidação e parcelamento de débitos, sendo o saldo a pagar registrado no exigível da Companhia.

### **c) Descrição do plano de benefício definido**

Os benefícios deste plano, são concedidos a partir do SRB – Salário Real de Benefício, regulamentado e calculado com limites sobre a remuneração vigente do empregado na data da concessão e estão relacionados essencialmente à suplementação de aposentadoria.

### **d) Descrição do plano misto de benefícios**

O plano prevê a acumulação de reservas individualizadas, por recolhimento mensal de quotas pelos ativos e pela patrocinadora, com base compulsória de 2% sobre os salários, acrescidas de contribuições facultativas definidas pelos participantes em que a patrocinadora acompanha até o limite de 20% dos salários. Há ainda, contribuições extraordinárias do participante sem contrapartida da patrocinadora. O saldo de quotas acumulado na data de concessão do benefício é transformado em renda vitalícia. Os aportes patronais são mantidos em conta coletiva até a data da concessão, quando se transformam em nominativos aos beneficiários.

Os benefícios do plano estão relacionados essencialmente à suplementação de aposentadoria.



Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)

**e) Custo do patrocinador**

Política adotada para reconhecimento de perdas e ganhos atuariais:

De acordo com a divulgação dos resultados atuariais, efetuado por consultoria especializada, com base no CPC 33 (R1), o déficit atuarial apurado encontra-se suportado pelo contrato de confissão de dívidas firmado junto à ELETRA.

**Plano de assistência saúde**

A CELG D é uma das mantenedoras da caixa de assistência à saúde dos empregados da CELG – CELGMED, fundada em 1986, que opera plano privado de assistência à saúde classificada como autogestão, conforme art. 4º c/c art. 12, II da RN nº 137/2006, registrado junto a Agência Nacional de Saúde Suplementar - ANS sob o número 361461, como plano coletivo empresarial.

O Plano Básico de Assistência à Saúde dos Empregados da CELG, destina-se aos empregados ativos, inativos (aposentados) e pensionistas, bem como seus dependentes. A manutenção dos ex-empregados (aposentados) e pensionistas no Plano Básico de Assistência à Saúde é mediante ao pagamento da mensalidade integral, sem a participação da Companhia, ou seja, são auto patrocinados.

De acordo com o laudo atuarial o valor presente da obrigação de benefício definido, o custo do serviço corrente e custo do serviço passado, foram medidos utilizando o método de crédito unitário projetado.

	31.12.2019				
	Benefício Definido	Contribuição Definida	Plano Médico	FGTS	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2018	23.840	84.844	58.050	26.127	192.861
Custo do serviço corrente	-	12	-	1.444	1.456
Custos do serviço passado	-	-	-	(4.740)	(4.740)
Custo dos juros líquidos	2.012	5.983	5.312	1.994	15.301
Contribuições reais do empregador	(2.955)	(34.239)	-	(2.383)	(39.577)
Perdas (ganhos) sobre a obrigação atuarial	2.996	511	49.615	(699)	52.423
Outras movimentações	-	(745)	-	-	(745)
Saldos em 31 de dezembro de 2019	25.893	56.366	112.977	21.743	216.979
Circulante					21.440
Não Circulante					195.539

**Análise da obrigação atuarial:**

**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	700.832	590.645
Custo dos serviços correntes	1.457	1.761
Custo dos serviços passados	(4.740)	-
Custos dos juros	60.460	54.708
Perdas atuariais sobre a obrigação atuarial	151.122	106.619
Benefícios pagos pelo plano	(58.121)	(52.901)
Valor presente da obrigação atuarial ao final do exercício	851.010	700.832



**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	508.716	432.593
Retorno esperado dos ativos do plano	45.159	41.726
Contribuições do empregador	39.578	41.743
Benefícios pagos pelo plano	(58.121)	(52.901)
Ganhos atuariais sobre os ativos do plano	98.699	45.555
Valor justo dos ativos do plano ao final do exercício	<u>634.031</u>	<u>508.716</u>

**Conciliação do valor presente da obrigação e do valor dos ativos dos planos, com o passivo líquido reconhecido no balanço patrimonial**

	31.12.2019	31.12.2018
Valor presente das obrigações atuariais	851.010	700.832
Valor justo dos ativos	(634.031)	(508.716)
Outros	-	745
Passivo atuarial líquido registrado	<u>216.979</u>	<u>192.861</u>

**Despesa reconhecida nas demonstrações de resultado**

	31.12.2019	31.12.2018
Custo do serviço corrente bruto	1.457	1.761
Custos do serviço passado	(4.740)	-
Custo do serviço líquido	<u>(3.283)</u>	<u>1.761</u>
Juros sobre a obrigação atuarial	60.460	54.708
Rendimento esperado dos ativos no ano	(45.159)	(41.726)
Juros líquidos sobre o passivo	<u>15.301</u>	<u>12.982</u>
Total reconhecido na DRE	<u>12.018</u>	<u>14.743</u>

**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	508.849	80%	317.537	62%
Renda variável	61.319	10%	41.614	8%
Investimentos imobiliários	18.572	3%	69.024	14%
Outros	45.291	7%	80.541	16%
Total do valor justo dos ativos do plano	<u>634.031</u>	<u>100%</u>	<u>508.716</u>	<u>100%</u>

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



### **Valores totais reconhecidos em outros resultados abrangentes**

	31.12.2019	31.12.2018
Perda sobre as obrigações atuariais	151.122	106.619
Ganho sobre os ativos	(98.699)	(45.555)
Montante reconhecido no exercício em ORA	52.423	61.064

### **Premissas biométricas adotadas**

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

Principais Premissas Atuariais	Plano BD	Plano Misto	Plano Médico	Plano FGTS
Taxa de desconto	7,22%	7,22%	7,59%	6,96%
Taxa de crescimento salarial	0	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

### **Despesa esperada para o exercício de 2020**

	2020
Custo do serviço corrente	1.315
Custos dos juros	14.358
Total de despesas	15.673

### **Análise de sensibilidade**

	BD		MISTO		Plano Médico		FGTS	
	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)	(+0,50%)	(-0,50%)
<b>Taxa de Desconto</b>								
Impacto da obrigação do benefício definido	104.861	116.105	576.795	638.055	95.040	137.322	20.899	22.650
<b>Total da obrigação do benefício definido</b>	104.861	116.105	576.795	638.055	95.040	137.322	20.899	22.650



## 22. Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

A composição destas obrigações:

Obrigações Especiais	Depreciação - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Total
<b>Em serviço</b>		<b>(1.771.740)</b>	<b>(697.486)</b>	<b>(2.469.226)</b>
Participação da União, Estados e Municípios		(31.287)	-	(31.287)
Participação Financeira do Consumidor		(921.592)	-	(921.592)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		(74.489)	-	(74.489)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(363)	-	(363)
Pesquisa e Desenvolvimento		(23.956)	-	(23.956)
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		(144.406)	-	(144.406)
Outros		(575.647)	(697.486)	(1.273.133)
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>		<b>490.674</b>	<b>241.919</b>	<b>732.593</b>
Participação da União, Estados e Municípios	3,78%	12.317	-	12.317
Participação Financeira do Consumidor	3,78%	205.243	-	205.243
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,78%	24.563	-	24.563
Programa de Eficiência Energética - PEE	3,78%	290	-	290
Pesquisa e Desenvolvimento	3,78%	13.408	-	13.408
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	3,78%	40.560	-	40.560
Outros	3,78%	194.293	241.919	436.212
<b>Total</b>		<b>(1.281.066)</b>	<b>(455.567)</b>	<b>(1.736.633)</b>

Obrigações Especiais	Valor Bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Transferências (B)	Valor Bruto em 31.12.2019	Adições Líquidas = (A)+(B)	Valor Líquido em 31.12.2019	Valor Líquido em 31.12.2018
<b>Em serviço</b>	<b>(2.425.704)</b>	<b>4</b>	<b>(43.527)</b>	<b>(2.469.226)</b>	<b>(43.523)</b>	<b>(2.469.226)</b>	<b>(2.425.704)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(31.287)	-	-	(31.287)	-	(31.287)	(31.288)
Participação Financeira do Consumidor	(878.069)	4	(43.527)	(921.592)	(43.523)	(921.592)	(878.069)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(73.362)	-	(1.126)	(74.488)	(1.126)	(74.488)	(73.362)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(363)	-	-	(363)	-	(363)	(363)
Pesquisa e Desenvolvimento	(23.955)	-	-	(23.955)	-	(23.955)	(23.955)
Universalização do Serviço Púb. de Energia Elétrica	(145.533)	-	1.126	(144.407)	1.126	(144.407)	(145.533)
Outros	(1.273.134)	-	-	(1.273.134)	-	(1.273.134)	(1.273.134)
<b>(-) Amortização Acumulada - AIS</b>	<b>638.752</b>	<b>93.843</b>	<b>-</b>	<b>732.593</b>	<b>93.843</b>	<b>732.593</b>	<b>638.752</b>
Participação da União, Estados e Municípios	11.131	1.186	-	12.317	1.186	12.317	11.130
Participação Financeira do Consumidor	170.333	34.910	-	205.243	34.910	205.243	170.332
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	21.783	2.780	-	24.563	2.780	24.563	21.783
Programa de Eficiência Energética - PEE	276	14	-	290	14	290	277
Pesquisa e Desenvolvimento	12.641	767	-	13.408	767	13.408	12.642
Universalização do Serviço Púb. de Energia Elétrica	34.626	5.934	-	40.560	5.934	40.560	34.627
Outros	387.960	48.252	-	436.212	48.252	436.212	387.961
<b>Em curso</b>	<b>(94.084)</b>	<b>(38.474)</b>	<b>43.527</b>	<b>(89.030)</b>	<b>5.053</b>	<b>(89.030)</b>	<b>(94.084)</b>
Participação da União, Estados e Municípios	(211)	-	-	(211)	-	(211)	(212)
Participação Financeira do Consumidor	(38.525)	(36.748)	43.527	(31.746)	6.779	(31.746)	(38.525)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(492)	-	-	(492)	-	(492)	(492)
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	(24.062)	-	-	(24.062)	-	(24.062)	(24.062)
Pesquisa e Desenvolvimento	(2.522)	(1.726)	-	(4.248)	(1.726)	(4.248)	(2.522)
Outros	(28.271)	-	-	(28.271)	-	(28.271)	(28.271)
Excedente de reativos	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(28.271)	-	-	(28.271)	-	(28.271)	(28.271)
<b>Total</b>	<b>(1.881.036)</b>	<b>55.373</b>	<b>-</b>	<b>(1.825.663)</b>	<b>55.373</b>	<b>(1.825.663)</b>	<b>(1.881.036)</b>



## 23. Patrimônio líquido

### a) Capital social

O capital subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 5.075.679 representado por 255.286.739 ações ordinárias, sem valor nominal.

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018 a composição do capital social por acionistas era a seguinte:

31.12.2019 e 31.12.2018			
Acionista	Quantidade de ações ordinárias (em unidades)	% de Participação no capital	Milhares R\$
Enel Brasil S.A.	255.099.014	99,93	5.071.947
Outros	187.725	0,07	3.732
Total de ações em circulação	255.286.739	100,00	5.075.679

### b) Reserva de Capital

O montante de R\$ 3.507.653 foi constituído mediante a incorporação reversa da Enel Investimentos S.A.

### 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. Em virtude dos prejuízos acumulados pela Companhia, não está sendo constituída a reserva legal.

### d) Reserva de reavaliação regulatória

Em atendimento à Resolução Normativa ANEEL nº396, de 23 de fevereiro de 2010, a Companhia registrou a título de reavaliação regulatória compulsória, o montante decorrente da diferença entre o valor contábil e o VNR do ativo imobilizado e intangível em serviço, ajustado pela respectiva depreciação e amortização acumulada, oriundo da reavaliação regulatória compulsória efetuada, nos termos da legislação regulatória, em consonância a última revisão tarifária e dos ciclos seguintes, de acordo com a natureza do saldo de cada conta.

A realização é feita proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social sobre o lucro líquido.

### e) Outros resultados abrangentes

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



## 24. Receita operacional líquida

Receita Bruta	Nº Consumidores (*)		MWh Mil (*)		31.12.2019	31.12.2018
	31.12.2019	31.12.2018	31.12.2019	31.12.2018		
<b>Fornecimento - Faturado</b>	<b>3.014.425</b>	<b>2.930.135</b>	<b>11.330.902</b>	<b>11.169.835</b>	<b>8.486.002</b>	<b>7.603.954</b>
Residencial	2.583.323	2.504.162	5.074.720	4.755.523	4.093.316	3.525.768
Industrial	8.788	9.103	832.154	1.097.834	644.958	745.541
Comercial	208.179	209.028	2.293.325	2.189.878	1.916.666	1.691.542
Rural	192.054	186.721	1.540.828	1.424.958	806.729	695.127
Poder público	18.565	17.881	492.625	455.156	372.020	315.235
Iluminação pública	617	615	653.329	682.729	325.995	342.728
Serviço público	2.890	2.624	397.148	389.841	280.991	248.108
Suprimento - Agente de Distribuição	9	1	46.773	173.916	45.327	39.905
<b>Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado</b>					<b>209.355</b>	<b>218.067</b>
<b>Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado</b>	<b>299</b>	<b>226</b>	<b>3.028.796</b>	<b>2.722.998</b>	<b>403.253</b>	<b>237.448</b>
Consumidores Livres	299	226	3.028.796	2.722.998	403.253	237.448
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva	-	-	-	-	(455.334)	82.360
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução	-	-	-	-	9.925	-
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulatórios	-	-	-	-	191.040	3.877
Energia no MVE - Mecanismo de venda de excedente	-	-	-	-	142.696	-
Serviços cobráveis	-	-	-	-	135.161	146.924
Subvenção baixa renda	-	-	-	-	38.502	35.457
Subvenção de recursos da CDE	-	-	-	-	354.150	392.547
<b>Total</b>	<b>3.014.724</b>	<b>2.930.361</b>	<b>14.359.698</b>	<b>13.892.833</b>	<b>9.514.750</b>	<b>8.720.634</b>

(\*) Não auditado pelos auditores independentes

## 25. Pessoal e administradores

Despesa de pessoal	31.12.2019	31.12.2018
Remuneração	(127.328)	(146.697)
Encargos sociais	(63.746)	(53.685)
Provisão de férias e 13º salário	(15.759)	(22.134)
Plano de saúde	(496)	(2.934)
Previdência privada	(8.245)	(9.467)
Auxílio alimentação e outros benefícios	(29.487)	(17.540)
Participação nos resultados	(11.270)	(4.697)
Outros	(16.500)	(21.602)
(-) Transferências para intangível em curso	112.633	113.833
<b>Total</b>	<b>(160.198)</b>	<b>(164.923)</b>



## 26. Resultado financeiro

	31.12.2019	31.12.2018
<b><u>Receitas financeiras</u></b>		
Renda de aplicação financeira	7.371	6.734
Juros e atualização monetária sobre impontualidade de clientes	51.626	65.481
Multa por impontualidade de clientes	70.909	64.974
Variações monetárias diversas	7.888	9.522
Variação cambial de dívidas	62.968	53.176
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Variação cambial	147.362	201.772
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Juros	62.868	21.599
Variação monetária Parcela A e outros itens financeiros	46.586	11.181
Outras receitas financeiras, líquida	5.020	(13.660)
<b>Total</b>	<b>462.598</b>	<b>420.779</b>
<b><u>Despesas financeiras</u></b>		
Encargo de dívidas	(126.511)	(61.965)
Variação monetária de dívidas	(6.469)	(50.434)
Variação cambial de dívidas	(147.416)	(201.750)
Encargo de fundo de pensão	(15.301)	(12.982)
Atualização financeira s/ ressarcimento a terceiros	(25.541)	(750)
Custos pré-pagamento - Itaú	(11.811)	-
Variações monetárias diversas despesas	(56.108)	(63.964)
Correção P&D / PEE	(8.441)	(11.113)
IOF	(1.767)	(3.634)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Variação cambial	(62.968)	(53.680)
Instrumento financeiro derivativo - hedge/swap - Juros	(97.784)	(43.037)
Encargos obrigações com arrendamento	(1.975)	-
Atualização de provisão para processos judiciais e outros	(20.946)	(23.769)
Atualização financeira s/ renegociação de parcelamento	(15.000)	(14.621)
Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros	(13.409)	(4.059)
Atualizações de impostos	(20.481)	(1.837)
Outras despesas financeiras, líquida	(7.615)	(6.459)
<b>Total</b>	<b>(639.543)</b>	<b>(554.054)</b>
<b>Resultado financeiro</b>	<b>(176.945)</b>	<b>(133.275)</b>



## 27. 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 (prejuízo) antes do imposto de renda e contribuição social	(312.822)	(312.822)	391.554	391.554
Alíquota nominal dos tributos	15%	9%	15%	9%
Alíquota adicional sobre o valor excedente a R\$ 240/ano	10%	-	10%	-
	78.229	28.154	(97.864)	(35.240)
<b>Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo</b>				
Permanentes - despesas indedutíveis e multas	(7.690)	(2.806)	(3.040)	(2.364)
Incentivos fiscais e outros	1.724	-	2.026	752
Diferido Constatado ref. períodos anteriores	-	-	955.476	344.178
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b>72.263</b>	<b>25.348</b>	<b>856.598</b>	<b>307.326</b>
Imposto de renda e contribuição social correntes	(62.679)	(23.199)	(101.053)	(37.429)
Imposto de renda e contribuição social diferidos	134.942	48.547	957.651	344.755
<b>Total</b>	<b>72.263</b>	<b>25.348</b>	<b>856.598</b>	<b>307.326</b>

A seguir a composição dos tributos diferidos:

O imposto de renda e a contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias são demonstrados como segue:

	31.12.2019	31.12.2018
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	165.838	173.487
Provisão para riscos tributários, cíveis e trabalhistas	83.538	42.126
Provisão para ações judiciais e regulatórias	21.805	27.948
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC	148.477	-
Plano de pensão	42.566	24.742
Prejuízo fiscal e base negativa	964.761	1.002.237
Outros	25.206	23.919
Swap	1.443	(961)
Enel Investimentos (incorporação)	(407.223)	(422.986)
Reserva de reavaliação	(306.543)	(360.375)
	<b>739.868</b>	<b>510.137</b>



## 28. 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. Ambos os programas têm validade no período compreendido de 31 de outubro de 2019 a 31 de outubro de 2020.

As especificações por modalidade de risco, estão demonstradas a seguir:

Riscos	Importância segurada	Limite máximo de indenização
Risco operacional	R\$ 2.118.778	R\$ 4.441.236
Responsabilidade civil	N/A	R\$ 79.642

## 29. Objetivos e políticas para a gestão de risco financeiro

---

### Considerações gerais

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

### Fatores de risco

A linha de negócio principal da Companhia está concentrada na distribuição de energia elétrica em toda a área de concessão do Estado do Goiás. 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:

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

Adicionalmente, a Companhia tem o direito de interromper o fornecimento de energia caso o cliente deixe de realizar o pagamento de suas faturas, dentro de parâmetros e prazos definidos pela legislação e regulamentação específicas. A provisão esperada 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. A Administração considera bastante reduzido os riscos relativos aos créditos setoriais e indenizáveis, 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.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



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

Instrumentos financeiros derivativos	31.12.2019	31.12.2018
AAA	12.143	125.359
<b>Total Geral</b>	<b>12.143</b>	<b>125.359</b>

  

Caixa e equivalente de caixa	31.12.2019	31.12.2018
AA-	100.443	-
AAA	317.521	108.231
Não avaliado	20.817	3.037
<b>Total Geral</b>	<b>438.781</b>	<b>111.268</b>

### Risco de mercado (câmbio)

Este risco é proveniente da possibilidade de flutuações na taxa de câmbio, que possam acarretar em perdas para Companhia, como por exemplo, a valorização do dólar frente ao real, que aumentaria as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos indexados ao dólar. De forma a evitar este risco, todas as dívidas indexadas ao dólar da Companhia possuem contratos de swap (Dólar para Real CDI/Spread).

A Companhia eventualmente se utiliza de instrumentos derivativos com o propósito único de proteção (hedge) dos riscos de variação cambial e flutuação das taxas de juros e inflação, não possuindo, portanto, objetivos especulativos na utilização desses instrumentos. Os instrumentos de proteção utilizados são swaps de moeda (câmbio) ou taxas de juros e inflação 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.



### Risco de encargos de dívida

Este 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 95% da dívida total indexada a taxas variáveis (CDI, IPCA e Libor), conforme demonstrado abaixo.

Empréstimos, financiamentos, derivativos e obrigações por arrendamento	31.12.2019	%	31.12.2018	%
Taxa Fixa	132.282	5%	678.972	45%
CDI	2.112.887	85%	693.646	41%
IPCA	216.563	9%	244.756	14%
Libor	34.992	1%	79.487	0%
<b>Total</b>	<b>2.496.724</b>	<b>100%</b>	<b>1.696.861</b>	<b>100%</b>

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

### Risco de liquidez

A Companhia gerencia o risco de liquidez mantendo adequadas reservas, linhas de crédito bancárias para captação de recursos para capital de giro e para empréstimos e financiamentos que julgue adequados, por meio do monitoramento contínuo dos fluxos de caixa previstos e reais, e pela combinação dos perfis de vencimento dos ativos e passivos financeiros. A liquidez da Companhia é gerida por meio do monitoramento dos fluxos de caixa previstos e realizados com o objetivo de se precaver das possíveis necessidades de caixa no curto prazo. Com o intuito de assegurar a capacidade dos pagamentos de suas obrigações de maneira conservadora, a gestão de aplicações financeiras tem foco em instrumentos de curtíssimos prazos, prioritariamente com vencimentos diários, de modo a promover máxima liquidez.

Para manutenção da liquidez e atendimento das necessidades de caixa, a Companhia utiliza-se de linhas de crédito para capital de giro disponíveis por meio de contratos firmados com o Banco Bradesco no valor de R\$80.000 e Banco ABC Brasil no valor de R\$ 100.000, totalizando R\$180.000.

A estrutura de capital da Companhia é formada pelo endividamento líquido (empréstimos e financiamentos detalhados na nota 16, deduzidos pelo caixa e equivalentes de caixa) e pelo patrimônio líquido da Companhia.

O índice de endividamento em 31 de dezembro de 2019 é de 28% e em 31 de dezembro de 2018 de 24%.

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



As tabelas a seguir apresentam informações sobre os vencimentos futuros dos empréstimos e financiamentos e obrigações por arrendamento 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
<b>31 de dezembro de 2019</b>						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	1.707	8.001	432.071	281.604	41.058	764.441
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	18.871	19.991	1.027.578	927.627	(59.456)	1.934.611
Obrigações por arrendamento	1.101	2.296	10.221	5.400	-	19.018
	<b>21.679</b>	<b>30.288</b>	<b>1.469.870</b>	<b>1.214.631</b>	<b>(18.398)</b>	<b>2.718.070</b>
<b>31 de dezembro de 2018</b>						
Empréstimos e financiamentos pré-fixados	7.795	14.077	32.834	1.058.087	58.699	1.171.492
Empréstimos e financiamentos pós-fixados	140.314	21.257	298.031	410.143	-	869.745
	<b>148.109</b>	<b>35.334</b>	<b>330.865</b>	<b>1.468.230</b>	<b>58.699</b>	<b>2.041.237</b>

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

	Menos de um mês	De um a três meses	De três meses a um ano	De um a cinco anos	Total
<b>31 de dezembro de 2019</b>					
Swaps câmbio de juros	6.741	6.897	48.645	(947)	61.336
	<b>6.741</b>	<b>6.897</b>	<b>48.645</b>	<b>(947)</b>	<b>61.336</b>
<b>31 de dezembro de 2018</b>					
Swaps câmbio de juros	3.306	4.650	7.407	(114.164)	(98.801)
	<b>3.306</b>	<b>4.650</b>	<b>7.407</b>	<b>(114.164)</b>	<b>(98.801)</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:

Ativo	Categoria	Nível	31.12.2019		31.12.2018	
			Contábil	Valor justo	Contábil	Valor justo
Caixa e equivalente de caixa	Valor justo por meio de resultado	2	438.781	438.781	111.268	111.268
Consumidores e outras contas a receber	Empréstimos e recebíveis	2	1.308.006	1.308.006	1.338.187	1.338.187
Ativos financeiros setoriais	Empréstimos e recebíveis	2	457.990	457.990	1.228.615	1.228.615
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Empréstimos e recebíveis	2	30.339	30.339	138.882	138.882
<b>Passivo</b>						
Empréstimos e financiamentos em moeda nacional	Outros passivos financeiros	2	1.307.031	1.304.301	869.245	917.184
Empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira	Outros passivos financeiros	2	1.182.818	1.197.251	952.977	895.922
Passivos financeiros setoriais	Outros passivos financeiros	2	479.420	479.420	1.028.851	1.028.851
Instrumentos financeiros derivativos - Swap	Outros passivos financeiros	2	18.196	18.196	13.522	13.522
Fornecedores	Outros passivos financeiros	2	1.795.194	1.795.194	1.688.285	1.688.285



### **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.

### **Instrumentos financeiros derivativos**

Com finalidade de evitar riscos com variações cambiais, para as dívidas atreladas ao dólar (48% do total), a Companhia realizou operações de hedge por meio de contrato de swap, trocando libor+spread/spread + variação cambial por CDI + spread de forma a garantir que a companhia não fique exposta a possíveis variações do mercado.

Os ajustes a débito e a crédito dessas operações estão registrados nas demonstrações de resultados. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia apurou um resultado positivo não realizado na operação de swap no montante de R\$ 12.143 (resultado positivo no montante de R\$125.360 em 31 de dezembro 2018), e possui reconhecido o saldo das perdas com os instrumentos financeiros derivativos em outros resultados abrangentes no valor de R\$ 965 (saldo negativo no montante de R\$17.611 em 31 em de dezembro 2018).

## CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



Em 31 de dezembro de 2019 havia 4 (quatro) contratos de swap, sendo um contrato de dólar+libor+spread para CDI + spread e 3 contratos de contratos de dólar+spread para CDI+spread, conforme demonstrado abaixo:

Contraparte	Data dos contratos	Data de vencimento	Posição	Valores de referência	
				Moeda local	
				31.12.2019	31.12.2018
<b>Contratos de swaps:</b>					
ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401	05/07/2017	06/07/2020	USD 4,05% aa 116,15% CDI	-	37.969
ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401	22/08/2017	21/08/2020	USD 4,02% aa 115,80% CDI	-	62.374
ITAÚ 4131 CELG - CE 0221L401	09/02/2018	17/02/2021	USD 4,64% aa 100% CDI + 1,41% aa	-	17.952
ITAÚ 4131 CELG - CE 0720L401 PP	09/03/2018	07/01/2019	116,15% CDI BRL 7,55% aa	-	(51)
ITAÚ 4131 CELG - CE 0820L401 PP	09/03/2018	22/08/2018	115,80% CDI BRL 7,59% aa	-	308
ITAÚ 4131 CELG V	31/07/2018	07/01/2020	USD 5,30% aa 100% CDI + 1,40% aa	-	6.808
CITI 4131 CELG	24/01/2019	29/01/2021	Libor-03 + 0,96% aa CDI + 1,40% aa	32.586	-
SCOTIABANK 4131 CELG	27/08/2019	29/08/2022	USD 2,30% aa 100% CDI + 0,79% aa	(7.961)	-
BNP 4131 CELG	07/10/2019	29/06/2020	USD 2,64% aa 100% CDI + 0,31% aa	(4.515)	-
SCOTIABANK 4131 II CELG	13/11/2019	18/11/2020	USD 2,15% aa 100% CDI + 0,25% aa	(7.967)	-
			<b>Total</b>	<b>12.143</b>	<b>125.360</b>

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

Derivativos	Valor da curva	Valor de mercado	Diferença	Valor de referência (Notional)
Swap Fixo (USD) x DI 05/07/2017 Itaú	-	-	-	250.000
Swap Fixo (USD) x DI 22/08/2017 Itaú	-	-	-	300.000
Swap Fixo (USD) x DI 15/02/2018 Itaú	-	-	-	100.000
Swap Fixo (USD) x DI 31/07/2018 Itaú	-	-	-	150.000
Swap Libor x DI Citi 24/01/2019	32.623	32.586	37	550.000
Swap Fixo (USD) x DI 27/08/2019 Scotiabank	(7.148)	(7.961)	813	200.000
Swap Fixo (USD) x DI 07/10/2019 BNP	(2.325)	(4.515)	2.190	203.250
Swap Fixo (USD) x DI 13/11/2019 Scotiabank II	(7.457)	(7.967)	510	200.000
	<b>15.693</b>	<b>12.143</b>	<b>3.550</b>	<b>1.953.250</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 (anteriormente denominada BM&F Bovespa) na posição de 31 de dezembro de 2019.



### 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 a seguir análise de sensibilidade nas dívidas da Companhia estabelecida por meio da projeção das receitas (despesas) financeiras para os próximos 12 meses de acordo com a curva futura dos indicadores divulgada pela B3. 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 (Passivos)	Risco	Base	Cenários projetados - Dezembro 2020		
		31.12.2019	Provável	Adverso +25%	Remoto +50%
Caixa, equivalentes de caixa e TVMs	Redução do CDI	417.964	18.014	13.511	9.007
Instrumentos financeiros derivativos	Alta do CDI	(1.118.803)	(51.126)	(61.289)	(71.354)
Instrumentos financeiros derivativos	Alta da Libor	553.204	31.306	158.995	265.591
Instrumentos financeiros derivativos	Alta do Dólar	577.742	25.311	122.549	203.351
Empréstimos e financiamentos	Pre-fixado	(115.403)	(19.974)	(19.974)	(19.974)
Empréstimos e financiamentos	Alta do Dólar	(594.621)	(24.583)	(124.906)	(208.271)
Empréstimos e financiamentos	Alta do CDI	(994.084)	(47.298)	(56.186)	(64.991)
Empréstimos e financiamentos	Alta do IPCA	(216.563)	(20.147)	(21.171)	(22.191)
Empréstimos e financiamentos	Alta da Libor	(588.196)	(32.454)	(168.207)	(281.536)
			(120.951)	(156.679)	(190.368)

CDI (% em 31.12.2020) 4,85% 6,06% 7,28%

IPCA (% em 31.12.2020) 1,78% 2,23% 2,67%

Libor3M (% em 31.12.2020) 2,17% 2,71% 3,25%

Libor6M (% em 31.12.2020) 1,86% 2,33% 2,79%

### 30. Compromissos

Os compromissos relacionados aos contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$2.955.454 em 2020, R\$3.163.417 em 2021, R\$3.338.625 em 2022, R\$3.504.460 em 2023 e R\$69.061.333 após 2023, tendo seu prazo final em 2053.

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



### 31. Reajuste tarifário anual

A ANEEL, em reunião pública de sua Diretoria realizada em 22 de outubro de 2019, deliberou sobre o reajuste tarifário de 2019 da Companhia, aplicada nas tarifas a partir de 22 de outubro de 2019. Foi aprovado um reajuste percebido pelo consumidor de -3,90% composto por (i) reajuste econômico de -4,42%, sendo -5,18% de Parcela A e +0,76% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +6,25%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário de 5,73%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de -3,90%.

O índice é composto pelos seguintes itens:

<b>Reajuste Tarifário 2019</b>	
Encargos Setoriais	-6,42%
Energia Comprada	0,44%
Encargos de Transmissão	0,88%
Receita Irrecuperável	-0,07%
<b>Parcela A</b>	<b>-5,18%</b>
<b>Parcela B</b>	<b>0,76%</b>
<b>Reajuste Econômico</b>	<b>-4,42%</b>
CVA Total	4,88%
Outros Itens Financeiros da Parcela A	1,37%
<b>Reajuste Financeiro</b>	<b>6,25%</b>
<b>Índice de Reajuste Total</b>	<b>1,83%</b>
Componentes Financeiros do Processo Anterior	-5,73%
<b>Efeito para o consumidor</b>	<b>-3,90%</b>

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

- (i) **Parcela A:** Reajustada em -7,08%, representando -5,18% no reajuste econômico com os seguintes componentes:
- Encargos setoriais – redução de -29,77%, representando -6,42% no reajuste em função, principalmente, da quitação antecipada da CDE Conta ACR que impactou o reajuste em -5,12%;
  - Energia comprada – aumento de 1% decorrente, principalmente, da elevação dos contratos de energia nova no portfólio da empresa, principalmente por disponibilidade. As quotas de CCGFs, reajustadas nos termos da Resolução Homologatória nº 2.587/2019, também contribuíram para a elevação dos custos.
  - Encargos de Transmissão – aumento de 11,95% decorrente principalmente do aumento da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 0,88% no reposicionamento econômico.
  - Receitas Irrecuperáveis: redução de -12,13% em relação à tarifa anterior, com impacto de -0,07% nas tarifas, decorrente da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irrecuperáveis.

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



- (ii) **Parcela B:** aumento de 2,83%, representando uma participação de 0,76% no reajuste econômico, decorrente da variação acumulada, entre junho de 2018 e maio de 2019, do IPCA, de 2,89% e da aplicação do fator X
- (iii) **Fator X:** aplicado o valor de -0,68%, sendo composto por:
- Componente X-Pd ex post (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de 1,31%
  - Componente X-Q (qualidade do serviço) de -0,15%.
  - Componente X-T (trajetória de custos operacionais): de -1,84%
- (iv) **Componentes financeiros:** Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizam um montante de R\$ 371.935, dentre os quais destaca-se: R\$ 290.546 referente aos itens de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A ("CVA") em processamento, neutralidade de R\$-42.978, sobre contratação/exposição de energia de R\$ -32.347 e Previsão de Risco Hidrológico de R\$ 278.748.

O reajuste tarifário médio de -3,90% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, sendo -2,89% e -4,32% para alta e baixa tensão, respectivamente.



### 32. Conciliação do balanço patrimonial e da demonstração do resultado do exercício regulatório e societário

Abaixo estão sendo apresentados os ajustes necessários para conciliação das demonstrações societárias e regulatórias:

	Referência	31.12.2019			31.12.2018		
		Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
<b>Ativo</b>							
<b>Circulante</b>							
Caixa e equivalentes de caixa		438.781	-	438.781	111.268	-	111.268
Consumidores	32.1	1.272.143	(101.240)	1.170.903	1.269.147	(35.098)	1.234.049
Ativos financeiros setoriais	32.2	66.034	274.497	340.531	167.487	627.091	794.578
Subvenção CDE - desconto tarifário		24.302	-	24.302	53.705	-	53.705
Tributos a compensar		127.371	-	127.371	86.644	-	86.644
Serviço em Curso		150.745	-	150.745	97.145	-	97.145
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP		-	-	-	494	-	494
Créditos especiais		12.246	-	12.246	158.572	10.486	169.058
Outros ativos		123.383	-	123.383	126.483	33.494	159.977
<b>Total do ativo circulante</b>		<b>2.215.005</b>	<b>173.257</b>	<b>2.388.262</b>	<b>2.070.945</b>	<b>635.973</b>	<b>2.706.918</b>
<b>Não circulante</b>							
Consumidores e outras contas a receber	32.1	124.098	13.005	137.103	104.138	-	104.138
Ativos financeiros setoriais	32.2	-	117.459	117.459	32.277	401.760	434.037
Cauções e depósitos		209.161	-	209.161	191.783	-	191.783
Tributos a compensar		152.179	-	152.179	121.250	-	121.250
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP		30.339	-	30.339	138.388	-	138.388
Tributos diferidos	32.3	970.980	(231.112)	739.868	821.766	(311.629)	510.137
Ativo indenizável (concessão)	32.4	151.210	(151.210)	-	129.867	(129.867)	-
Imobilizado	32.5	93.898	5.835.819	5.929.717	57.111	5.341.799	5.398.910
Intangível	32.6	5.863.243	(5.718.963)	144.280	6.423.063	(6.324.995)	98.068
Ativo de contrato	32.5	1.082.502	(1.082.502)	-	-	-	-
Investimentos		1.075	(42)	1.033	1.073	(40)	1.033
Bens e atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	32.12	-	3.643.493	3.643.493	-	3.784.526	3.784.526
Créditos especiais		945.123	-	945.123	1.272.735	-	1.272.735
Outros ativos		-	-	-	18	-	18
<b>Total do ativo não circulante</b>		<b>9.623.808</b>	<b>2.425.947</b>	<b>12.049.755</b>	<b>9.293.469</b>	<b>2.761.554</b>	<b>12.055.023</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>11.838.813</b>	<b>2.599.204</b>	<b>14.438.017</b>	<b>11.364.414</b>	<b>3.397.527</b>	<b>14.761.941</b>
<b>Passivo</b>							
<b>Circulante</b>							
Fornecedores e outras contas a pagar	32.11	1.166.397	331	1.166.728	914.676	-	914.676
Empréstimos e financiamentos		1.381.403	-	1.381.403	439.203	-	439.203
Obrigações por amendamentos	32.11	13.618	(13.618)	-	-	-	-
Salários, Provisões e encargos sociais		37.973	-	37.973	41.243	-	41.243
Obrigações fiscais		162.763	-	162.763	196.407	-	196.407
Passivos financeiros setoriais	32.2	-	268.859	268.859	-	627.091	627.091
Obrigações com benefícios pós-emprego		21.440	-	21.440	37.179	-	37.179
Taxa regulamentares	32.2	63.306	5.636	68.942	141.409	-	141.409
Instrumentos financeiros derivativos - SWAP		17.346	-	17.346	6.174	-	6.174
Outros passivos		162.758	-	162.758	93.301	-	93.301
<b>Total do passivo circulante</b>		<b>3.027.004</b>	<b>261.208</b>	<b>3.288.212</b>	<b>1.869.592</b>	<b>627.091</b>	<b>2.496.683</b>
<b>Não circulante</b>							
Fornecedores e outras contas a pagar		628.466	-	628.466	773.609	-	773.609
Empréstimos e financiamentos		1.108.446	-	1.108.446	1.383.019	-	1.383.019
Obrigações por amendamentos	32.11	5.400	(5.400)	-	-	-	-
Instrumentos Financeiros derivativos - SWAP		850	-	850	7.348	-	7.348
Passivos financeiros setoriais	32.2	93.101	117.460	210.561	-	401.760	401.760
Obrigações com benefícios pós-emprego		195.539	-	195.539	155.682	-	155.682
Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios		1.157.363	-	1.157.363	1.319.435	-	1.319.435
Obrigações Vinculadas à Concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	32.7	-	1.825.663	1.825.663	-	1.881.036	1.881.036
Taxa regulamentares		255.441	-	255.441	223.104	-	223.104
Outros passivos		54.698	(841)	53.857	185.215	(919)	184.296
<b>Total do passivo não circulante</b>		<b>3.499.304</b>	<b>1.936.882</b>	<b>5.436.186</b>	<b>4.047.412</b>	<b>2.281.877</b>	<b>6.329.289</b>
<b>Patrimônio líquido</b>							
Capital social		5.075.679	-	5.075.679	5.075.679	-	5.075.679
Reservas de capital		3.507.653	-	3.507.653	3.507.653	-	3.507.653
Reservas de reavaliação	32.5 e 32.6	81.922	513.135	595.057	88.772	528.156	616.928
Outros resultados abrangentes		(2.799)	-	(2.799)	(2.163)	-	(2.163)
Prejuízos acumulados		(3.349.950)	(112.021)	(3.461.971)	(3.222.531)	(39.597)	(3.262.128)
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>5.312.505</b>	<b>401.114</b>	<b>5.713.619</b>	<b>5.447.410</b>	<b>488.559</b>	<b>5.935.969</b>
<b>Total do passivo e patrimônio líquido</b>		<b>11.838.813</b>	<b>2.599.204</b>	<b>14.438.017</b>	<b>11.364.414</b>	<b>3.397.527</b>	<b>14.761.941</b>

CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



Referência	31.12.2019			31.12.2018		
	Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
<b>Receita / ingresso</b>						
Fornecimento de energia elétrica	32.2	8.531.858	163.500	8.695.358	7.821.820	7.821.820
(-) DIC/FIC/DMIC/DICRI sobre TUSD Consumidores cativos e livres	32.8	(159.322)	159.322	-	(73.960)	73.960
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		403.253	-	403.253	237.448	237.448
Venda de Energia Excedente - MVE		142.696	-	142.696	-	-
Outras receitas		527.812	-	527.812	575.129	575.129
Ativos e passivos financeiros setoriais	32.2	(143.206)	(111.163)	(254.369)	86.237	86.237
Receita de construção	32.9.3	855.363	(855.363)	-	(673.392)	-
		<b>10.158.454</b>	<b>(643.704)</b>	<b>9.514.750</b>	<b>(932.066)</b>	<b>8.720.634</b>
<b>Deduções da receita bruta</b>						
<b>Tributos e encargos</b>						
ICMS		(2.367.982)	-	(2.367.982)	(2.137.213)	(2.137.213)
PIS		(162.138)	-	(162.138)	(149.648)	(149.648)
Cofins		(739.504)	-	(739.504)	(689.286)	(689.286)
ISS		(2.895)	-	(2.895)	(2.505)	(2.505)
Programa de eficiência energética - PEE		(26.284)	-	(26.284)	(23.739)	(23.739)
Conta de desenvolvimento energético - CDE		(803.120)	-	(803.120)	(892.641)	(892.641)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D		(26.284)	-	(26.284)	5.589	5.589
Taxa de fiscalização		(6.905)	-	(6.905)	(5.163)	(5.163)
Outros encargos	32.2	-	(52.336)	-	-	-
		<b>(4.135.110)</b>	<b>(52.336)</b>	<b>(4.187.446)</b>	<b>(3.894.606)</b>	<b>(3.894.606)</b>
		<b>6.023.345</b>	<b>(696.040)</b>	<b>5.327.305</b>	<b>(599.432)</b>	<b>4.826.028</b>
<b>Receita líquida / ingresso líquido</b>						
<b>Custos não gerenciáveis - parcela "A"</b>						
Energia elétrica comprada para revenda		(2.883.840)	-	(2.883.840)	(2.792.882)	(2.792.882)
Energia elétrica comprada para revenda - Proinfra		(120.628)	-	(120.628)	(113.297)	(113.297)
Encargos de transmissão, conexão e distribuição		(461.641)	-	(461.641)	(447.715)	(447.715)
		<b>(3.466.109)</b>	<b>-</b>	<b>(3.466.109)</b>	<b>(3.353.894)</b>	<b>(3.353.894)</b>
		<b>2.557.236</b>	<b>(696.040)</b>	<b>1.861.196</b>	<b>(599.432)</b>	<b>1.472.134</b>

Referência	31.12.2019			31.12.2018		
	Societário	Ajustes	Regulatório	Societário	Ajustes	Regulatório
		<b>2.557.236</b>	<b>(696.040)</b>	<b>1.861.196</b>	<b>(599.432)</b>	<b>1.472.134</b>
<b>Resultado antes dos custos gerenciáveis</b>						
<b>Custos gerenciáveis - Parcela "B"</b>						
Pessoal e administradores		(160.198)	-	(160.198)	(164.923)	(164.923)
Serviços de terceiros		(625.101)	-	(625.101)	(401.669)	(401.669)
Material		(29.572)	-	(29.572)	(27.794)	(27.794)
Arrendamentos e Aluguéis	32.11	6.102	(11.894)	(5.792)	(6.610)	(6.610)
Provisão créditos de liquidação duvidosa	32.1	(20.859)	(97.116)	(117.975)	(32.741)	3.729
Provisões para riscos tributários, cíveis e trabalhistas		(56.981)	-	(56.981)	(28.671)	(28.671)
Provisão para redução ao valor recuperável - FUNAC		(436.698)	-	(436.698)	-	-
Depreciação e Amortização	32.5 e 32.6	(334.884)	(53.099)	(387.983)	(333.051)	7.496
Receita de multa por impuntualidade de clientes	32.10	70.908	(70.908)	-	65.200	(65.200)
Indenizações DIC / FIC		-	-	-	(73.960)	(73.960)
Custo de construção	32.9.3	(855.363)	855.363	-	(673.392)	673.392
Outros custos operacionais	32.8	(26.948)	(152.709)	(179.657)	(35.317)	1.393
Outras receitas operacionais		2.885	-	2.885	147.344	(2.531)
		<b>(2.466.709)</b>	<b>469.637</b>	<b>(1.997.072)</b>	<b>(1.491.624)</b>	<b>544.319</b>
		<b>90.527</b>	<b>(226.403)</b>	<b>(135.877)</b>	<b>(55.113)</b>	<b>524.829</b>
<b>Resultado da atividade</b>						
<b>Resultado financeiro</b>						
Receitas financeiras	32.9.4 e 32.10	397.222	65.376	462.598	363.256	57.523
Despesas financeiras	32.11	(632.603)	(6.940)	(639.543)	(552.661)	(1.393)
		<b>(144.855)</b>	<b>(167.967)</b>	<b>(312.822)</b>	<b>1.017</b>	<b>391.554</b>
<b>Resultado antes dos impostos sobre o lucro</b>						
Imposto de renda	32.3	33.715	38.548	72.263	854.647	1.951
Contribuição social	32.3	11.471	13.877	25.348	306.667	659
		<b>(99.669)</b>	<b>(115.542)</b>	<b>(215.211)</b>	<b>3.627</b>	<b>1.555.478</b>
<b>Lucro líquido (prejuízo) do exercício</b>						



A seguir apresentamos a natureza e as devidas fundamentações dos ajustes apresentados no quadro acima:

### **32.1 Perda esperada com créditos de liquidações duvidosas**

A diferença de GAAP decorre de o fato do Regulador não ter acatado no balancete regulatório aos impactos da implementação do CPC 48 vigentes a partir de 01.01.2018, que resultou em mudanças nos critérios de mensuração da provisão para recuperação de ativos.

O cálculo da PCLD (Perdas para Créditos de Liquidação Duvidosa) no balancete regulatório toma por base as regras constantes no MCSE, que determinam o reconhecimento da provisão para cada morosidade de classe de consumo - tomando por base dados históricos, enquanto que para fins do CPC 48 a provisão considera dados históricos e expectativas futuras de perda, havendo uma análise individual ou coletiva para determinados perfis ou grupos de clientes.

### **32.2 Ativos e passivos financeiros setoriais**

Para fins regulatórios, de acordo com o MCSE, no balanço patrimonial a Conta de Compensação de Variação de Custos da “Parcela A” é constituída pelo valor de reposição dos custos da Parcela “A” ocorridos em períodos intercalares às datas de reajuste/revisão tarifária por natureza (CVA Energia, Custo de Itaipu, Proinfra, Rede Básica, Transporte Itaipu, ESS, CDE, CFURH e os demais ativos e passivos regulatórios), sendo a sua classificação contábil apresentada no ativo, quando CVA é credora, e no passivo, quando esta é devedora, bem como o resultado onde são feitas reclassificações para seguir a orientação da ANEEL e os efeitos se anulam na receita operacional. Para fins societários, a Companhia, com base no CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração reconhece o efeito líquido da CVA tanto em contas patrimoniais como no resultado do período, baseada no fundamento de que a sua realização ocorrerá pelo valor líquido total, independente da natureza.

Para fins de demonstrações de resultado, em decorrência da entrada em vigor do Despacho nº 4.356/17 que passou a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, o qual redefiniu os registros contábeis aprovados inicialmente no Ofício Circular nº 185/2015, retificado pelo Despacho de Encerramento nº 245/2016 relativos aos repasses recebidos/devidos à CCRBT. Na situação em que haja um repasse à CCRBT pela distribuidora será registrado como encargo do consumidor; na situação em que haja um repasse da CCRBT à concessionária será registrado um direito a receber da CCRBT em Doações, Contribuições e Subvenções Vinculadas ao Serviço Concedido. Vale ressaltar que apenas no societário, a Companhia reclassifica o efeito devedor ou credor da bandeira tarifária da CCRBT para a Parcela A.

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia registrava os efeitos da CCRBT da seguinte forma:

- No societário, o repasse recebido/devido à CCRBT, aprovado no Despacho, bem como a proveniente de bandeiras tarifárias, eram registrados como receita CVA, exceto, o valor correspondente a bandeira tarifária que vinha sendo registrado como fornecimento faturado.
- No regulatório, o repasse recebido/devido à CCRBT, aprovado no Despacho, bem como a proveniente de bandeiras tarifárias, eram registrados como receita CVA, exceto, o valor correspondente a bandeira tarifária que vinha sendo registrado como encargo ao consumidor.



### 32.3 Tributos diferidos

As diferenças de classificação contábil apresentadas no quadro de reconciliação das demonstrações contábeis societárias para as demonstrações contábeis regulatórias ocasionaram (i) estornos na constituição de tributos diferidos sobre resultado financeiro do ICPC-01, (ii) constituição do passivo diferido relativo à reavaliação regulatória; (iii) constituição de tributos diferidos sobre os efeitos decorrentes da constituição de PDD (tópico 32.1); e (iii) estornos dos tributos diferidos decorrentes da adoção do CPC 06 (R2) (tópico 32.11).

### 32.4 Ativo indenizável (concessão)

Para fins societários a Companhia reconhece a expectativa de direito incondicional de receber caixa (indenização) tomando por base o laudo de avaliação dos bens vinculados a concessão acrescido da atualização monetária dos saldos tomando por base a variação mensal do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA").

Estes lançamentos na contabilidade societária foram realizados em atendimento ao disposto na ICPC 01 – Contratos de Concessão ("ICPC 01"), mas que para fins de contabilidade regulatória tais práticas não são adotadas e desta forma, apresenta-se ajustes nesta conciliação de saldos contábeis societários e regulatórios.

O valor correspondente a parcela indenizável da concessão está classificada como imobilizado ou vinculado a concessão, diferentemente do societário que apresenta este montante como um ativo financeiro e não um ativo não monetário.

### 32.5 Imobilizado

#### Reavaliação compulsória

Os ajustes decorrem dos montantes realizados pela depreciação e baixa de ativos mensurados pelo Valor Novo de Reposição ("VNR") atribuído na reavaliação do ativo pelo Órgão Regulador (ANEEL), segundo a Resolução ANEEL nº 396/2009.

A reavaliação de ativos não é permitida para a contabilidade societária, desde a adoção da Lei no 11.638/2007 – conforme disposto no Ativo CPC 27 - Imobilizado. Desta forma, o ajuste decorre da divergência de práticas entre a contabilidade societária e regulatória.

#### Ativo de contrato

Nas demonstrações contábeis societárias, os investimentos que ainda estão em andamento encontram-se registrados na rubrica "ativo de contrato", em conformidade com os requerimentos do CPC 47 - Receita de contrato com cliente ("CPC 47"), onde os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo da ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessões, devem ser classificados como ativo de contrato 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 de contrato) para o intangível da concessão. Nas demonstrações contábeis regulatórias, estes montantes são reclassificados para a rubrica "imobilizado", visto que as práticas contábeis referentes ao CPC 47 não são adotadas para fins regulatórios.



### **Depreciação**

Os ajustes são decorrentes da realização mensal das cotas de depreciação dos ativos que tiveram reavaliação regulatória, quando das revisões tarifárias realizadas em 2013 e 2018.

### **32.6 Intangível**

#### **Reavaliação compulsória**

Os ajustes decorrem dos montantes realizados pela depreciação e baixa de ativos mensurados pelo Valor Novo de Reposição (“VNR”) atribuído na reavaliação do ativo pelo órgão regulador (ANEEL), segundo a Resolução ANEEL 396/2009.

A reavaliação de ativos não é permitida para a contabilidade societária, desde a adoção da Lei nº 11.638/2007 – conforme disposto no CPC 04 – Ativo Intangível. Desta forma, o ajuste decorre da divergência de práticas entre a contabilidade societária e regulatória.

#### **Amortização**

Os ajustes são decorrentes da realização mensal das cotas de amortização dos ativos que tiveram reavaliação regulatória, quando das revisões tarifárias realizadas 2013 e 2018.

### **32.7 Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica (“obrigações especiais”)**

As obrigações especiais são créditos especiais vinculados aos investimentos aplicados em ativos vinculados à concessão. As obrigações especiais são amortizadas conforme a taxa média de depreciação do grupo do ativo imobilizado da respectiva atividade em que tiverem sido aplicados os recursos. Nas demonstrações contábeis regulatórias societárias as obrigações especiais são classificadas como redutoras do ativo intangível em serviço. Já nas demonstrações contábeis regulatórias, com base no MCSE e ratificado através do despacho nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016 da ANEEL, é requerida a divulgação das obrigações especiais no passivo não circulante.

### **32.8 DIC, FIC, DMIC E DICRI**

O CPC 47, estabelece um novo modelo para reconhecimento de receitas originadas de contratos com clientes cujos valores devem refletir a contraprestação à qual a entidade espera ter direito em troca da transferência de bens e serviços a um cliente.

Após análise detalhada dessas receitas, a Companhia concluiu que as mesmas 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 ao cliente.



Com base nas análises realizadas, a Companhia concluiu que a adoção desse pronunciamento impactou as suas demonstrações contábeis societárias na classificação das penalidades de seus indicadores individuais de desempenho (DIC, FIC, DMIC e DICRI) que foram reclassificadas de despesa operacional para receita operacional (reduzindo a receita de TUSD).

Para fins de contabilidade regulatória, esta prática contábil não é adotada, permanecendo os critérios definidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Assim sendo, essa norma não impacta no resultado líquido do período, somente entre receita e despesa operacional, visto que na demonstração regulatória o DIC, FIC, DMIC e DICRI é contabilizado como despesa operacional.

### **32.9 Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)**

#### **32.9.1 Ativo financeiro**

Conforme comentado na Nota 32.4, no regulatório não é constituído o ativo financeiro da concessão estando este montante refletido no valor residual dos bens vinculados a concessão no imobilizado/intangível, enquanto que para fins do ICPC 01 este montante deve ser reclassificado para um ativo financeiro devido a sua natureza contábil de conversibilidade em caixa ao final da concessão (indenização).

#### **32.9.2 Ativo intangível**

Conforme comentado na Nota 32.6, no Regulatório os bens vinculados a concessão estão classificados no Imobilizado ou Intangível a depender da classificação do bem ser tangível ou intangível. Contudo, para fins de ICPC 01, os valores vinculados a concessão passam a ser considerados com um direito de cobrar dos clientes usuários do serviço de distribuição objeto do contrato de concessão ou do órgão regulador a remuneração do custo de construção e manutenção desses ativos

#### **32.9.3 Receita e custo de construção (resultado)**

Para fins societários, a Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica em atendimento ao CPC 17 (R1) - Contratos (serviços de construção ou melhoria). 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; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.

No que tange à contabilidade regulatória tal prática não foi recepcionada pela ANEEL, que não reconhece ser os custos do investimento, custo e receita de construção.



#### **32.9.4 Remuneração do ativo financeiro (resultado)**

A atualização monetária do ativo financeiro constituído no societário no valor de R\$ 5.533 (R\$7.677 em 2018), toma por base a variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo ("IPCA"). O critério de atualização monetária comentado seguiu as orientações da Resolução Normativa nº 686 de 23/11/2015, que dispõe que a base de remuneração dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, deverá ser atualizada pelo pela variação do IPCA, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária anual.

A contabilidade regulatória não recepcionou a nova classificação dos bens vinculados à concessão para o ativo pelo ICPC-01, e desta forma a remuneração deste ativo financeiro também não deve ser informação considerada no Regulatório.

#### **32.10 Multas por impontualidade de clientes**

Além disso, para fins das demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia apresenta as multas por impontualidade de clientes, conforme MCSE, como resultado financeiro. Para fins societários essas multas são registradas nos custos da Companhia, uma vez que estão relacionadas a atividade fim da concessão. O montante reclassificado entre resultado financeiro e custos gerenciáveis referente as multas por impontualidade de clientes em 2019 foi de R\$70.908 (R\$65.200 em 2018).

#### **32.11 Exclusão do efeito resultante da adoção inicial do CPC 06 (R2)**

Para fins das demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia não considera os efeitos resultantes da adoção inicial do CPC 06 (R2). Para fins societários, a Companhia adotou o CPC 06 (R2) com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2019, e não reapresentou as informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação de arrendamentos. As eventuais diferenças nos saldos contábeis de ativos de direito de uso e de obrigações por arrendamento resultantes da adoção inicial do CPC 06 (R2) foram desconsiderados nas demonstrações contábeis regulatórias.

#### **32.12 Bens e atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica**

Para fins de demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia apresenta na rubrica de bens e atividades não vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica, o montante relativo a incorporação reversa da Enel Investimentos S.A. na qual para fins societários é apresentado na rubrica de intangível.



### 33. Conciliação do lucro líquido societário e regulatório 2019 e 2018

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Lucro líquido (prejuízo) societário</b>	<b>(99.669)</b>	<b>1.551.851</b>
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória		
Adoção da PDD segundo os critérios do CPC 48	(97.117)	3.729
Tributos sobre a adoção do CPC 48	29.070	-
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(5.532)	(7.677)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis (ICPC 01)	1.880	2.610
Depreciação e amortização sobre a reavaliação regulatória compulsória	(65.184)	3.274
Tributos sobre a reserva de reavaliação regulatória compulsória	22.210	-
Ajustes ICPC 01 - Efeito bifurcação	(2.300)	1.691
Adoção dos arrendamentos segundo os critérios do CPC 06 (R2)	2.168	-
Tributos sobre arrendamentos - CPC 06 (R2)	(737)	-
<b>Lucro líquido (prejuízo) regulatório</b>	<b>(215.211)</b>	<b>1.555.478</b>

### 34. Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório 2019 e 2018

	31.12.2019	31.12.2018
<b>Patrimônio líquido societário</b>	<b>5.312.505</b>	<b>5.447.410</b>
<b>Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória</b>		
Adoção da PDD segundo os critérios do CPC 48	(88.234)	8.882
Tributos sobre a adoção do CPC 48	29.071	-
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	(57.026)	(51.493)
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis (ICPC 01)	4.897	3.016
Ajustes ICPC 01 - Efeito bifurcação	(2.161)	-
Tributo sobre ajuste ICPC 01 - Efeito bifurcação	-	-
Depreciação e amortização sobre a reavaliação regulatória compulsória	777.478	842.801
Tributo sobre reavaliação regulatória compulsória	(264.342)	(314.647)
Adoção dos arrendamentos segundo os critérios do CPC 06 (R2)	2.168	-
Tributos sobre arrendamentos - CPC 06 (R2)	(737)	-
<b>Patrimônio líquido regulatório</b>	<b>5.713.619</b>	<b>5.935.969</b>



### **35. Eventos subsequentes**

---

#### **Coronavírus (Covid-19) - Impactos econômico-financeiros**

##### **Pessoas e sociedade**

O Grupo Enel Brasil “(Grupo)” têm adotado o trabalho remoto há alguns anos. Conforme os efeitos da Covid-19 avançaram e tornaram-se pandêmicos, o Grupo decidiu estender o trabalho remoto para todos os dias úteis até dezembro de 2020 para todos os profissionais elegíveis.

Para os profissionais que realizam trabalhos operacionais, e, que suas atividades são imprescindíveis para a manutenção da prestação do serviço com a qualidade que sempre foi entregue, o Grupo providenciou e disponibilizou para cada profissional equipamentos de proteção individual, bem como comunicações e recomendações contínuas relacionadas a como evitar o contágio por Covid-19. Não obstante, o Grupo também estendeu o benefício de saúde, com apólices de seguro com cobertura adicional para os profissionais que eventualmente forem hospitalizados por decorrência de infecção por Covid-19.

O trabalho remoto tem propiciado novas possibilidades de comunicação e operação. A determinação dessa forma de trabalho se demonstrou eficiente e com a mesma qualidade ora atingida pelo trabalho em loco. Este resultado só foi possível pelos investimentos em digitalizações e sistemas realizados pelo Grupo no decorrer dos últimos anos. Essa nova realidade se tornou uma oportunidade para que o Grupo, colocassem em prática um plano antigo de expansão do trabalho remoto.

##### **Monitoramento e plano estratégico**

Durante o primeiro semestre de 2020, o Grupo realizou acompanhamento constante relacionados a estratégia e manutenção da qualidade dos serviços, bem como, a lucratividade de seus negócios. Esse monitoramento resultou em informações que puderam auxiliar a administração na tomada de decisões estratégicas, bem como, demonstraram que apesar de toda crise causada pela pandemia da Covid-19, nenhum dos negócios mantidos apresentaram indicativos de descontinuidade ou perda de seu valor.

O Grupo, adicionou indicadores de performance para cada área de negócio, o que tem proporcionado de forma tempestiva informações relacionadas às operações, transações e resultados operacionais, o alto nível de digitalização foi um fator imprescindível para a aplicação destes indicadores. Através destes indicadores, é possível, de forma confiável, monitorar o nível de operação de suas atividades, a qualidade do serviço prestado, bem como, se aplicável, eventuais reduções em atividades suportes em decorrência do trabalho remoto.

Para prevenir ou amenizar qualquer efeito negativo que possa, porventura, ser identificado em suas linhas de negócios, a administração do Grupo continuará a monitorar suas atividades, demandas, resultados operacionais e de suporte, para que possa, de forma tempestiva, tomar ações que previnam ou amenizem tais efeitos.



### **Medidas para o setor elétrico**

Como resposta à pandemia, a ANEEL adotou algumas medidas temporárias a fim de preservar a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica através da resolução normativa mencionada anteriormente. Dentre essas medidas, pode-se citar (i) a vedação temporária da suspensão de fornecimento por inadimplência de consumidores residenciais e de serviços essenciais, entre outras situações específicas, e (ii) a suspensão temporária de algumas exigências regulatórias, tais como a suspensão do atendimento presencial ao público e permissão de substituição de faturas impressas por eletrônicas, priorizando os meios digitais, os atendimentos de urgência/emergência e a manutenção do fornecimento de energia elétrica nas instalações, assim como os pedidos de ligação ou aumento de carga para locais de tratamento da população e os que não necessitem de obras para efetivação.

A ANEEL autorizou até 30 de junho de 2020 – período da pandemia – o diferimento dos reajustes tarifários, das distribuidoras que tinham reajuste tarifário no intervalo, permitindo, em contrapartida, que os pagamentos ao fundo da CDE fossem reduzidos, na mesma proporção da receita diferida. Os pagamentos do fundo CDE diferidos deverão ser repostos pelas referidas concessionárias durante o segundo semestre de 2020.

Como medida de reforço a liquidez financeira do setor de distribuição de energia elétrica, a ANEEL autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) a repassar às distribuidoras os recursos financeiros disponíveis no fundo de reserva para alívio futuro de encargos. O despacho ANEEL nº 986, de 07 de abril de 2020, determinou o repasse aos agentes de mercado. Sendo assim, a Companhia recebeu em 08 de abril de 2020 e 13 de maio de 2020, os montantes de R\$ 50.256 e R\$5.151, respectivamente. Tais montantes foram contabilizados como um passivo financeiro setorial e serão considerados no reajuste tarifário de 2020.

Adicionalmente, a Presidência da República editou medida provisória ampliando, por 3 (três) meses, os descontos da tarifa social para 100%, sendo tal subvenção custeada pelo tesouro nacional. Dessa forma, no dia 08 de abril de 2020, o Presidente da República, por meio da Medida Provisória (“MP”) nº 950, que vigorou de 01 de abril a 30 de junho de 2020 adotou algumas alterações temporárias à Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010, alterando o formato de desconto tarifário para os consumidores beneficiados pela categoria baixa renda, onde a parcela do consumo de energia elétrica inferior ou igual a 220 KWh/mês passou a ter um desconto de 100% e a parcela do consumo de energia elétrica superior a 220 KWh/mês não teve a incidência de qualquer desconto. De acordo com as homologações da ANEEL, a Companhia recebeu repasses relacionados ao desconto da classe baixa renda, no valor de R\$ 27.060, referente as competências abril e maio de 2020. Quanto a competência de junho, a Companhia tem expectativa de recebimento em julho de 2020.



### **CONTA-COVID**

O Decreto nº 10.350, de 18 de maio de 2020 autorizou a criação da CONTA-COVID, cuja gestão será da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). A criação dessa conta tem como objetivo minimizar os impactos da pandemia e proporcionar liquidez para as distribuidoras, protegendo a cadeia produtiva do setor elétrico através de recursos financeiros para cobrir déficits tarifários ou antecipar receitas (total ou parcialmente), referentes aos seguintes itens:

- Efeitos financeiros da sobrecontratação;
- Saldo em constituição da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA;
- Neutralidade dos encargos setoriais;
- Postergação até 30 de junho de 2020 dos resultados dos processos tarifários de distribuidoras de energia elétrica homologados até a mesma data;
- Saldo da CVA reconhecido e diferimentos reconhecidos ou revertidos no último processo tarifário, que não tenham sido totalmente amortizados; e
- Antecipação do ativo regulatório relativo à “Parcela B”, conforme o disposto em regulação da Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel.

A CONTA-COVID foi organizada para evitar reajustes maiores das tarifas de energia elétrica. Se não houvesse a proposta da CONTA-COVID, haveria um impacto para os consumidores nos próximos reajustes, com pagamento em 12 meses. Com a CONTA-COVID, esse impacto será diluído em um prazo total de 60 meses. A CONTA-COVID garante recursos financeiros necessários para compensar a perda de receita em decorrência da pandemia e protege o resto da cadeia produtiva do setor elétrico, ao permitir que as distribuidoras continuem honrando seus contratos.

A CONTA-COVID é regulamentada pela Resolução Normativa nº 885, de 23 de junho de 2020, e os recursos da conta, serão originados, por meio de “empréstimo setorial”, contraído de um conjunto de bancos. A CCEE foi designada como gestora da conta, centralizando a contratação das operações de empréstimos, e repassando os recursos para as distribuidoras. O credor responsável por contratar o agente fiduciário e garantidor de todo o recurso será a CCEE, que posteriormente fará o repasse para as distribuidoras, seguindo o teto estabelecido para cada distribuidora. A ANEEL homologará o montante dos recursos a serem repassados.

Em 03 de julho de 2020, a Companhia declarou os recursos financeiros requeridos da CONTA-COVID, no valor total de R\$ 530.357, e estima receber tais recursos durante o segundo semestre de 2020.

Os aumentos tarifários diferidos neste período, serão pagos pelos consumidores por meio de um encargo setorial que será pago em até 5 anos a partir de 2021. Esse encargo setorial será arrecadado pelas distribuidoras e repassado à CCEE. A CCEE, por sua vez, amortizará o empréstimo contraído junto ao sindicato de bancos credores do empréstimo setorial.

CELG Distribuição S.A. - CELG D

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias  
Em 31 de dezembro de 2019 e 2018  
(Em milhares de reais, exceto quando mencionado de outra forma)



**Preservação do equilíbrio econômico-financeiro da concessão**

A ANEEL, observando a Medida Provisória nº 950/2020, o Decreto nº 10.350/2020 e a cláusula sétima do contrato de concessão nº 162/1998, reconheceu que os fatos atuais causados pela pandemia, se incluem no âmbito das áreas administrativa e econômica. Assim, decidiu instaurar Consulta Pública, até 23 de agosto de 2020, para disciplinar os procedimentos a serem observados pelas concessionárias afetadas, em processo administrativo específico a ser avaliado pelo regulador, para demonstração do alcance e mensuração de seu direito ao reequilíbrio econômico-financeiro, conforme art. 15, § 1º, da Resolução Normativa nº 885, publicada no diário oficial em 23 de junho de 2020.

Goiânia, 28 de julho de 2020.

---

José Luis Salas Rincon  
Diretor Presidente

---

Renato Resende Paes  
Contador  
CRC 1SP308201/O-7