

Demonstrações Contábeis Regulatórias 2019

Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
Enel Distribuição São Paulo

ÍNDICE

Relatório da Administração regulatório	3
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis	19
Demonstrações contábeis regulatórias auditadas	
Balancos patrimoniais	23
Demonstrações dos resultados	25
Demonstrações dos resultados abrangentes	26
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	27
Demonstrações dos fluxos de caixa	28
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias	29
Declaração dos Diretores	129

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO REGULATÓRIO – 2019 **ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A**

Prezados Acionistas,

A Administração da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Enel Distribuição São Paulo", ou "Companhia"), em conformidade com as disposições legais e estatutárias, submete à apreciação o Relatório da Administração e as Demonstrações Contábeis da Companhia, acompanhadas do relatório dos auditores independentes sobre essas demonstrações, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

1

PERFIL

A Enel Distribuição São Paulo é uma Companhia de capital aberto e a maior distribuidora de energia elétrica do Brasil em volume de energia vendida¹, estando presente em 24 cidades da região metropolitana de São Paulo, incluindo a capital paulista, um dos principais centros econômico-financeiros do país.

A área de concessão, de 4.526 km², concentra o maior PIB nacional e a mais alta densidade demográfica do país, com 1.615² unidades consumidoras por km², o que corresponde a 9%³ do total de energia elétrica consumida no Brasil.

Para cumprir com excelência o desafio de atender aproximadamente 18 milhões de pessoas todos os dias, a Enel Distribuição São Paulo está permanentemente comprometida em prestar melhores serviços e de forma mais rápida. A Companhia está sempre preocupada em ouvir e entender seus clientes, mantendo um diálogo aberto com todos os seus públicos. A Enel Distribuição São Paulo é consciente da importância do seu papel no desenvolvimento do estado e do país.

Para atender a demanda de aproximadamente 7,3 milhões de unidades consumidoras, a Enel Distribuição São Paulo, que conta com 6.468 colaboradores próprios, dispõe de uma infraestrutura formada por 162 subestações e uma malha de distribuição e subtransmissão, cabos aéreos e subterrâneos de mais de 43 mil quilômetros, dos quais 1.830 km são linhas de subtransmissão e 42.005 km referem-se a redes de distribuição aérea e subterrânea.

2

CONTEXTO SETORIAL E AMBIENTE REGULATÓRIO

O setor elétrico brasileiro é regulado pela Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"), tem suas diretrizes estabelecidas pelo Ministério de Minas e Energia ("MME") e conta com a participação dos seguintes agentes institucionais: o Operador Nacional do Sistema ("ONS"), que tem a atribuição de coordenar e controlar a operação do Sistema Interligado Nacional ("SIN"); a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ("CCEE"), que é responsável pela contabilização e liquidação das transações no mercado de curto prazo e, sob delegação da ANEEL, realiza os leilões de energia elétrica; e a Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), que desenvolve os estudos e pesquisas para o planejamento do setor.

Elaborado com o objetivo de assegurar o fornecimento de energia elétrica e a modicidade tarifária, o marco deste modelo setorial foi a promulgação da Lei nº. 10.848/2004, que dispõe sobre a atuação dos agentes dos segmentos de geração, distribuição, transmissão e comercialização.

Distribuição Elétrica no Brasil

A Enel Distribuição São Paulo é uma concessionária de serviço público de distribuição de energia elétrica sujeita à regulamentação da ANEEL e do MME. A Companhia também está sujeita aos termos do seu contrato de concessão, que foi celebrado com a ANEEL em 15 de junho de 1998, concedendo-lhe o direito de distribuir energia na sua área de concessão até 15 de junho de 2028.

¹ Dados da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE, de dezembro de 2017;

² Dados internos de unidades faturadas, de dezembro de 2018;

³ Dados acumulados até dezembro de 2018, da Empresa de Pesquisa Energética – EPE.

A tarifa de energia elétrica (uso de rede e fornecimento), praticada pela Companhia na distribuição de energia a clientes finais, é determinada de acordo com o seu contrato de concessão e com a regulamentação estabelecida pela ANEEL. Ambos estabelecem um teto para a tarifa e preveem ajustes anuais (reajuste tarifário), periódicos (a cada quatro anos) e extraordinários (quando há observância de um significativo desequilíbrio econômico-financeiro). Nos ajustes das tarifas de energia elétrica, a ANEEL divide os custos de distribuição entre (i) custos não gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela A) e (ii) custos gerenciáveis pela distribuidora (chamados Parcela B).

Na Parcela A estão inclusos, entre outros, o custo de energia comprada para revenda, os encargos setoriais, e os custos referentes aos encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

Os custos da Parcela B compreendem, entre outros, o retorno sobre os investimentos relacionados à concessão, considerados na Base de Remuneração Regulatória ("BRR") da Companhia, os custos e depreciação regulatória, e os custos de operação e manutenção do sistema de distribuição.

Nos reajustes tarifários anuais, os custos da Parcela A são repassados aos clientes e os custos da Parcela B são corrigidos de acordo com o índice IGP-M ajustado pelo Fator X.

Na revisão tarifária, todos os custos da Parcela B são recalculados, sendo também definidos dois componentes do Fator X (XPd e Xt). O Fator X, aplicado nos reajustes anuais e nas revisões tarifárias, é resultado da somatória dos seguintes componentes:

- I. XPd – componente de produtividade: consiste nos ganhos de produtividade da distribuidora no período histórico analisado, ajustado pela variação observada no mercado e nas unidades consumidoras;
- II. Xt – componente de trajetória de custos operacionais: objetiva ajustar os custos operacionais observados ao custo operacional eficiente;
- III. XQ – componente de qualidade: mede a qualidade dos serviços técnicos e comerciais prestados por cada distribuidora aos seus consumidores. Estabelecido e revisado no decorrer do ciclo, nos reajustes tarifários anuais.

A data de aniversário dos reajustes anuais e revisões tarifárias da Enel Distribuição São Paulo é 4 de julho.

5º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica

Em 02 de julho de 2019, a ANEEL deliberou sobre os resultados da revisão tarifária periódica de 2019, com aplicação a partir de 04 de julho de 2019. Foi aprovado o índice de reposicionamento de +12,79% composto por: (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário, no valor de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de +7,03%, conforme detalhado na tabela ao lado.

Composição		
Parcela A	Encargos Setoriais	-4,58%
	Energia Comprada	1,67%
	Encargos de Transmissão	1,33%
	Parcela A	-1,57%
Parcela B		3,29%
Reajuste Econômico		1,72%
CVA Total		10,47%
Outros Itens Financeiros da Parcela A		0,60%
Reajuste Financeiro		11,07%
Reajuste Total		12,79%
Componentes Financeiros do Processo Anterior		-5,75%
Efeito para o Consumidor		7,03%

Por fim, vale destacar que foram definidos os componentes do Fator X que serão deduzidos da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia: (i) Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia; (ii) Componente X-T (trajetória dos custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B representará um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual.

Níveis de Tensão	Efeito Médio
Alta Tensão	8,46%
Baixa Tensão	6,48%
Efeito Médio	7,03%

Fora estes efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta revisão foi apurado em -1,03%.

O reajuste tarifário médio de +7,03% (efeito médio a ser percebido pelos consumidores) apresenta variações para diversos níveis de tensão, conforme detalhado ao lado.

Bandeiras Tarifárias

Composto por quatro modalidades (verde, amarela e vermelha - patamar 1 e patamar 2), o sistema de bandeiras tarifárias estabelece adicionais às tarifas de modo a refletir a variação dos custos da geração de energia, conforme demonstrado a seguir:

- Bandeira verde: a tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: acréscimo de R\$ 13,43/MWh;
- Bandeira vermelha: Patamar 1: acréscimo de R\$ 41,69/MWh, Patamar 2: acréscimo de R\$ 62,43/MWh

Em maio de 2018, um novo critério de acionamento das bandeiras tarifárias entrou em vigor, decorrente da audiência pública nº 061/17, que discutiu a revisão da metodologia das bandeiras e dos valores de suas faixas de acionamento

As bandeiras tarifárias que vigoraram até dezembro de 2019, reflexo das condições hidrológicas, 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 patamar da Bandeira Tarifária, definido pela CCEE

PRINCIPAIS INDICADORES

DESTAQUES NO PERÍODO

	2020	2019	Var. %
Volume de Energia - Venda e Transporte (GWh)	10.670	11.173	-4,5%
Receita Bruta (R\$ mil)	22.851.177	22.016.906	3,8%
Receita Líquida (R\$ mil)	13.738.237	13.135.640	4,6%
EBITDA (R\$ mil)	1.784.241	707.630	152,1%
Margem EBITDA (%)	13,0%	5,4%	+8,2 p.p.
Margem EBITDA ex-Receita de Construção (%)	13,0%	5,4%	+8,4 p.p.
EBIT (R\$ mil)	1.153.238	145.505	692,6%
Margem EBIT (%)	8,4%	1,1%	+10,6 p.p.
Lucro (Prejuízo) Líquido (R\$ mil)	491.907	(519.391)	-194,7%
Margem Líquida (%)	3,6%	-4,0%	+8,8 p.p.
Margem Líquida ex-Receita de Construção (%)	3,6%	-4,0%	+9,3 p.p.
CAPEX (R\$ mil)	201.288	220.336	-8,6%
DEC - horas (12 meses)	5,69	7,86	-27,6%
FEC - vezes (12 meses)	3,21	4,53	-29,1%
Índice de Arrecadação (YTD)	96,85%	99,97%	-3,1 p.p.
Perdas de Energia (12 meses)	9,77%	9,47%	0,3 p.p.
Nº de Consumidores (1)	7.363.447	7.245.012	1,6%
Nº de Colaboradores Próprios (2)	6.326	6.827	-7,3%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	418	499	-16,2%
PMSO (3) /Consumidor	224,2	279,1	-19,7%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	288	324	-10,9%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	25.537	22.395	14,0%

(1) Unidades Faturadas | (2) Número total excluindo menores aprendizes, estagiários e conselheiros | (3) PMSO: Pessoal, Material, Serviços e Outros

4 DESEMPENHO OPERACIONAL / COMERCIAL

Satisfação do Cliente

Para garantir a satisfação de seus clientes, a Enel Distribuição São Paulo realiza pesquisas, em parceria com a ABRADEE, que avaliam os processos da Companhia. A tabela a seguir apresenta a evolução do índice de satisfação da Companhia para 2018 e 2019. Em 2019, a Enel Distribuição São Paulo atingiu 69,7% no Índice de Satisfação de Qualidade Percebida pelos clientes residenciais ("ISQP").

Índice de desempenho	2019	2018
Índice de Satisfação de Clientes	69,7%	73,3%

Mercado de Energia

NÚMERO DE CONSUMIDORES

	2019	2018	Var. %
Mercado Cativo	7.313.528	7.229.420	1,2%
Residencial	6.858.422	6.781.509	1,1%
Industrial	25.968	26.073	-0,4%
Comercial	408.622	402.502	1,5%
Rural	566	562	0,7%
Setor Público	19.950	18.774	6,3%
Clientes Livres	1.572	1.324	18,7%
Industrial	465	409	13,7%
Comercial	1.058	869	21,7%
Setor Público	42	39	7,7%
Cias Energéticas	7	7	0,0%
Total - Número de Consumidores (faturados)	7.315.100	7.230.744	1,2%

Venda de Energia na Área de Concessão⁴

No ano, o mercado total teve aumento de 1,0% em relação ao ano de 2018, totalizando 43.286 GWh. Ajustado pela diferença de dias de faturamento (0,8 dias registrados em 2019, o equivalente a 34 GWh), o mercado total teria um aumento de 0,9% no período.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA (GWh)

	2019	2018	Var. %
Mercado Cativo	32.289	32.230	0,2%
Clientes Livres	10.997	10.647	3,3%
Total - Venda e Transporte de Energia	43.286	42.877	1,0%

Mercado Cativo

Em 2019, o mercado cativo totalizou 32.289 GWh, um aumento de 0,2% comparado a 2018. Ajustando-se os efeitos: (i) migrações do ACR para o ACL, com impacto negativo de 480 GWh; (ii) dias de faturamento a mais em 2019, com impacto positivo de 31 GWh; e (iii) retorno de clientes ao ACR, com impacto positivo de 30 GWh; o mercado cativo teria aumento de 0,1%.

VENDA E TRANSPORTE DE ENERGIA NO MERCADO CATIVO (GWh)

	2019	2018	Var. %
Residencial	16.330	16.187	0,9%
Industrial	2.894	3.123	-7,3%
Comercial	10.584	10.410	1,7%
Rural	32	31	3,4%
Setor Público	2.448	2.479	-1,2%
Total - Venda de Energia no Mercado Cativo	32.289	32.230	0,2%

Clientes Livres

Em 2019, o mercado livre somou 10.997 GWh, um aumento de 3,3% em relação a 2018. O impacto líquido entre migrações ao ACL e retornos ao ACR foi um acréscimo de 450 GWh nesse mercado que, se descontados, refletem em queda de 0,9% no período.

TRANSPORTE DE ENERGIA PARA OS CLIENTES LIVRES (GWh)

	2019	2018	Var. % (2)
Industrial	5.261	5.323	-1,2%
Comercial	4.111	3.821	7,6%
Setor Público (3)	1.626	1.504	8,1%
Total - Transporte de Energia para os Clientes Livres	10.997	10.647	3,3%

⁴ Não Inclui Consumo Próprio

Compra de Energia

FONTES DE COMPRA DE ENERGIA (GWh)

	2019	2018	Var. % (2)
Itaipu	8.597	8.740	-1,6%
Leilão (1)	28.893	28.068	2,9%
Angra 1 e 2	1.609	1.631	-1,3%
Proinfa	797	819	-2,7%
Total - Compra de Energia	39.897	39.258	1,6%

(1) Inclui Leilão CCEAR, Compra CCEE e Quotas de garantia física

Indicadores Operacionais

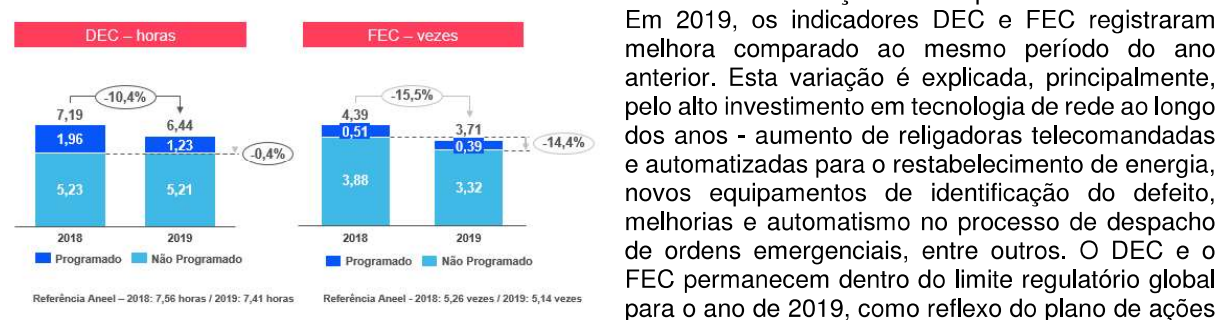
INDICADORES OPERACIONAIS E DE PRODUTIVIDADE

	2019	2018	Var. %
DEC - horas (12 meses)	6,44	7,19	-10,4%
FEC - vezes (12 meses)	3,71	4,39	-15,5%
Perdas de Energia (12 meses) (%)	9,6%	9,5%	0,9%
Índice de Arrecadação (YTD) (%)	100,6%	100,3%	0,4%
MWh/Colaboradores Próprios e Terceiros	1.816	1.894	-4,1%
Consumidor/Colaboradores Próprios e Terceiros	307	319	-3,9%
PMSO (1) / Consumidor	192,7	259,8	-25,8%
Número Total de Colaboradores - Próprios e Terceiros	23.835	22.639	5,3%

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

Qualidade do Fornecimento

Os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) medem a qualidade do fornecimento de energia do sistema de distribuição da Companhia.



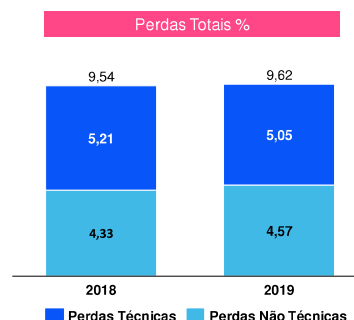
Em 2019, os indicadores DEC e FEC registraram melhora comparado ao mesmo período do ano anterior. Esta variação é explicada, principalmente, pelo alto investimento em tecnologia de rede ao longo dos anos - aumento de religadoras telecomandadas e automatizadas para o restabelecimento de energia, novos equipamentos de identificação do defeito, melhorias e automatismo no processo de despacho de ordens emergenciais, entre outros. O DEC e o FEC permanecem dentro do limite regulatório global para o ano de 2019, como reflexo do plano de ações

implementado pela Companhia.

Disciplina de Mercado (Perdas)⁵

As perdas totais apuradas nos últimos 12 meses foram de 9,62%⁶, sendo divididas entre perdas técnicas (5,05%) e não técnicas (4,57%). Em comparação a 2018, as perdas totais apresentaram aumento de 0,08 p.p, decorrente do empréstimo de equipes de perdas para auxílio no atendimento de ocorrências de emergência.

A Companhia tem intensificado suas ações de combate às perdas comerciais para os segmentos de baixa renda com o programa de mapeamento e cadastramento na Tarifa Social de Energia Elétrica das famílias que possuem o perfil de renda previsto na atual legislação. Em 2019, aproximadamente 446,4 mil clientes foram beneficiados com este programa, contra 494,7 mil em 2018.



Referência Anel 2018 e 2019: 9,35%

Arrecadação

O índice de arrecadação da Companhia atingiu, em 2019, 100,6% contra 100,3% registrado em 2018. De forma a melhorar seu índice de arrecadação, a Companhia tem realizado diversas ações para reduzir os

⁵ Perdas Técnicas: Valores calculados pela Companhia para torná-los comparáveis ao referencial para perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão determinado pela ANEEL, Referência Anel: Referência de perdas para o ano regulatório normalizada para o ano civil.

⁶ A partir do 4T18, a metodologia de apuração de Perdas foi adequada aos padrões do Grupo Enel, retroagindo seu efeito a partir de janeiro de 2018.

níveis de inadimplência, como o envio de SMS e e-mails com código de barras para pagamento das faturas em atraso, suspensão do fornecimento, negativas, protestos e ações de cobrança por telemarketing.

4

DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Resultado

PRINCIPAIS CONTAS DE RESULTADO (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Receita Operacional Bruta	22.851.177	22.016.906	3,8%
Deduções à Receita Operacional	(9.112.940)	(8.881.266)	2,6%
Receita Operacional Líquida	13.738.237	13.135.640	4,6%
Custos do Serviço e Despesas Operacionais (1)	(12.584.999)	(12.990.135)	-3,1%
EBITDA	1.784.241	707.630	152,1%
Margem EBITDA	13,0%	5,4%	141,1%
EBIT	1.153.238	145.505	692,6%
Margem EBIT	8,4%	1,1%	657,8%
Resultado Financeiro	(421.231)	(899.899)	-53,2%
Imposto de Renda, Contribuição Social e Outros	(240.100)	235.003	-202,2%
Lucro (Prejuízo) Líquido	491.907	(519.391)	n.a
Margem Líquida	3,6%	-4,0%	n.a
Margem Líquida ex-Receita de Construção	3,6%	-4,0%	n.a
Lucro (Prejuízo) por Ação (R\$/ação)	2,49	(3,13)	n.a

(1) Não considera depreciação e amortização e custo de construção

Receita Operacional Bruta

Conforme demonstrado a seguir, em 2019, a receita bruta da Companhia totalizou R\$ 22.851,2 milhões, apresentando um aumento de 3,8%, quando comparado ao mesmo período do ano anterior.

RECEITA OPERACIONAL BRUTA (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Fornecimento de Energia Elétrica - Mercado Cativo	11.850.568	11.736.632	1,0%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Livre)	8.770.500	7.383.039	18,8%
Disponibilidade do Sistema - TUSD (Cativo)	1.485.760	1.075.365	38,2%
Outras Receitas Originadas de Contratos com Clientes	506.492	704.170	-28,1%
Total - Outras Receitas Originadas com Clientes	10.762.752	9.162.574	17,5%
Subvenção de Recursos da CDE	368.415	362.801	1,5%
Ativo Financeiro Setorial, Líquido	(130.558)	754.899	-117,3%
Total - Outras Receitas	237.857	1.117.700	-78,7%
Total - Receita Operacional Bruta	22.851.177	22.016.906	3,8%

As principais variações são explicadas a seguir:

- I. impacto positivo devido ao (i) aumento de R\$ 2.888,9 milhões na receita de fornecimento faturada e não faturada, incluindo bandeiras tarifárias e TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição – para consumidores cativos; (ii) aumento de R\$ 410,4 milhões com a TUSD paga pelos consumidores livres em função da migração de clientes, efeitos parcialmente compensados por:
- II. impacto negativo devido (i) à redução de R\$ 879,8 milhões em outras receitas afetadas principalmente pelo menor ativo e passivo financeiro setorial no período e (ii) à redução de R\$ 180,4 milhões com receita proveniente da venda de energia no curto prazo e mecanismo de venda de excedente.

Deduções da Receita

DEDUÇÕES DA RECEITA (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
ICMS	(4.133.537)	(3.805.592)	8,6%
PIS	(378.332)	(359.605)	5,2%
COFINS	(1.744.069)	(1.657.930)	5,2%
ISS	(188)	(194)	-3,1%
Total - Tributos	(6.256.126)	(5.823.321)	7,4%
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE	(135.724)	(129.912)	4,5%
Encargo Setorial CDE (1)	(2.514.721)	(2.848.952)	-11,7%
TFSEE (2)	(16.342)	(13.166)	24,1%
Encargos do consumidor - PROINFA	(552.839)	(792.335)	-30,2%
Encargos do consumidor - CCRBT (3)	362.812	726.420	n.a.
Total - Encargos Setoriais	(2.856.814)	(3.057.945)	-6,6%
Total - Deduções da Receita	(9.112.940)	(8.881.266)	2,6%

(1) Conta de Desenvolvimento Energético | (2) Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica | (3) Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeira Tarifária

No acumulado do ano, as deduções totalizaram R\$ 9.112,9 milhões, uma redução de R\$ 231,7 milhões, ou 2,6%, em relação a 2018, sendo explicada principalmente por: (i) maior recolhimento de ICMS no valor de R\$ 327,9 milhões devido ao maior faturamento no período; (ii) aumento de R\$ 3,2 milhões da Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); e (iii) aumento de R\$ 239,5 milhões em Encargos do consumidor – PROINFA, parcialmente compensada por; (iv) redução de R\$ 334,2 milhões da conta CDE; e (vi) redução de R\$ 363,6 milhões da CCRBT, em virtude das Bandeiras Tarifárias registradas no período.

Custos e Despesas operacionais

Os custos e despesas operacionais da Enel Distribuição São Paulo, excluindo depreciação e custo de construção, totalizaram R\$ 11.954,0 milhões, montante 3,8% inferior ao apresentado no mesmo período de 2018, conforme quadro a seguir:

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

	2019	2018	Var. %
Parcela A			
Energia Elétrica Comprada para Revenda - inclui PROINFA	(8.233.631)	(8.330.327)	-1,2%
Encargos dos Serviços dos Sistemas de Transmissão e Distribuição	(1.672.827)	(1.579.054)	5,9%
Total - Não Gerenciáveis	(9.906.458)	(9.909.381)	0,0%
Despesas Operacionais			
Pessoal	(707.902)	(981.163)	-27,9%
Previdência Privada	(26.502)	(20.680)	28,2%
Serviços de Terceiros	(462.032)	(527.594)	-12,4%
Material	(58.260)	(70.533)	-17,4%
Depreciação e Amortização	(631.003)	(562.125)	12,3%
PECLD (1)	(338.570)	(218.822)	54,7%
Provisão para processos judiciais e outros	(57.745)	(277.407)	-79,2%
Outras Despesas Operacionais	(396.527)	(422.430)	-6,1%
Total - Despesas Operacionais (2)	(2.047.538)	(2.518.629)	-18,7%
Total - Custos do Serviço e Despesas Operacionais (2)	(11.953.996)	(12.428.010)	-3,8%

(1) Perda Estimada com Crédito de Liquidação Duvidosa | (2) Não considera Custo de Construção e Depreciação e Amortização

Custos Não Gerenciáveis – Parcela A

No acumulado do ano, os custos não gerenciáveis totalizaram R\$ 9.906,5 milhões, uma diminuição de 0,03% se comparado ao mesmo período de 2018 (R\$ 9.909,4 milhões). Essa variação deve-se, principalmente a:

- I. custo com Energia Elétrica Comprada para Revenda: diminuição de R\$ 96,7 milhões em 2019, em comparação a 2018, decorrente, principalmente da (i) diminuição em R\$ 705,9 milhões referentes aos custos com Risco Hidrológico. Este efeito foi parcialmente compensado pelo: (i) aumento de R\$ 71,6 milhões referentes a Itaipu, como consequência da desvalorização do real, frente ao dólar; (ii) maiores custos em R\$ 38,0 milhões relacionados ao PROINFA e (iii) aumento nos custos com compra de energia (CCEE, CCEAR e Quotas) em R\$ 424,6 milhões, decorrente, em parte, da contratação do MVE⁷ em 2019;

⁷ Mecanismo de Venda de Excedentes

- II. custo com Encargos do Serviço dos Sistemas de Transmissão e Distribuição: aumento de 5,9% ou R\$ 93,8 milhões em 2019, comparado a 2018, resultado do (i) efeito negativo causado pela queda de R\$ 197,8 milhões em recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva (CONER); (ii) Aumento de R\$ 9,5 milhões no transporte de energia Furnas/Itaipu e (iii) Aumento dos custos da conexão da Rede Básica com a CTEEP, em R\$ 7,7 milhões. Estes efeitos foram parcialmente compensados pela (i) diminuição dos custos com Encargos do Serviço do Sistema em R\$ 64,2 milhões e (ii) menores custos com a Rede Básica em R\$ 17,5 milhões.

Despesas Operacionais - Regulatório

Em 2019 as despesas operacionais, excluindo custo de construção e depreciação e amortização, totalizaram R\$ 2.047,5 milhões, uma redução de 18,7% em comparação a 2018 (R\$ 2.518,6 milhões). Essa redução deve-se, principalmente a:

- I. menores despesas no grupo de pessoal e encargo, no montante de R\$ 273,3 milhões, em comparação ao exercício anterior, devido principalmente ao provisionamento em 2018 de verbas rescisórias relacionadas ao Programa de Saída Voluntária (PSV), e respectiva redução nas despesas com remuneração ao longo de 2019;
- II. redução de R\$ 77,8 milhões com materiais e serviços, em função principalmente de ganhos de eficiência nos processos de atendimento ao cliente e menores despesas com assessoria financeira e jurídica relacionada a OPA/Follow-On realizado em 2018;
- III. redução em R\$ 219,7 milhões no grupo de Provisão para Processos Judiciais, impactado positivamente pela adequação de premissas e metodologia do grupo Enel, realizada em 2018, que impactou em aproximadamente R\$ 77 milhões o resultado de 2018; e
- IV. impacto positivo no grupo de outras despesas operacionais em R\$ 25,9 milhões, refletindo principalmente ao impacto positivo de R\$ 34,3 milhões em perdas na alienação/desativação de bens e direitos;
- V. aumento de despesas com PECLD em R\$ 119,7 milhões, devido, principalmente, ao efeito positivo em 2018, da mudança de estimativa contábil com adequação da metodologia contábil em padronização às práticas do grupo Enel, e ao aumento da receita de fornecimento em 2019 comparada ao ano anterior.

EBITDA - Regulatório

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

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

	2019	2018	Var. %
Lucro (Prejuízo) Líquido do Período	491.907	(519.391)	n.a
(+) Tributos sobre o Lucro	(240.100)	235.003	-202,2%
(+) Resultado Financeiro	(421.231)	(899.899)	n.a
(=) EBIT	1.153.238	145.505	692,6%
(+) Depreciações e Amortizações	(631.003)	(562.125)	12,3%
(=) EBITDA	1.784.241	707.630	152,1%

Em 2019, a Companhia registrou um EBITDA de R\$ 1.784,2 milhões, 152,1% superior ao exercício anterior. A variação apresentada é fruto de (i) impacto positivo da Margem, decorrente, principalmente, da revisão tarifária em julho de 2019; e (ii) dos ganhos com redução de despesas operacionais, apresentados anteriormente.

Resultado Financeiro - Regulatório

RESULTADO FINANCEIRO (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Receitas Financeiras			
Renda de Aplicações Financeiras	41.478	44.452	-6,7%
Atualização Monetária e Multa sobre Contas de Energia Elétrica em Atraso	202.897	196.761	3,1%
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	33.222	23.412	41,9%
Atualização Monetária do Ativo e Passivo Financeiro Setorial	109.616	35.319	210,4%
Subvenções governamentais	4.082	4.916	-17,0%
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros	3.028	10.195	n.a
Outras Receitas Financeiras (incluindo partes relacionadas)	30.058	21.200	41,8%
(-) PIS e Cofins sobre Receita Financeira	(9.659)	(52.153)	-81,5%
Total - Receitas Financeiras	437.886	285.337	53,5%
Despesas Financeiras			
Encargo de Dívidas - Empréstimos, Debêntures e Mútuos	(311.457)	(414.569)	-24,9%
Subvenções governamentais	(4.083)	(4.916)	n.a
Juros sobre Obrigações de Arrendamento Financeiro	(11.613)	(16.257)	-28,6%
Atualização Monetária - Incluindo P&D, Efic. Energ. e Energia Livre	7.899	(15.001)	-152,7%
Juros Capitalizados Transferidos para o Intangível em Curso	6.986	12.077	-42,2%
Cartas Fiança e Seguros Garantia	(43.951)	(48.577)	-9,5%
Atualização Monetária de Processos Judiciais e Outros	(71.096)	(196.469)	-63,8%
Atualização Acordo Eletrobras	(99.914)	(101.444)	-1,5%
Custo dos Juros (líquidos) do Plano de Pensão	(324.151)	(349.942)	-7,4%
Outras Despesas Financeiras	(6.983)	(51.069)	-86,3%
Total - Despesas Financeiras	(858.363)	(1.186.167)	-27,6%
Variações Cambiais	(754)	931	-181,0%
Total - Receitas e Despesas Financeiras	(421.231)	(899.899)	-53,2%

Em 2019, a Companhia reportou um resultado financeiro negativo em R\$ 421,2 milhões, uma variação positiva de R\$ 478,7 milhões em comparação ao resultado financeiro negativo apresentado em 2018.

As principais variações registradas foram: (i) redução nas despesas com encargos da dívida, em R\$ 103,1 milhões, resultado das operações de *Liability Management* executadas em 2018 e 2019 e da queda na taxa de juros média do período⁸; (ii) maior receita com atualização monetária do ativo financeiro setorial em R\$ 74,3 milhões; (iii) efeito positivo de PIS/Cofins sobre receita financeira, no valor de R\$ 42,5 milhões; (iv) impacto positivo de P&D, eficiência energética e energia livre, decorrente de atualização monetária no valor de R\$ 22,9 milhões; e (v) aumento na receita com atualização de créditos tributários em R\$ 21,9 milhões, devido a reconhecimento de créditos tributários decorrentes da dedução, em dobro, das despesas incorridas com o PAT desde 2006.

Tributos (IR/CSLL)

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

	2020	2019	Var. %
Imposto de Renda / Contribuição Social Correntes	22.287	-	n.a
Imposto de Renda / Contribuição Social Diferidos	(262.387)	235.003	-211,7%
Total	(240.100)	235.003	-202,2%

Já em 2019, a variação é resultado da maior base tributável registrada no período, compensado por crédito de IR a recuperar, no valor de R\$ 22,3 milhões registrados no primeiro trimestre de 2019, decorrente da dedução em dobro das despesas incorridas com o PAT⁹ desde 2006, bem como respectiva compensação do IRPJ.

Remuneração aos Acionistas

A Administração da Companhia propõe, em observância ao previsto em seu Estatuto Social, a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios, correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado, e de dividendos adicionais, totalizando R\$ 684,6 milhões.

Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos é considerada a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, relativos à reserva de reavaliação reconhecida em exercícios anteriores à data de transição. Dessa forma, o incremento nas despesas de depreciação e baixas, em função do registro da reavaliação, tem efeito nulo na apuração dos dividendos da Companhia.

⁸ O CDI médio reportado em 2018 foi de 6,47 % contra 5,94 % em 2019.

⁹ Programa de Alimentação do Trabalhador

A Administração propõe, ainda, que o valor remanescente após distribuição de dividendos, mínimo e adicional, seja destinado a constituição de reserva especial, conforme demonstrado abaixo. Tal proposta foi deliberada pelo Conselho de Administração e será submetida para deliberação em Assembleia Geral Ordinária (“AGO”).

Remuneração aos Acionistas

	2019	2018
Lucro (prejuízo) líquido do exercício	777.067	(315.261)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida	78.395	81.092
Prejuízos acumulados - CPC 48	-	(56.594)
Dividendos Prescritos	227	-
Lucro (prejuízo) líquido ajustado	855.689	(290.763)
Dividendo mínimo obrigatório	(213.923)	-
Proposta de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	(470.629)	-
Constituição de reserva especial para reforço de capital de giro	(171.137)	-
Absorção pelas reservas de lucros	-	290.763
Total	-	-

Endividamento

Indicadores de Endividamento

Conforme apresentado no quadro a seguir, a Dívida Bruta¹⁰ da Companhia encerrou 2019 em R\$ 5.098,0 milhões, uma redução de R\$ 231,1 milhões em relação a 2018. Essa variação deve-se principalmente a: (i) amortizações, pagamento de juros e liquidações antecipada (incluindo Debêntures, CCB, FINEM, decorrentes do processo de *liability management*, e *intercompany*) no valor total de R\$ 2.695 milhões no período; parcialmente compensadas por (ii) emissões de R\$ 2.215 milhões, com destaque para a 24ª emissão de debentures, realizada em junho de 2019, no valor de R\$ 1.500 milhões, e para a 6ª emissão de notas promissórias, no valor de R\$ 215 milhões, realizados em setembro de 2019.

INDICADORES DE ENDIVIDAMENTO (R\$ mil)

	2019	2018	Var. %
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures (1)	3.887.412	4.066.332	-4,4%
Fundo de Pensão	1.259.239	1.262.800	-0,3%
Outros Resultados Abrangentes Derivativo	(48.608)	-	n.a.
(-) Disponibilidades (2)	(1.285.692)	(941.434)	36,6%
Dívida Líquida	3.812.351	4.387.698	-13,1%
EBITDA (12 meses)	2.368.125	1.101.193	115,1%
(+) PECLD e Contingências	289.181	334.289	-13,5%
(+) Despesas com Funesp (últimos 12 meses)	26.838	20.680	29,8%
(+) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	(40.881)	-	n.a.
EBITDA Ajustado (12 meses) - 23ª Debênture	2.643.263	1.456.162	81,5%
(-) Despesa com arrendamento operacional (CPC 06 /IFRS 16)	40.881	-	n.a.
(+) Perda com desativação de bens e direitos (12 meses)	50.556	-	n.a.
EBITDA Ajustado (12 meses) - 6ª NP e 24ª Debênture	2.734.700	1.456.162	87,8%
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 23ª Debênture	1,44	3,01	-1,57 p.p.
Dívida Líquida / EBITDA Ajustado - 6ª NP e 24ª Debênture	1,39	3,01	-1,62 p.p.

(1) Não considera obrigações por arrendamento ; (2) Caixa, Equivalentes de Caixa e Investimentos em Curto Prazo

Vale mencionar que para a 2ª série da 24ª Debênture, com atualização atrelada ao IPCA, foi contratada operação de derivativo (swap) com troca de indexação para CDI, pelo mesmo período da série emitida.

As disponibilidades somaram R\$ 1.286 milhões em 2019, ante R\$ 941 milhões no período anterior. O aumento de R\$ 344 milhões é resultado do melhor desempenho operacional e ações de gestão de caixa no período, que resultaram na melhoria do capital de giro da Companhia. Dessa forma, a dívida líquida da Companhia totalizou R\$ 3.812 milhões, redução de R\$ 575 milhões em relação ao saldo do ano anterior.

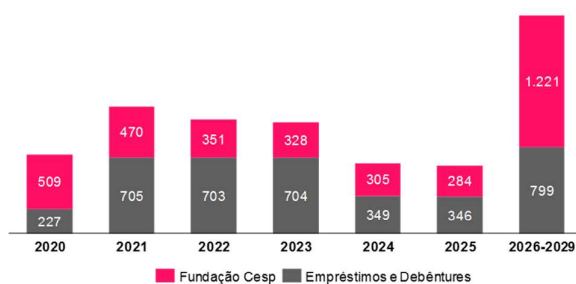
A Companhia encerrou o exercício atual com o custo médio da dívida, sem considerar o Fundo de Pensão, em 5,06% a.a (CDI + 0,54%) e prazo médio de 3,71 anos.

Considerando o EBITDA Ajustado previsto, o indicador de alavancagem findo em 31 de dezembro de 2019, foi de 1,44x. Em junho de 2019, a Companhia emitiu a 24ª Debênture, que tal como a 6ª Nota Promissória, não considera as “Perdas na desativação de ativos” para fins de cálculo do EBITDA Ajustado. Para essas emissões o *covenant* registrou uma alavancagem de 1,39x. O limite dos *covenants* válido para todas as

¹⁰ Dívida Bruta corresponde ao somatório dos empréstimos, financiamentos, e debêntures de curto e longo prazo, além do saldo devedor com o fundo de pensão e saldo líquido do derivativo. O saldo com fundo de pensão não considera o efeito líquido de ganhos/perdas atuariais no montante de R\$ 4.609,4 milhões em 31 de dezembro de 2019 e de R\$ 2.537,0 milhões em 31 de dezembro de 2018.

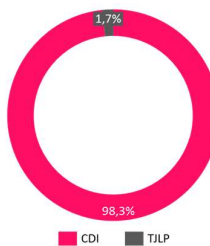
dívidas da Companhia é: 3,5x calculado pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado. A Companhia encerrou 2019 dentro dos limites estabelecidos em seus contratos de dívida.

Cronograma de Amortização (R\$ milhões)¹¹

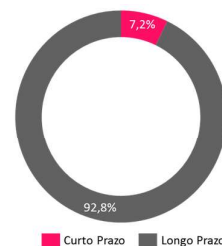


Abertura da Dívida Bruta

Indexadores¹²



Curto/Longo Prazo¹²



Rating da Companhia¹³

Escala	Ratings	Nacional	Internacional	Perspectiva
Fitch		AAA	BBB- ¹ e BB+ ²	Estável
Moody's		Aaa	Ba1	Estável

Últimas atualizações: Fitch - Set'19; Moody's - Ago'19; 1- Moeda Local; 2- Moeda Estrangeira

Investimentos

INVESTIMENTOS (R\$ MIL)

	2019	2018	Var. %
Manutenção	430.619	603.205	-28,6%
Crescimento	311.209	507.737	-38,7%
Novas Conexões	65.450	142.669	-54,1%
Financiado pela Companhia	807.278	1.253.611	-35,6%
Financiado pelo Cliente	71.047	100.324	-29,2%
Total	878.325	1.353.935	-35,1%

Em 2019, foram investidos R\$ 878,3 milhões. Destes, R\$ 807,3 milhões foram realizados com recursos próprios e R\$ 71,0 milhões correspondem a projetos financiados pelos clientes, valor 35,1% menor quando comparado com 2018.

Investimentos em Máquinas e Equipamentos – unitizados

Em 2019, os investimentos (unitização) em máquinas e equipamentos da Companhia totalizaram R\$ 663,6 milhões, 46% inferior em relação à 2018. Para esta mesma rubrica nos próximos anos (2020 – 2022), a Companhia estima um investimento em máquinas e equipamentos na ordem de R\$ 2,6 bilhões, conforme detalhado na tabela a seguir.

A Companhia ressalta que os valores apresentados nesta seção diferem dos investimentos previstos junto à CVM (Comissão de Valores Mobiliários), contidos no capítulo de Projeções do seu Formulário de Referência pois este último considera não apenas o PDD (Plano de Desenvolvimento da Distribuição), voltado para ativos elétricos da Distribuição, mas também investimentos em ativos não elétricos.

Evolução e Projeção dos Investimentos – unitizados

¹¹ Fluxo composto por amortização de principal, juros acumulados e custos a amortizar. Não considera arrendamento financeiro e não considera diferenças de premissas entre PREVIC e CVM (Resolução CVM 695/2012).

¹² Não considera previdência.

¹³ Quadro considera ratings válidos em 31 de dezembro de 2019.

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	2017	2018	2019	2020	2021	2022
AIS Bruto (1)	1.027.476	1.230.494	663.620	605.488	851.823	1.102.718
Transformador de Distribuição	73.129	80.695	16.118	69.309	45.110	53.548
Medidor	95.196	163.140	45.071	58.449	60.817	61.589
Redes Baixa Tensão (<2,3kV)	208.080	209.035	249.463	105.595	123.699	208.959
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44kV)	416.159	418.070	291.842	289.405	380.638	403.519
Redes Alta Tensão (88kV a 138kV)	84.645	123.531	5.054	31.974	186.039	186.367
Subestações Média Tensão (primário 30kV a 44kV)	240	1.593	-	4.800	-	-
Subestações Alta Tensão (primário 88kV a 138kV)	81.494	146.911	56.071	45.956	55.519	188.736
Demais Máquinas e Equipamentos	68.533	87.519	-	-	-	-
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(85.768)	(108.049)	(75.273)	(68.758)	(72.227)	(74.911)
Participações, Doações, Subvenções, PEE e P&D, Universalização	(67.203)	(92.458)	(75.273)	(68.758)	(72.227)	(74.911)
Outros	(18.565)	(15.591)	n.c	n.c	n.c	n.c

(1) * Dados projetados para o ano de 2023 não disponíveis neste documento, em observação as projeções registradas pela Companhia junto a CVM.

Pesquisa e desenvolvimento ("P&D")

Em 2019, a Enel Distribuição São Paulo investiu R\$ 16,31 milhões em Pesquisa e Desenvolvimento, dentro da sua estratégia de inovação, com foco na melhoria de processos técnicos e operacionais, na segurança de colaboradores e terceirizados, além da promoção de iniciativas sustentáveis para as comunidades. Em 2018 foram investidos R\$ 21,6 milhões.

Programa de Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética da Enel Distribuição São Paulo busca reduzir o desperdício de energia elétrica por meio da regularização de ligações informais em comunidades de baixa renda, eficiência de máquinas e equipamentos em clientes residenciais, comerciais e industriais e em melhorias na gestão de energia por parte de clientes públicos e corporativos, além de projetos educacionais com foco no consumo consciente de energia. Em 2019, foram investidos R\$ 56,5 milhões com recursos do programa da ANEEL. No ano anterior, o montante investido foi de R\$ 44,4 milhões.

Uma nova forma de pensar sustentabilidade surgiu na então Eletropaulo em julho de 2018, após o início da gestão do grupo Enel. A distribuidora passou a integrar todos os compromissos públicos assumidos pela Enel, como o apoio aos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável da ONU (ODS) e com metas públicas relacionadas à ODS 4 – Educação de qualidade, ODS 7 – Energia Limpa e Acessível, ODS 8 – Trabalho Digno e Crescimento Econômico, ODS 9 – Indústria, Inovação e Infraestrutura, ODS 11 – Cidades e Comunidades Sustentáveis e ODS 13 – Ação Contra a Mudança Climática. Em 2019, destacam-se a implementação de novos projetos da plataforma Enel Compartilha já executados em outras empresas do grupo e o alinhamento dos projetos já existentes. As iniciativas refletem o objetivo de incorporar a sustentabilidade nos processos de negócios e na estratégia da empresa, aumentando a vantagem competitiva por meio de uma perspectiva de valor compartilhado que atenda simultaneamente aos objetivos da empresa e às prioridades das partes interessadas, assegurando benefícios sociais ao processo de criação de valor e geração de resultados.

Em 2019, a Enel Distribuição São Paulo desenvolveu 27 projetos, com um investimento total de mais de R\$ 56,2 milhões, beneficiando diretamente cerca 335 mil pessoas. Entre estes projetos, destacam-se:

- Programa de Cultura da Sustentabilidade "Ser – Sustentabilidade em Rede": Lançado em 2019, com o objetivo de criar e difundir a cultura de sustentabilidade em toda a cadeia de valor, o programa que

engajou 835 colaboradores promove ações focadas na transformação dos espaços, dos processos e das pessoas na empresa.

- **Enel Compartilha Liderança em Rede:** Foram selecionadas duas áreas – Heliópolis e Jardim Valquíria - para a implantação do projeto lançado em 2019, cujo objetivo é a formação de redes entre as lideranças comunitárias com a Enel. São aspectos importantes do projeto a produção e análise das cartografias sociais das localidades, a troca de equipamentos antigos por modelos eficientes e a oferta de palestras e capacitação profissional.
- **Enel Compartilha Empreendedorismo:** Em parceria com a ONG Biocicla, Ivy e Instituto Europeu de Design, o projeto utiliza o conceito de Economia circular para desenvolver e apoiar projetos que potencializam o desenvolvimento econômico de grupos produtivos, estimulando a formação e desenvolvimento de redes e associações. Em 2019, este projeto gerou uma renda de mais de R\$ 121,6 mil para a comunidade, entre elas Paraisópolis.
- **Hortas Comunitárias:** Iniciativa piloto da Enel Distribuição São Paulo, em parceria com a ONG Cidades sem Fome, que visa proporcionar às comunidades vulneráveis oportunidades de capacitação, trabalho e renda através do cultivo de hortaliças em espaços subutilizados como as faixas de servidão das linhas de transmissão. Com a produção de 10.245 kg de hortaliças, o projeto gerou uma renda de R\$ 23,4 mil para os agricultores e produtores rurais locais.
- **Ecoenel:** Em 2019, o programa arrecadou mais de 1.044 toneladas de resíduos em 10 ecopontos, gerando um desconto de mais de R\$219 mil na conta luz dos consumidores beneficiados.
- **Luz Solidária:** O programa incentiva a troca de equipamentos eficientes por meio da concessão de 50% de desconto na compra de um eletrodoméstico novo. Além disso o cliente doa parte do valor pago para o desenvolvimento de um projeto social a sua escolha, entre os selecionados.

Além disso, dentro da iniciativa Urban Futurability, que visa implementar na Vila Olímpia o mais completo projeto de transformação digital liderado por uma empresa de energia elétrica na América do Sul, projetos de sustentabilidade estão sendo construídos para a melhor criação de valor para os clientes e comunidade. A companhia vai aplicar no local mais de 40 iniciativas de digitalização e inteligência artificial, inéditas na América do Sul, para gestão da rede de energia. Serão investidos aproximadamente R\$ 125 milhões no projeto Urban Futurability nos próximos três anos, com recursos do programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

Sistema de Gestão Ambiental

O Sistema de Gestão Ambiental é estruturado de acordo com a norma ISO 14001:2015 que determina ações para a busca da excelência nos programas ambientais e da eficácia da gestão voltada à identificação de aspectos e impactos ambientais e controles operacionais.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência, manter boas práticas para prevenção à poluição, e visando evitar ou mitigar os seus impactos adversos na sociedade e no meio ambiente, a Enel Distribuição São Paulo estabelece procedimentos, planos de preparação e respostas a emergências, mantém contrato com empresa especializada no atendimento a emergências ambientais e está sempre preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental.

Para manter a Certificação ISO 14001 em seus processos, a Enel Distribuição São Paulo envolve suas equipes próprias e contratadas, realizando campanhas de conscientização e treinamentos para disseminar a importância da conscientização ambiental dentro da organização. Como ferramenta para a verificação de seu desempenho, realiza auditorias internas e externas periodicamente.

Principais premiações recebidas em 2019

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.
- 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.
- Empresa Destaque no livro "30 casos de inovação em pequenas, médias e grandes empresas" – Publicação da CNI (Confederação Nacional da Indústria) e do Sebrae para identificar e divulgar experiências bem-sucedidas e inovadoras no mercado.

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

8

RELACIONAMENTO COM AUDITORES INDEPENDENTES

AUDITORIA INDEPENDENTE

Em conformidade com a Instrução CVM nº 381, informamos que os auditores independentes da Companhia, Ernst & Young Auditores Independentes S.S ("EY"), não prestaram durante o exercício de 2019 outros serviços que não os relacionados com auditoria externa. A remuneração total da EY pelos serviços prestados de auditoria externa em 2019 foi de R\$ 1.384.074,00.

Ao contratar outros serviços de seus auditores externos, a política de atuação da Companhia se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor e consistem em: (a) o auditor não deve auditar seu próprio trabalho, (b) o auditor não deve exercer funções gerenciais na Companhia e (c) o auditor não deve promover os interesses da Companhia.

9

INFORMAÇÕES CORPORATIVAS

Composição do Conselho de Administração

- Britaldo Pedrosa Soares - Presidente / Independente
- Nicola Cotugno - Vice-Presidente
- Antonio Basilio Pires de Carvalho Albuquerque
- Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
- Bernardino Jesus Brito
- Guilherme Gomes Lencastre
- Hélio Lima Magalhães – Independente
- Márcia Sandra Roque Vieira

Composição da Diretoria Estatutária

- Max Xavier Lins - Diretor-Presidente
- Raffaele Enrico Grandi - Diretor de Administração, Finanças e Controle e Diretora de Relações com Investidores
- Rosario Zaccaria - Diretor de Infraestrutura e Redes
- Marcia Sandra Roque Vieira Silva – Diretora de Mercado
- Vago – Diretora Jurídica
- Vago – Diretoria de Pessoas e Organização
- Anna Paula Hiotte Pacheco – Diretora de Regulação
- José Nunes de Almeida Neto – Diretor de Relações Institucionais
- Márcia Massotti Carvalho – Diretora de Sustentabilidade
- Flavia da Silva Baraúna – Diretora de Serviços

- Margot Frota Cohn Pires – Diretora de Compras
- Janaina Savino Vilella – Diretora de Comunicação

Relações com Investidores

- Raffaele Enrico Grandi - Diretor de Relações com Investidores
- Daniel Spencer Pioner - Relações com Investidores
ri.eletropaulo@enel.com

Contador Responsável

- Renato Resende Paes - CRC - SP308201

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

Ao Conselho de Administração e Acionistas da
Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
Barueri - SP

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. (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 nº605, 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 2 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. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

Outros assuntos

A Companhia elaborou um conjunto de demonstrações financeiras separado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), sobre o qual emitimos relatório de auditoria independente separado, com data de 19 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 Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias 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.

São Paulo, 28 de julho de 2020

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP034519/O-6



Adilvo França Junior
Contador CRC – 1BA021419/O-4-T-SP

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

ATIVO	Notas	31.12.2019	31.12.2018
ATIVO CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.280.195	936.678
Investimentos de curto prazo	4	5.496	4.756
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	2.336.244	2.273.766
Contas a receber - acordos	5	145.349	165.013
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	7	68.086	23.293
Outros tributos compensáveis	7	697.049	129.414
Almoxarifado operacional		15.830	31.465
Ativos financeiros setoriais	10	1.629.162	1.845.229
Despesas pagas antecipadamente		33.166	43.140
Serviços em curso		188.528	139.003
Outros ativos circulantes		195.031	228.420
TOTAL ATIVO CIRCULANTE		6.594.136	5.820.177
ATIVO NÃO CIRCULANTE			
Consumidores, concessionárias e permissionárias	5	26.114	26.040
Contas a receber - acordos	5	8.605	10.882
Operações com instrumento derivativo	31.1	49.881	-
Outros tributos compensáveis	7	4.495.140	84.967
Depósitos judiciais e cauções	18	808.869	539.358
Tributos diferidos	8.1	4.423.260	2.495.974
Ativos financeiros setoriais	10	460.099	836.685
Investimentos - Bens e direitos para uso futuro		42.859	42.995
Outros ativos não circulantes		41.713	47.308
Bens e atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	9.4	64	67
Imobilizado	9.1	10.853.680	9.546.831
Intangível	9.2	312.242	285.844
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE		21.522.526	13.916.951
TOTAL DO ATIVO		28.116.662	19.737.128

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

PASSIVO	Notas	REGULATÓRIO	
		31.12.2019	31.12.2018
PASSIVO CIRCULANTE			
Fornecedores	12	1.878.554	1.625.422
Empréstimos e financiamentos	14.1	230.884	437.652
Debêntures	14.1	42.624	239.953
Arrendamento financeiro	14.1	21.059	31.254
Subvenções governamentais		3.273	4.083
Outros tributos a pagar	13	515.091	497.503
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		214.054	358
Obrigações sociais e trabalhistas		134.354	190.358
Encargos setoriais	17	419.534	404.688
Obrigações com benefícios pós-emprego	15	12.358	11.160
Contas a pagar - acordo Eletrobras	18	342.811	-
Provisão para processos judiciais e outros	16.1	348.486	520.852
Passivos financeiros setoriais	10	978.979	1.265.319
Reserva de reversão		7.342	7.342
Operações com instrumento derivativo		1.274	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	19	578.763	-
Outros passivos circulantes		295.140	255.919
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE		6.024.580	5.491.863
PASSIVO NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos e financiamentos	14.1	43.539	55.717
Debêntures	14.1	3.570.365	3.333.010
Arrendamento financeiro	14.1	35.922	47.602
Subvenções governamentais		5.215	8.488
Obrigações com benefícios pós-emprego	16	5.982.423	3.895.506
Obrigações sociais e trabalhistas		-	401
Contas a pagar - acordo Eletrobras		1.019.775	-
Provisão para processos judiciais e outros	16.1	573.606	1.965.093
Encargos setoriais	17	34.553	38.689
Passivos financeiros setoriais	10	537.633	802.153
Reserva de reversão		44.056	51.399
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		4.395.313	-
Outros passivos não circulantes		77.598	19.802
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	11	1.988.798	1.806.459
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE		18.308.796	12.024.319
PATRIMÔNIO LÍQUIDO			
Capital social	20.1	3.079.525	2.823.486
Reservas de capital	20.4	2.268.430	691.470
Ações em tesouraria	20.2	-	(49.236)
Ajustes de avaliação patrimonial	20.5	1.300.364	681.016
Outros resultados abrangentes	20.5	(3.033.955)	(1.676.585)
Proposta para distribuição de dividendos adicionais	20.6	470.629	-
Reservas de lucros		367.903	196.766
Prejuízos acumulados		(669.610)	(445.971)
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO		3.783.286	2.220.946
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		28.116.662	19.737.128

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais - R\$, exceto resultado por ação)

OPERAÇÕES EM CONTINUIDADE	Notas	REGULATÓRIO	
		31.12.2019	31.12.2018
Receita	22		
Fornecimento de energia elétrica		11.870.742	11.709.130
Energia elétrica de curto prazo		262.064	442.451
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		10.236.087	8.485.905
Ativos e passivos financeiros setoriais		(130.558)	754.899
Serviços cobráveis		13.006	13.118
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido		454.445	466.142
Outras receitas		145.391	145.261
Tributos	22		
ICMS		(4.133.537)	(3.805.592)
PIS-PASEP		(378.332)	(359.605)
COFINS		(1.744.069)	(1.657.930)
ISS		(188)	(194)
Encargos - Parcela "A"	22		
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(67.862)	(64.956)
Programa de Eficiência Energética - PEE		(67.862)	(64.956)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(2.514.721)	(2.848.952)
Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		(16.342)	(13.166)
Outros encargos		(190.027)	(65.915)
RECEITA LÍQUIDA		13.738.237	13.135.640
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"	23		
Energia elétrica comprada para revenda		(7.940.730)	(8.075.460)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA		(292.901)	(254.867)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição		(1.672.827)	(1.579.054)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		3.831.779	3.226.259
Custos gerenciáveis - Parcela "B"			
Pessoal e administradores	25	(707.902)	(981.163)
Entidade de previdência privada	25	(26.502)	(20.680)
Material		(58.260)	(70.533)
Serviços de terceiros		(462.032)	(527.594)
Arrendamento e aluguéis		(59.683)	(32.365)
Seguros		(4.708)	(4.934)
Doações, contribuições e subvenções		(7.921)	(7.277)
Custo de construção		-	-
Perda Estimada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	6	(338.570)	(218.822)
Provisão para processos judiciais e outros, líquida		(57.745)	(277.407)
Perdas na alienação/desativação de bens e direitos		(151.757)	(186.011)
(-) Recuperação de despesas		14.645	2.895
Tributos		(49.749)	(49.846)
Depreciação e amortização		(631.003)	(562.125)
Outros custos operacionais	26	(137.354)	(144.892)
RESULTADO DA ATIVIDADE		1.153.238	145.505
Resultado Financeiro			
Receitas financeiras	27	472.354	382.286
Despesas financeiras	27	(892.831)	(1.283.116)
Variações cambiais, líquidas	27	(754)	931
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE OS LUCROS		732.007	(754.394)
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS correntes	8.2/28	22.287	-
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS diferidos	8.2/28	(262.387)	235.003
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO		491.907	(519.391)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	31.12.2019	31.12.2018
LUCRO/PREJUÍZO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	491.907	(519.391)
Outros resultados abrangentes		
- Itens que não serão reclassificados para a demonstração do resultado		
Ajuste de avaliação atuarial - Previdência privada	(2.072,375)	(78,153)
Ajuste de avaliação atuarial - FGTS - PIA (multa 40%)	(24,897)	(3,256)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajustes de avaliações atuariais	713,072	27,680
- Itens que serão reclassificados para a demonstração do resultado		
Valor justo de hedge de fluxo de caixa	40,650	-
Imposto de renda e contribuição social sobre valor justo de hedge de fluxo de caixa	(13,820)	-
OUTROS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDOS DE IMPOSTOS	(1.357.370)	(53.729)
TOTAL DOS RESULTADOS ABRANGENTES DO EXERCÍCIO, LÍQUIDO DE IMPOSTOS	(865.463)	(573.120)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.



DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	Reservas de capital				Reservas de lucros				Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros (Prejuízos) acumulados	Total do patrimônio líquido
	Capital social	Opções de ações outorgadas	Benefício fiscal proveniente de incorporação	Outras reservas de capital	Ações em Tesouraria	Ajustes de avaliação patrimonial	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva especial para reforço de capital de giro		
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.323.486	22.441	670.897	-	(49.236)	815.606	(1.622.656)	248.984	238.545	(351.933)	1.296.924
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(519.391)	(519.391)
Ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	-	-	(81.409)	-	-	(81.409)	(81.409)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	-	-	27.680	-	-	-	27.680
Transações com os acionistas:	-	(1.868)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Remuneração com base em ações	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	1.500.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.500.000
Mutações internas do patrimônio líquido:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	(203.924)	-	-	-	203.924	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	69.334	-	-	-	(69.334)	-
Absorção de prejuízo pela reserva estatutária	-	-	-	-	-	-	-	-	(238.545)	238.545	-
Absorção de prejuízo pela reserva legal	-	-	-	-	-	-	-	(52.218)	-	52.218	-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	2.823.486	20.573	670.897	-	(49.236)	681.016	(1.676.585)	196.766	-	(445.971)	2.220.946
Resultado abrangente total	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Prejuízo líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	(2.097.272)	-	-	491.907	491.907
Ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	-	-	713.072	-	-	(2.097.272)	(2.097.272)
Imposto de renda e contribuição social sobre ajuste de avaliação atuarial	-	-	-	-	-	-	40.650	-	-	-	713.072
Valor justo de hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	-	(13.820)	-	-	-	40.650
Imposto de renda e contribuição social sobre valor justo de hedge de fluxo de caixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(13.820)
Transações com os acionistas:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	256.039	-	-	-	-	-	-	-	-	-	256.039
Cancelamento de ações em tesouraria	-	(20.573)	(28.663)	-	49.236	-	-	-	-	-	-
Resgate compulsório das ações remanescentes	-	-	(255.909)	-	-	-	-	-	-	-	-
Dividendo mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Enel Sudeste - Benefício fiscal proveniente da incorporação	-	-	1.881.558	-	-	-	-	-	-	(213.923)	(213.923)
Enel Sudeste - Incorporação - Acervo circado	-	-	-	547	-	-	-	-	-	-	1.881.558
Dividendos não resgatados pelos acionistas - prescritos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	547
Mutações internas do patrimônio líquido:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227	227
Realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	(211.994)	-	-	-	211.994	-
Imposto de renda e contribuição social sobre realização de ajuste de avaliação patrimonial	-	-	-	-	-	72.078	-	-	-	(72.078)	-
Reserva de reavaliação - Complemento da BRR - SCRTCP	-	-	-	-	-	1.150.400	-	-	-	-	1.150.400
Imposto de renda e contribuição social sobre complemento da BRR - SCRTCP	-	-	-	-	-	(391.136)	-	-	-	-	(391.136)
Constituição de reserva especial para reforço de capital de giro	-	-	-	-	-	-	-	-	171.137	(171.137)	-
Proposta de dividendo adicional proposto - excedente ao mínimo obrigatório	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019	3.079.525	-	2.267.883	547	-	1.300.364	(3.033.955)	196.766	171.137	(470.629)	3.783.286

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Valores expressos em milhares de reais - R\$)

	31.12.2019	31.12.2018
Atividades operacionais:		
Lucro/prejuízo líquido do exercício	491.907	(519.391)
Ajustes para conciliar o lucro líquido do exercício com o caixa das atividades operacionais:		
Depreciação e amortização	631.003	562.125
Variações monetárias	(1.221)	7.146
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	355.621	241.299
Provisão para processos judiciais e outros, líquida	85.827	450.912
Atualização acordo Eletrobras	99.914	101.443
Custo de empréstimos e debêntures (encargos de dívidas)	323.268	407.116
Juros sobre operação com instrumento derivativo	(92)	-
Benefícios pós-emprego	336.310	478.773
Receita de aplicação financeira em investimentos de curto prazo	(1.760)	(834)
Baixa de ativo imobilizado/intangível	171.645	97.583
Tributos e contribuições sociais diferidos	262.387	(235.003)
Ações e opções de ações outorgadas	-	(1.868)
Redução (aumento) dos ativos:		
Consumidores, revendedores e outros	(335.935)	(329.079)
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	(22.753)	25.200
Outros tributos compensáveis	(4.977.808)	(72.949)
Almoxarifado	15.635	(1.283)
Serviços em curso	(49.525)	15.029
Contas a receber - acordos	(59.841)	(92.031)
Despesas pagas antecipadamente	9.974	(6.073)
Outros ativos circulantes e não circulantes	26.790	58.087
Ativo e passivo financeiro setorial	592.653	(626.658)
Aumento (redução) dos passivos:		
Fornecedores	1.063.441	(140.950)
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	4.974.076	-
Outros tributos a pagar	35.393	44.551
Obrigações sociais e trabalhistas	(56.405)	70.443
Encargos setoriais	14.793	(33.540)
Passivo financeiro setorial	(550.860)	(82.874)
Outros passivos circulantes e não circulantes	90.221	4.201
	3.524.658	421.375
Pagamento de juros (encargos de dívidas), deduzido dos juros capitalizados	(308.944)	(320.347)
Pagamento de juros de arrendamento financeiro	(9.236)	-
Pagamento de juros de operações com derivativo	(7.865)	-
Pagamento de imposto de renda e contribuição social	(16.672)	(15.272)
Pagamento de obrigações com benefícios pós-emprego	(345.467)	(360.616)
Pagamento de processos judiciais e outros	(108.416)	(131.403)
Juros resgatados de investimentos de curto prazo	50	-
Pagamento de contas a pagar - acordo Eletrobras	(337.909)	-
Caixa líquido (usado) gerado nas atividades operacionais	2.390.199	(406.263)
Atividades de investimentos:		
Aquisições de imobilizado e intangíveis	(1.747.289)	(1.353.935)
Consumidores participação financeira	133.976	65.706
Aplicações em investimento de curto prazo	(3.446)	(55.661)
Resgates de investimento de curto prazo	4.405	55.569
Aplicações/Resgates de cauções e depósitos vinculados	(236.237)	69.744
Recebimento de venda de ativo imobilizado	11.757	547
Caixa líquido usado nas atividades de investimentos	(1.836.834)	(1.218.030)
Atividades de financiamentos:		
Ingresso de novos empréstimos e debêntures	2.215.000	4.864.817
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(2.380.716)	(4.330.947)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(19.800)	(31.578)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(24.462)	(37.080)
Aumento de capital	256.039	1.500.000
Resgate compulsório de ações	(255.909)	-
Dividendos e juros sobre capital próprio pagos	-	(1.688)
Caixa líquido (usado) gerado nas atividades de financiamentos	(209.848)	1.963.524
Variação do caixa e equivalentes de caixa	343.517	339.231
Caixa e equivalentes de caixa em 1º de janeiro	936.678	597.447
Caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro	1.280.195	936.678

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1. Informações Gerais

A Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A. ("Enel Distribuição São Paulo", ou "Companhia") é uma sociedade anônima com registro de companhia aberta Categoria "B", controlada diretamente pela Enel Brasil S.A. (Enel Brasil), sendo esta, por sua vez, uma controlada indireta da Enel S.p.A. (sediada na Itália).

A sede da Companhia está localizada na Avenida Dr. Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1º ao 7º andar, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri, Estado de São Paulo, Brasil.

A Companhia está autorizada a operar como concessionária de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, principalmente para a distribuição e comercialização de energia elétrica em 24 municípios da região metropolitana da Grande São Paulo e tem suas atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

O Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998, assinado em 15 de junho de 1998 (Resolução ANEEL nº 72, de 25 de março de 1998), tem prazo de duração de 30 anos.

Segundo o Contrato de Concessão, a Companhia passa por processos de Revisão Tarifária a cada quatro anos, tendo o primeiro processo de revisão ocorrido em 4 de julho de 2003, e de Reajuste Tarifário anualmente. A última Revisão Tarifária da Companhia ocorreu em 4 de julho de 2019.

1.1 Revisão tarifária de 2019

A ANEEL, em reunião pública de sua Diretoria realizada em 2 de julho de 2019, deliberou sobre a revisão tarifária periódica de 2019, aplicada na tarifa a partir de 4 de julho de 2019. A ANEEL aprovou um índice de reposicionamento de +12,79% composto por (i) reposicionamento econômico de +1,72%, sendo -1,57% de Parcela A e +3,29% de Parcela B e (ii) componentes financeiros de +11,07%. Descontados os componentes financeiros considerados no último processo tarifário de -5,75%, o efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de +7,03%.

Composição	
Parcela A	-1,57%
Parcela B	3,29%
Reajuste Econômico	1,72%
CVA total	10,47%
Outros itens financeiros da Parcela A	0,60%
Reajuste Financeiro	11,07%
Reajuste Total	12,79%
Componentes financeiros do processo anterior	-5,75%
Efeito para o consumidor	7,03%

O efeito médio de +7,03% a ser percebido pelos consumidores apresenta variações para diversos níveis de tensão, sendo 8,46% e 6,48% para alta e baixa tensão, respectivamente.

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

- (i) **Parcela A:** Reajustada em -1,99%, representando -1,57% no reposicionamento econômico com os seguintes componentes:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

- Encargos setoriais – redução de 19,37%, representando -4,58% no reposicionamento econômico em função, principalmente, da diminuição de 7,66% do encargo com a Conta de Desenvolvimento Energético Energia ("CDE Energia");
 - Energia comprada – aumento de 3,69%, decorre principalmente do aumento do custo dos CCEARs, das Cotas (Lei nº12.783/2013) e de Itaipu. O aumento do custo da compra de energia representa 1,67% no reposicionamento econômico; e
 - Encargos de transmissão – aumento de 13,05% decorrente principalmente do reajuste da Receita Anual Permitida da Rede Básica em relação ao ciclo anterior, representando 1,33% no reposicionamento econômico.
- (ii) **Parcela B:** Reajustada em 15,61%, representando uma participação de 3,29% no reposicionamento econômico, resultado da combinação dos seguintes componentes:
- Custos Operacionais: A metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios estabelece o método de benchmarking para a definição do nível eficiente de custos que são reconhecidos nas tarifas. Para a Companhia, o resultado foi o estabelecimento de um custo operacional nesta revisão superior em 5,12% ao atualmente praticado na tarifa, contribuindo para uma participação de 0,56% no reposicionamento econômico;
 - Custo Anual dos Ativos: corresponde à remuneração do capital, quota de reintegração regulatória e anuidades dos ativos não elétricos. A remuneração apresentou aumento de 33,65% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou impacto tarifário de 1,80%, em virtude do aumento da Base de Remuneração Líquida. A quota de reintegração regulatória apresentou variação positiva de 25,82% em relação aos valores existentes nas tarifas, o que representou um impacto de 0,81%, devido ao aumento da Base de Remuneração Bruta e alteração da taxa de depreciação regulatória. As anuidades apresentaram aumento de 74,22% em relação aos valores atualmente contidos nas tarifas, com impacto de 0,69% na revisão, por ocasião da atualização dos parâmetros regulatórios adotados para seu cálculo e atualização da Base de Remuneração Regulatória.
 - Receitas Irrecuperáveis: apresentou variação positiva de 2,31% em relação aos valores atualmente nas tarifas, com impacto de 0,03% no reposicionamento econômico, resultante da revisão dos percentuais regulatórios de inadimplência que são admitidos para a Companhia e da atualização da base de cálculo sobre a qual é apurada a cobertura das receitas irre recuperáveis.
 - Outras Receitas: apresentaram variação de 96,82%, representado um impacto negativo de -0,60% no reposicionamento econômico, explicado pela mudança na forma de repasse das receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, que no 3º ciclo tarifário (julho de 2011 a junho de 2015) eram contabilizadas como obrigações especiais e no 4º ciclo tarifário (julho de 2015 a junho de 2019) foram provisionadas como Passivo Regulatório, cuja amortização iniciou a partir da presente Revisão Tarifária – vide nota explicativa nº 11.2.

Por fim, vale destacar que foram definidas as componentes do Fator X que serão deduzidas da variação do IGP-M na atualização anual dos custos da Parcela B da Companhia:

- Componente X-Pd (ganhos de produtividade da atividade de distribuição) de +0,77%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia;
- Componente X-T (trajetória de custos operacionais) de -2,07%, para aplicação nos reajustes tarifários deste ciclo da Companhia.

O efeito líquido da aplicação destes componentes à Parcela B, representando um acréscimo de 1,30% além do IGP-M anual.

Fora estes efeitos, anualmente é apurado o Fator XQ, de incentivo à melhoria da qualidade, que nesta Revisão foi apurado em -1,03%.

- (iii) **Componentes financeiros:** Os componentes financeiros aplicados a esta revisão tarifária totalizaram um montante de R\$ 1.707.930, dentre os quais R\$ 619.537 se referem à cobertura tarifária para custos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

futuros de risco hidrológico. O valor de componentes financeiros contempla o aumento de custos de encargos setoriais, câmbio e risco hidrológico ocorridos após o reajuste tarifário.

1.2 Oferta Pública de Aquisição de Ações (OPA), resgate compulsório e conversão de categoria

No dia 26 de junho de 2019, a Companhia comunicou ao mercado fato relevante, que a Enel Brasil S.A., então controladora indireta, protocolou junto à Comissão de Valores Mobiliários - CVM pedido de registro de Oferta Pública de Aquisição de ações ordinárias de emissão da Companhia, para o cancelamento do registro de companhia aberta da Enel Distribuição São Paulo perante a CVM sob categoria "A" e conversão para a categoria "B" ("Conversão de registro").

Em 17 de outubro de 2019, foi aprovado pela CVM o pedido de registro de oferta pública e, dessa forma, no dia 21 de outubro de 2019, a Enel Brasil S.A. lançou Edital da Oferta Pública de Aquisição de Ações ("OPA" ou "Oferta").

A Oferta foi destinada às 8.133.352 ações ordinárias em circulação da Companhia, correspondentes a 4,056% do capital social total, isto é, até a totalidade das ações ordinárias, exceto por aquelas detidas direta ou indiretamente pela Enel Brasil e as ações em tesouraria.

Em 6 de novembro de 2019, em Assembleia Geral Extraordinária "AGE", foi aprovada a Conversão do Registro da Companhia junto à CVM da categoria "A" para a categoria "B", condicionada à conclusão de oferta, conforme etapas detalhadas a seguir:

OPA: Em 21 de novembro de 2019, foi realizado o leilão para aquisição de ações, com o seguinte resultado: (i) a Enel Brasil S.A. adquiriu 2.959.302 ações ordinárias de emissão da Companhia, representativas de 1,48% do seu capital social total; e (ii) remanesceram em circulação 5.174.050 ações ordinárias, representativas de 2,58% do seu capital social total ("ações remanescentes").

A Enel Brasil S.A. adquiriu as 2.959.302 ações ordinárias pelo preço unitário de R\$ 49,39 (expresso em reais), totalizando o valor de R\$ 146.160, liquidadas financeiramente em 25 de novembro de 2019. O preço ofertado de R\$ 49,39 (expresso em reais) por ação, conforme requerido pela CVM, foi correspondente ao valor de R\$ 45,22 (expresso em reais) por ação praticado na data de liquidação da Oferta Pública Voluntária Concorrente para Aquisição do Controle da Companhia ("OPA para Aquisição de Controle"), ocorrida no dia 07 de junho de 2018, atualizado pela Taxa SELIC até a data de liquidação da atual Oferta.

Como consequência, no dia seguinte a realização do leilão, em 22 de novembro de 2019, a Companhia deixou de ser negociada no segmento de listagem Novo Mercado.

Resgate compulsório: Em 26 de novembro de 2019, foi aprovado em AGE o resgate compulsório das ações remanescentes ("resgate compulsório") do processo da OPA. Desse modo, conforme etapa prevista no edital de oferta, foram resgatadas e posteriormente canceladas pela Companhia, todas as 5.174.050 ações ordinárias em circulação, representativas de 2,58% do seu capital social total. O preço por ação foi de R\$49,46 (expresso em reais), correspondente ao preço de liquidação da Oferta, atualizado por SELIC até a data do pagamento do resgate compulsório, realizado pela Companhia em 5 de dezembro de 2019 no valor de R\$ 255.909. O montante total referente ao resgate compulsório foi registrado contra a conta de reserva de capital, sem redução do capital social.

Conversão de categoria: Em 3 de dezembro de 2019, a CVM aprovou o pedido de conversão do registro de companhia aberta da companhia da categoria "A" para "B". Desse modo, as ações da Companhia passaram a não ser mais admitidas à negociação em mercados regulamentados de valores mobiliários, incluindo B3.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Aumento de capital social

Em 03 de dezembro de 2019, por meio de Termo de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital (AFAC), a Enel Brasil antecipou para a Companhia o valor de R\$ 256.039 cujo objetivo principal foi a liquidação do resgate compulsório de ações, ocorrido em 5 de dezembro de 2019. O AFAC ocorreu, tendo em vista o prazo eventualmente necessário à efetivação da transferência para a Companhia dos recursos que seriam obtidos no âmbito de um aumento de capital. A totalidade do recurso foi utilizado para aumento de capital social da Companhia, mediante emissão de um total de 5.184.015 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal, com preço de emissão de R\$ 49,39 (expresso em reais) cada. O AFAC teve natureza irrevogável e irretroatável, e entre a data de assinatura do termo até a data da efetiva capitalização, o valor adiantado como AFAC não esteve sujeito a juros remuneratórios, correção monetária ou qualquer outro tipo de remuneração.

Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração homologou o aumento de capital social da Companhia, conforme os termos do AFAC. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019 o capital social da Companhia é de R\$ 3.079.525, totalmente subscrito e integralizado, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

Cancelamento das ações em tesouraria

As ações em tesouraria foram originadas por 359 acionistas titulares que não compareceram à Assembleia Especial de Acionistas Preferencialistas de 12 de setembro de 2017, se abstiveram de votar ou não aprovaram a migração da Companhia para o Novo Mercado, e optaram pelo exercício do direito de retirada. Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento das ações mantidas em tesouraria contra a conta de reserva de capital, sem redução do capital social.

Reforma do estatuto social

A seguir estão relacionadas as principais alterações no estatuto social da Companhia em decorrência da conversão do registro de companhia aberta da categoria “A” para “B”:

- Redução do número mínimo de membros do Conselho de Administração de 5 para 3 e exclusão (i) do número de membros máximos e da (ii) obrigatoriedade de eleição de membros independentes;
- Exclusão da necessidade de manifestação/aprovação do conselho de administração sobre (i) oferta pública de aquisição de ações, (ii) das políticas de transações com partes relacionadas, gestão de riscos, negociações de valores mobiliários, (iii) de indicação de membros do Conselho e seus comitês de assessoramento e Diretoria Executiva e Remuneração; e
- Extinção do Comitê de Auditoria.

Importante ressaltar que até 30 de dezembro de 2019, o Comitê de Auditoria exerceu suas atividades regularmente.

1.3 Reestruturação societária

No dia 21 de outubro de 2019, a Companhia comunicou ao mercado fato relevante, informando aos seus acionistas e ao mercado em geral que o Conselho de Administração aprovou os termos e condições da proposta de Incorporação, pela Companhia, de sua controladora direta Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. A referida Incorporação foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio do Despacho nº 2.386, de 27 de agosto de 2019.

Em 6 de novembro de 2019, foi aprovada em Assembleia Geral Extraordinária a operação de incorporação reversa da Companhia com sua então controladora direta, a Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A. (“Enel Sudeste”). A operação consistiu na incorporação, pela Companhia, da totalidade do patrimônio líquido da Enel Sudeste, a valor contábil (“Incorporação”).



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A Incorporação, alinhada com a estratégia de otimização das estruturas societárias e de negócios do grupo Enel no Brasil, pretende reduzir custos em áreas administrativas e com o cumprimento de obrigações acessórias, além de tornar a administração conjunta mais eficiente, o que se espera resultar em benefícios de natureza patrimonial e financeira para o grupo Enel e a Companhia.

Como consequência dessa Incorporação, a Companhia sucedeu a Enel Sudeste a título universal, na forma da lei, em todos os seus direitos e obrigações, passando a totalidade dos seus ativos e passivos para o patrimônio da Companhia. Ainda, a então controladora indireta da Companhia, Enel Brasil S.A. sociedade anônima fechada, recebeu em substituição às ações de emissão da Enel Sudeste, ações de emissão da Companhia na mesma quantidade e da mesma classe e espécie das ações detidas pela Enel Sudeste. Importante mencionar que a Enel Brasil era a única acionista da Enel Sudeste.

O patrimônio líquido da Enel Sudeste foi avaliado pelo seu valor contábil na data-base de 31 de agosto de 2019, com base no laudo de avaliação para fins de incorporação, emitido por empresa de avaliação independente. A incorporação da Enel Sudeste teve eficácia a partir de 06 de novembro de 2019.

O patrimônio líquido da Enel Sudeste, na data-base de 31 de agosto de 2019, era de R\$ 8.709.292, conforme detalhado a seguir:

	Enel Sudeste
	31.08.2019
ATIVO	
Caixa e equivalentes de caixa	80
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	476
Investimento na Enel São Paulo	3.229.464
<u>Mais valia</u>	3.340.662
Outros ativos	(42.520)
Tributos e contriuições sociais diferidos - ativo	377.941
Intangível I	1.224.239
Intangível II (renovação da concessão)	4.948.962
Contingências	(1.069.072)
Tributos diferidos - passivo	(2.098.888)
Ágio (goodwill)	2.138.612
TOTAL DO ATIVO	8.709.294
PASSIVO	
Impostos a recolher	2
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	8.709.292

Quando da aquisição da Companhia, em junho de 2018, e atendendo às normas internacionais de contabilidade no Brasil, expressas no CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios, bem como à legislação tributária, em especial a Lei nº 12.973, de 13 de maio de 2014 e a Instrução Normativa da RFB nº 1.700, de 14 de março de 2017, a Enel Sudeste, registrou em seus livros contábeis, na data base de 31 de dezembro de 2018, como resultado do *PPA* (*) realizado, uma mais valia líquida de ativos e ágio no montante de R\$ 5.506.412.

(*) O trabalho designado por "*Purchase Price Allocation*"- *PPA* (em português Alocação do Preço de Compra) tem por objetivo avaliar o valor justo dos ativos e dos passivos assumidos por um investidor na aquisição de um negócio).

O valor da mais valia registrada pela Enel Sudeste correspondeu ao resultado do *PPA* realizado, que apontou para uma mais valia originada do preço de aquisição das ações da Companhia, a qual corresponde exclusivamente ao valor justo dos ativos líquidos adquiridos e ágio (*goodwill*). Em 31 de



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

agosto de 2019 o saldo no balanço patrimonial da Enel Sudeste da mais valia líquida e ágio, eram de R\$ 3.340.662 e R\$ 2.138.612, respectivamente.

Antes da incorporação pela Companhia, a Enel Sudeste reconheceu provisão para integridade de acordo com os conceitos das Instruções CVM 319/99 e 349/01, conforme alteradas. Dessa forma, os valores de mais valia foram transferidos para a controladora Enel Brasil e somente o benefício fiscal da amortização da mais valia do intangível da concessão foi incorporado pela Companhia. A parcela da mais valia dedutível é de aproximadamente R\$ 5.533.995, o que corresponde a um benefício fiscal de R\$ 1.881.558 (34%) para a Companhia.

Dessa forma, o total do benefício fiscal incorporado pela Companhia como resultado do processo de Reorganização, concluído em 6 de novembro de 2019, foi de R\$ 1.881.558 registrado em contrapartida à conta "Reserva de capital", no patrimônio líquido (nota explicativa nº 21.4).

A amortização do benefício fiscal está sendo realizada, da seguinte forma:

- (i) R\$ 413.943 – até junho de 2028, representando a mais valia proporcional ao intangível da concessão.
- (ii) R\$ 1.467.615 – até junho de 2058, representando a mais valia proporcional ao valor da renovação da concessão. Nesse caso, a Administração da Companhia entende que a renovação da concessão, por mais 30 anos, embora ainda não tenha regra definida, está sob o controle, uma vez que a Companhia atende aos requisitos de renovação estabelecidos pelo Poder Concedente.

Vale ressaltar que a amortização do benefício fiscal não impacta o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

Os impactos decorrentes da reorganização nos ativos e passivos da Companhia, em 6 de novembro de 2019, estão demonstrados a seguir:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Passos da incorporação			06.11.2019
	06.11.2019	Saldos incorporados da Enel Sudeste	Eliminações	
ATIVO CIRCULANTE				
Caixa e equivalentes de caixa	934,845	81	-	934,926
Imposto de renda e contribuição social compensáveis	65,172	476	-	65,648
Outros ativos	5,025,689	-	-	5,025,689
TOTAL ATIVO CIRCULANTE	6,025,706	557	-	6,026,263
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
Tributos e contribuições sociais diferidos	1.808,274	1.881,558	-	3.689,832
Investimentos em controlada	-	3.399,031	(3.399,031)	-
Outros ativos	15,868,742	-	-	15,868,742
TOTAL ATIVO NÃO CIRCULANTE	17,677,016	5,280,589	(3,399,031)	19,558,574
TOTAL DO ATIVO	23,702,722	5,281,146	(3,399,031)	25,584,837
PASSIVO CIRCULANTE				
Fornecedores	1.672,734	10	-	1,672,744
Outros passivos	3,724,625	-	-	3,724,625
TOTAL PASSIVO CIRCULANTE	5,397,359	10	-	5,397,369
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
TOTAL PASSIVO NÃO CIRCULANTE	14,760,308	-	-	14,760,308
PATRIMÔNIO LÍQUIDO				
Capital social	2.823,486	9,201,202	(9,201,202)	2,823,486
Reservas de capital				
Reservas de capital - benefício fiscal proveniente da incorporação	670,897	-	1,881,558	2,552,455
Outras reservas de capital	20,574	-	547	21,121
Ações em tesouraria	(49,236)	-	-	(49,236)
Outros resultados abrangentes/Ajustes de avaliação patrimonial	(808,781)	(332,525)	332,525	(808,781)
Reservas de lucros:				
Reserva legal	196,764,00	-	-	196,764
Lucros acumulados	61,305	(3,587,541)	3,587,541	61,305
Lucro do período	630,046	-	-	630,046
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	3,545,055	5,281,136	(3,399,031)	5,427,160
TOTAL DO PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	23,702,722	5,281,146	(3,399,031)	25,584,837

Os outros ativos e passivos existentes na data da incorporação totalizaram R\$ 547, e foram registrados em contrapartida no patrimônio líquido, como outras reservas de capital. Quanto ao benefício fiscal incorporado pela Companhia de R\$ 1.881.558, o mesmo foi registrado na rubrica de “tributos ativos diferidos em contrapartida à conta “Reserva de capital”, no patrimônio líquido. O saldo de investimento no valor de R\$3.399.033 foi objeto de eliminação, visto tratar-se do investimento que a Enel Sudeste detinha sobre a Companhia.

2. Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis regulatórias

Em 28 de julho de 2020, a Diretoria Executiva da Companhia autorizou a conclusão das presentes 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 no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa no 605, de 11 de março de 2014.

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. A nota explicativa nº 35 apresenta uma reconciliação entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, para melhor entendimento do leitor.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

2.1 Base de preparação e apresentação

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

Continuidade operacional

Com base nos fatos e circunstâncias existentes até a data de autorização das presentes demonstrações contábeis regulatórias, a Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Esta afirmação é baseada nas expectativas da Administração em relação ao futuro da Companhia, sendo consistentes com o seu plano de negócios. A Companhia prepara no início de cada exercício, planos de negócios que compreendem os orçamentos anuais, todos os planos de investimento de capital, os planos estratégicos e os programas de manutenção das instalações da Companhia. Os planos são acompanhados durante o exercício pelos órgãos de governança da Companhia, podendo sofrer alterações.

A receita da Companhia é, basicamente, composta pelos serviços de distribuição e disponibilidade de energia elétrica. Consequentemente, a Companhia concluiu que possui apenas o segmento de distribuição de energia elétrica como passível de reporte.

2.2 Moeda funcional, conversão de saldos e transações em moeda estrangeira

(a) Moeda funcional e de apresentação

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

(b) Transações e saldos

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional da Companhia pela taxa de câmbio na data base dos balanços.

3. Políticas contábeis e estimativas

As práticas contábeis e estimativas relevantes da Companhia estão apresentadas nas notas explicativas próprias aos itens a que elas se referem.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia faz o uso de julgamentos e estimativas, com base nas informações disponíveis, bem como adota premissas que impactam os valores divulgados das receitas, despesas, ativos e passivos, e as divulgações de passivos contingentes. Quando necessário, os julgamentos e as estimativas estão suportados por pareceres elaborados por especialistas. A Companhia adota premissas derivadas de sua experiência e outros fatores que entende como razoáveis e relevantes nas circunstâncias. As premissas adotadas pela

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que poderá levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros na medida em que novas informações estejam disponíveis.

3.1 Novos pronunciamentos, interpretações e orientações

3.1.1 CPC 06 (R2)/IFRS 16 – Arrendamentos

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

Até que seja feita uma análise pelo órgão regulador, e posteriormente a sua recomendação, os efeitos das alterações contábeis advindas da aplicação do CPC 06 (R2)/IFRS 16 – Operações de arrendamento mercantil não foram refletidas para fins regulatórios.

3.1.2 Revisão de normas e interpretações em vigor a partir de 1º de janeiro de 2019

A seguir, estão descritos os pronunciamentos e interpretações que entraram em vigência em 1º de janeiro de 2019, porém não impactaram as demonstrações contábeis regulatórias relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019. Adicionalmente, cabe destacar que a ANEEL não se posicionou quanto a adoção dessas revisões, exceto com relação ao CPC 48, o qual não foi adotado para fins regulatórios.

- ICPC 22/IFRIC 23 – Incerteza sobre Tratamentos de Tributos sobre o Lucro: a interpretação trata da contabilização dos tributos sobre o lucro nos casos em que os tratamentos tributários envolvem incerteza que afeta a aplicação da IAS 12 (CPC 32) e não se aplica a tributos fora do âmbito do referido pronunciamento, nem inclui especificamente os requisitos referentes a juros e multas associados a tratamentos tributários incertos. A interpretação aborda especificamente o seguinte: (i) se a entidade considera tratamentos tributários incertos separadamente, (ii) as suposições que a entidade faz em relação ao exame dos tratamentos tributários pelas autoridades fiscais, (iii) como a entidade determina o lucro real (prejuízo fiscal), bases de cálculo, prejuízos fiscais não utilizados, créditos tributários extemporâneos e alíquotas de impostos, e (iv) como a entidade considera as mudanças de fatos e circunstâncias. A Companhia avaliou a nova interpretação e concluiu que não há incertezas significantes quando da aplicação de tratamentos fiscais que envolvam tributos sobre os lucros, e logo, a interpretação em questão não gera impactos qualitativos e quantitativos para as demonstrações contábeis.
- CPC 48/IFRS 09 – Recursos de pagamento antecipado com compensação negativa: De acordo com o CPC 48, equivalente a norma internacional de contabilidade IFRS 09, um instrumento de dívida pode ser mensurado ao custo amortizado ou pelo valor justo por meio de outros resultados abrangentes, desde que os fluxos de caixa contratuais sejam “somente pagamentos de principal e juros sobre o principal em aberto” (critério de SPPI) e o instrumento for mantido no modelo de negócio adequado para esta classificação. As alterações ao CPC 48 esclarecem que um ativo financeiro cumpre o critério de SPPI independentemente do evento ou circunstância que cause a rescisão antecipada do contrato e independentemente da parte que paga ou recebe uma compensação razoável pela rescisão antecipada do contrato.
- CPC 33 (R1)/IAS 19 – Alterações, reduções ou liquidação de planos: as alterações a este pronunciamento contábil abordam a contabilização quando da alteração, redução ou liquidação de um

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

plano durante o seu período-base. Tais mudanças foram realizadas para clarificar o que deve ser feito pela companhia quando os planos são alterados, reduzidos ou liquidados durante o período-base. Dessa forma, a Companhia deve: (i) determinar o custo do serviço atual para o período remanescente após a alteração, redução ou liquidação do plano, usando as premissas atuariais utilizadas para reavaliar o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento; e (ii) determinar os juros líquidos para o período remanescente após alteração, redução ou liquidação do plano, usando o passivo (ativo) líquido do benefício definido refletindo os benefícios oferecidos pelo plano e os ativos do plano após aquele evento, bem como a taxa de desconto usada para reavaliar este passivo (ativo) líquido do benefício definido.

Tais mudanças não impactaram a Companhia, uma vez que os eventos determinados na norma supracitada não tiveram ocorrência ainda, e dessa forma, a medida que ocorrerem, é provável que impactem os planos de benefícios a empregados mantidos pela Companhia.

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

3.1.3 Normas, alterações e interpretações que ainda não estão em vigor em 31 de dezembro de 2019

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor para períodos após a data destas demonstrações contábeis regulatórias (a partir de 1º de janeiro de 2020), sendo que a Companhia não os adotou de forma antecipada:

- Revisão de Pronunciamentos Técnicos nº 14/2019 – Aprovado em 1º de novembro de 2019 e divulgado em 10 de dezembro de 2019: as alterações são em decorrência principalmente das alterações anuais do Ciclo 2018-2019, principalmente alterações realizadas ao CPC 00 (R2) – Estrutura conceitual, conforme descrito a seguir:

CPC 00 (R2) – Estrutura conceitual para relatórios financeiros, dentre as diversas alterações requeridas pelo pronunciamento em questão, os seguintes aspectos foram alterados: (i) conceitualiza e clarifica questões acerca do objetivo do relatório financeiro, as características qualitativas da informação financeira útil, e a descrição da entidade, bem como os seus limites; (ii) clarifica as definições de ativo, passivo, patrimônio líquido, receitas e despesas em diversos aspectos; (iii) define critérios para a inclusão de ativos e passivos nas demonstrações financeiras (reconhecimento) e orientação sobre quando removê-los (desreconhecimento); (iv) base de mensuração e orientação sobre quando e como utilizá-las; e (v) determina conceitos e estabelece orientações quanto a apresentação e divulgação das demonstrações financeiras e notas explicativas.

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

As alterações realizadas visam auxiliar o entendimento de temas específicos, melhorando a qualidade das demonstrações financeiras e as informações divulgadas. As alterações não resultarão em mudanças significativas nas demonstrações da Companhia.

- A Companhia analisou as demais normas e interpretações alteradas não vigentes e concluiu que não impactarão de forma significativa suas práticas contábeis e consequentemente as demonstrações contábeis regulatórias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

4. Caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo

Caixa e equivalentes de caixa, incluem caixa, contas bancárias e aplicações financeiras com liquidez imediata e estão demonstradas pelo custo acrescido dos juros auferidos por apresentarem risco insignificante de variação no seu valor de mercado.

As aplicações financeiras, representadas principalmente por CDBs, que possuem conversibilidade imediata, insignificante risco de mudança de valor, montante conhecido de caixa no momento do resgate e expectativa de realização em até 90 dias são registradas como equivalentes de caixa.

O caixa e equivalentes de caixa estão classificados como empréstimos e recebíveis, reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal e pelos juros calculados com base no método de taxa de juros efetiva ("custo amortizado").

Os investimentos de curto prazo estão classificados como disponíveis para venda e devem ser mensurados pelo seu valor justo. Os juros e correção monetária, contratados nas aplicações financeiras, são reconhecidos no resultado quando incorridos.

Uso de estimativas:

O cálculo do valor justo das aplicações financeiras, registradas como investimentos de curto prazo, é baseado nas cotações de mercado do papel ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de papéis similares.

Redução ao valor recuperável:

Os investimentos da Companhia são realizados com base na sua política que determina a diversificação do risco de crédito, centralização de suas transações em instituições de primeira linha e estabelecimento de limites de concentração e critérios de *ratings* das principais agências de risco (maiores detalhes na nota explicativa nº 30.2 b.1.1). Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018 não há expectativa de perda de ativos financeiros nas instituições para os quais a Companhia possui caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo. Desse modo, não foi registrada nenhuma perda esperada associada aos ativos classificados como caixa, equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo (CDB-DI), sendo os mesmos monitorados de forma contínua pela Companhia.

Caixa e equivalentes de caixa:

	Nota	2019	2018
Numerário disponível		20.074	76.330
Numerário em trânsito	4.1	205.354	76.388
CDB-DI	4.2	1.054.767	783.960
Total		1.280.195	936.678

Investimentos de curto prazo:

		2019	2018
CDB-DI	4.2	3.518	861
Fundo de investimento		1.978	3.895
Total		5.496	4.756
Total geral		1.285.691	941.434

- 4.1 O numerário em trânsito representa o montante recebido de clientes, porém ainda não creditado em favor da Companhia pela instituição financeira, ou seja, estão em circulação e serão transferidos para a Companhia em D+1 ou D+2 (primeiro ou segundo dia útil após o pagamento efetuado pelo cliente). O aumento foi ocasionado principalmente pelas arrecadações dos últimos dias do mês de dezembro

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

de 2019, que foram transferidas para a Companhia no início de janeiro de 2020, cujo os montantes foram superiores às arrecadações dos últimos dias do mês de dezembro de 2018.

- 4.2 Certificados de depósitos bancários foram remunerados em média a 95,44% do CDI no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (95,80% no exercício findo em 31 de dezembro de 2018), sendo resgatáveis a qualquer momento sem perda de rendimento, junto ao próprio emissor.

5. Consumidores, revendedores e outros

Incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica, valores a receber relativos à energia comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, participação financeira do consumidor e outros serviços cobráveis na fatura de energia elétrica.

A Companhia classifica os saldos de consumidores, revendedores e outros como instrumentos financeiros “empréstimos e recebíveis”.

Os recebíveis da Companhia são faturados nos termos das Resoluções Normativas nº 414/2010 e 506/2012 da ANEEL, exceto a venda de energia elétrica no mercado de curto prazo que segue a Resolução Normativa nº 109/2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). Esses recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e são ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, atualizações financeiras, quando aplicáveis, e podem ser reduzidos por ajuste de redução ao valor recuperável.

Uso de estimativas:

Receita não faturada: O cálculo da receita não faturada referente aos serviços de distribuição é feito automaticamente pelo sistema de faturamento, sendo realizado individualmente para cada unidade consumidora. O cálculo considera o montante médio diário (montante total faturado / nº de dias faturados) multiplicado pela quantidade de dias não faturados e pelo comportamento do consumo na rede de distribuição da Companhia (carga na fronteira) no período não faturado em relação ao período faturado (%).

Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa (Redução ao valor recuperável): Está constituída com base nas prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos. Os critérios utilizados atualmente pela Companhia para constituição das perdas estimadas são aqueles estabelecidos pela ANEEL sendo: (i) consumidores da classe residencial com faturas vencidas há mais de 90 dias; (ii) consumidores da classe comercial com faturas vencidas há mais de 180 dias; (iii) consumidores das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros com faturas vencidas há mais de 360 dias. Contudo, existem casos de consumidores com débitos relevantes para os quais a Companhia efetua análise individual. A análise individual, desde que devidamente embasada, deverá sobrepor a regra geral detalhada anteriormente, para fins de eventuais registros de perda estimadas com crédito de liquidação duvidosa. Créditos de consumidores registrados nas contas a receber (revisão de fatura) não são sujeitos à estimativa de perda.

Reconhecimento de perda: As baixas de recebíveis para perda são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobrança administrativa e obedecem aos prazos e valores definidos pelo artigo 9º da Lei nº 9.430/1996, com alterações introduzidas pelo artigo 8º da Lei nº 13.097/2015.

Os recebimentos de créditos referentes a contas a receber que foram registrados em perda são registrados a crédito na rubrica de “Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa”.



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

5.1 A composição do saldo de consumidores, revendedores e outros (correntes e renegociados), conforme requerido pelo manual de contabilidade do setor elétrico, é como segue:

CIRCULANTE	VALORES CORRENTES						VALORES RENEGOCIADOS							
	Nota	Corrente a vencer	Corrente vencida				Total de consumidores, revendedores e outros	PECLD	Renegociada a vencer			Total de valores renegociados	Total 2018	
			até 30 dias	até 90 dias	de 91 a 180 dias	de 181 a 360 dias			mais de 360 dias	até 60 dias	mais de 60 dias			PECLD
Consumidores - distribuição de energia:														
Residencial	441.947	482.026	80.377	1.145	(1.114)	(83.755)	920.626	42.924	67.246	33.579	251.854	111.249	1.031.875	
Industrial	80.166	35.838	4.683	7.106	4.819	(5.016)	127.596	2.528	7.736	1.383	15.330	13.194	140.790	
Comercial	311.672	101.879	6.334	1.685	1.187	(1.808)	420.949	5.137	11.802	3.010	22.888	18.770	439.519	
Rural	246	150	15	35	2	(2)	446	5	10	1	17	18	464	
Poderes públicos	50.294	16.657	1.011	1.124	40	(1.192)	67.934	586	1.348	24	155	2.051	69.985	
Iluminação pública	7.817	1.607	-	10	-	(5)	9.429	8	-	3	3	12	9.441	
Serviço público	33.067	40	35	9	(14)	(587)	33.137	19	34	-	15	55	33.192	
Encargos cobráveis	8.443	918	105	3	8	-	8.890	-	-	-	-	1.182	1.182	
Encargos de uso da rede	3.281	113	151	-	-	-	3.545	-	-	-	-	3.545	3.545	
Fornecimento não faturado	866.332	-	-	-	-	-	866.332	-	-	-	-	-	866.332	
Participação financeira do consumidor	-	753	36	108	14	-	911	-	-	-	-	911	911	
(+) Arrecadação Processo Classif. (*)	(123.844)	(10.761)	(383)	(106)	(98)	-	(135.192)	-	-	-	-	-	(135.192)	
Revendedores e outros:														
Energia no curto prazo - CCEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Ressarcimento - leilões de energia	11.641	-	-	-	-	-	11.641	-	-	-	-	-	11.641	
TOTAL - CIRCULANTE	1.691.062	629.220	92.364	11.119	4.844	(92.365)	2.336.244	51.207	88.176	38.000	290.272	145.349	2.481.593	
NÃO CIRCULANTE														
Consumidores - distribuição de energia:														
Residencial	-	-	-	-	-	-	-	-	2.768	-	-	1.902	4.937	
Industrial	-	-	-	-	-	-	-	-	1.747	-	-	1.536	1.776	
Comercial	-	-	-	-	-	-	-	-	5.174	-	-	4.535	3.508	
Rural	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	
Poderes públicos	-	-	-	-	-	-	-	-	610	-	-	610	429	
Iluminação pública	-	-	-	-	-	-	26.114	-	22	-	-	22	26.136	
Serviço público	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL - NÃO CIRCULANTE	-	-	-	-	-	-	26.114	-	10.321	-	-	8.605	36.922	
TOTAL - CIRCULANTE + NÃO CIRCULANTE	1.691.062	629.220	92.364	11.119	30.958	(92.365)	2.362.358	51.207	98.497	38.000	290.272	153.954	2.516.512	
													2.475.701	

(*) Os saldos de arrecadação em fase de processo de classificação, para fins societários, são realocados para as classes de consumo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

5.1.1 Referem-se a valores a receber de precatórios municipais. No que tange ao prazo para pagamento dos precatórios pendentes, o Projeto de Emenda Constitucional nº 212/2016, transformada na Emenda Constitucional nº 99/2017, alterou o artigo 101 do Ato das Disposições Constitucionais Transitórias, para instituir novo regime especial de pagamento de precatórios, prorrogando o prazo final para pagamento dos precatórios de 2020 para 2024. Entretanto, de acordo com a Emenda Constitucional nº 62/2009, os municípios (do Sul e Sudeste) deverão destinar no mínimo 1,5% da receita corrente líquida para pagamento dos precatórios.

5.2 Contas a receber – acordos

Os saldos de contas a receber - acordos incluem os parcelamentos de consumidores em função dos programas de negociação realizados.

Uso de estimativas:

Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa: A constituição é realizada pelo montante total em aberto do acordo quando a parcela mais antiga vencida atingir os prazos divulgados na nota explicativa nº 6 (conforme classe do consumidor). Os valores são revertidos quando da ocorrência de um dos seguintes eventos: (i) recebimento do valor de cada parcela negociada, sendo a reversão proporcionalmente realizada de acordo com o valor recebido e (ii) o montante amortizado for igual ou superior a 30% do total da dívida negociada e estiver adimplente com o plano, sendo a reversão total do valor ainda em aberto.

A composição do saldo de contas a receber - acordos é como segue:

	Nota	2019	2018
<u>CIRCULANTE</u>			
Consumidores		467.655	405.260
Subtotal		467.655	405.260
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	6	(322.306)	(240.247)
Saldo líquido de PECLD		145.349	165.013
<u>NÃO CIRCULANTE</u>			
Consumidores		10.321	12.874
Subtotal		10.321	12.874
Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa	6	(1.716)	(1.992)
Saldo líquido de PECLD		8.605	10.882
Total circulante + não circulante		153.954	175.895

A abertura das contas a receber – acordos por vencimento é a seguinte:

	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total 2019
		até 90 dias	mais de 90 dias	
Consumidores	149.705	50.446	277.825	477.976
Subtotal	149.705	50.446	277.825	477.976
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	(24.366)	(24.386)	(275.270)	(324.022)
Saldo líquido de PECLD - Circulante + Não Circulante	125.339	26.060	2.555	153.954

	Saldos vencidos	Saldos vencidos		Total 2018
		até 90 dias	mais de 90 dias	
Consumidores	183.154	51.172	183.808	418.134
Subtotal	183.154	51.172	183.808	418.134
Perda estimada com créditos de liquidação duvidosa	(41.960)	(20.860)	(179.419)	(242.239)
Saldo líquido de PECLD - Circulante + Não Circulante	141.194	30.312	4.389	175.895

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

6. Perda esperada com créditos de liquidação duvidosa - PECLD

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

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31.12.2018	Provisões	Reversões	Perda	Saldo final 31.12.2019
Consumidores	5.1	(83.123)	(394.514)	121.131	264.141	(92.365)
Contas a receber - acordos	5.2	(242.240)	(156.109)	74.327	-	(324.022)
Outros créditos - serviços prestados		(1.584)	(4.570)	4.114	497	(1.543)
Total		(326.947)	(555.193)	199.572	264.638	(417.930)
Circulante		(324.955)				(416.213)
Não circulante		(1.992)				(1.717)
Total		(326.947)				(417.930)

Rubricas de origem	Nota	Saldo inicial 31.12.2017	Provisões	Reversões	Transferências	Perda	Saldo final 31.12.2018
Consumidores	5.1	(72.016)	(499.101)	327.805	777	159.412	(83.123)
Contas a receber - acordos	5.2	(173.233)	(221.988)	152.981	-	-	(242.240)
Outros créditos - serviços prestados		(626)	(2.052)	1.056	(777)	815	(1.584)
Outros créditos		(2.759)	-	-		2.759	-
Total		(248.634)	(723.141)	481.842	-	162.986	(326.947)
Circulante		(245.136)					(324.955)
Não circulante		(3.498)					(1.992)
Total		(248.634)					(326.947)

A Companhia apresenta a seguir a movimentação e o efeito no resultado de perda esperada com créditos de liquidação duvidosa:

	Nota	2019	2018
Provisões		(555.193)	(723.141)
Reversões		199.572	481.842
Receita com recuperação de perdas	6.1	17.051	22.477
Despesa com PECLD		(338.570)	(218.822)

6.1 Referem-se a recebimentos de valores de contas a receber já baixados como perda (critério fiscal).

7. Tributos e contribuições sociais compensáveis

Imposto de renda e contribuição social compensáveis		Nota	2019	2018
CIRCULANTE				
Contribuição social			4.452	5.053
Imposto de renda	7.1		47.300	4.372
Imposto de renda retido na fonte			16.334	13.868
Total			68.086	23.293
Outros tributos compensáveis				
CIRCULANTE				
PIS e COFINS a recuperar (ICMS)	19		578.763	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS			89.978	92.491
ICMS - Compra de créditos			1.747	18.180
COFINS			20.770	14.410
PIS			5.734	4.333
INSS			57	-
Total			697.049	129.414
NÃO CIRCULANTE				
PIS e COFINS a recuperar (ICMS)	19		4.426.554	-
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS			68.586	84.967
Total			4.495.140	84.967
Total			5.192.189	214.381

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

7.1 Dedutibilidade das despesas com o Programa de Alimentação do Trabalhador – PAT na apuração do IRPJ

Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia mantém em seus registros contábeis, crédito de Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ a recuperar no valor de R\$ 44.334, sendo R\$ 22.287 de principal na rubrica “imposto de renda” e R\$ 22.047 de atualização pela SELIC na rubrica “receitas financeiras”. O referido crédito é decorrente de decisão judicial favorável transitada em julgado, proferida em ação movida pela Companhia em 2011 pleiteando o reconhecimento do seu direito ao benefício da dedução em dobro das despesas incorridas com o Programa de Alimentação dos Trabalhadores – PAT, na forma prevista na Lei 6.321/1976, bem como a repetição, através de compensação, do IRPJ recolhido indevidamente desde 2006. A Companhia apresentou o pedido de habilitação do crédito à Receita Federal do Brasil e, após seu deferimento, procederá à compensação com tributos federais.

8. Tributos e contribuições sociais diferidos

Impostos diferidos passivos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias não tributáveis. Impostos diferidos ativos são reconhecidos para todas as diferenças temporárias dedutíveis, créditos e prejuízos tributários não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estejam disponíveis para que as diferenças temporárias possam ser realizadas e os créditos e prejuízos tributários possam ser utilizados.

A recuperação do saldo dos impostos diferidos ativos é revisada a cada encerramento de balanço ou em período inferior, quando ocorrer eventos relevantes que requeiram uma revisão. Quando não for mais provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis para permitir a recuperação de todo o ativo, ou parte dele, o saldo do ativo é ajustado pelo montante que se espera que seja recuperado, de acordo com o prazo máximo da concessão. A expectativa de geração de lucros tributáveis futuros é determinada por estudo técnico aprovado pelos órgãos da Administração da Companhia.

Impostos diferidos ativos e passivos são mensurados à alíquota do imposto determinada pela legislação tributária vigente na data do balanço e que se espera ser aplicável na data de realização dos ativos ou liquidação dos passivos que geraram os tributos diferidos.

O imposto diferido é reconhecido de acordo com a transação que o originou, seja no resultado ou no patrimônio líquido.

Impostos diferidos ativos e passivos estão apresentados líquidos em razão dos impostos diferidos serem relacionados somente à Companhia e sujeitos à mesma autoridade tributária, além de haver um direito legal assegurando a compensação do ativo fiscal corrente contra o passivo fiscal corrente.

8.1 Composição dos tributos e contribuições sociais diferidos

	Nota	2019	2018
Diferenças temporárias, prejuízo fiscal e base de cálculo negativa	8.2	2.342.604	2.264.641
Benefício fiscal do ágio incorporado	8.3	2.080.656	231.333
Total dos tributos e contribuições sociais diferidos		4.423.260	2.495.974

8.2 Saldos acumulados dos tributos diferidos sobre diferenças temporárias, prejuízos fiscais e bases negativas, são como segue:



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Balanco Patrimonial		Resultado	
	2019	2018	2019	2018
Tributos diferidos ativos				
Provisão de benefício a empregados	266.093	282.077	(15.984)	(1.918)
Provisão para processos judiciais e outros	294.488	282.014	12.474	125.044
Provisão para processos judiciais e outros - acordo Eletrobras	-	544.198	(544.198)	34.491
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	142.096	85.441	56.655	905
Ajuste avaliação atuarial (outros resultados abrangentes)	1.576.768	863.696	-	-
Prejuízo fiscal/Base de cálculo negativa	550.094	213.290	336.804	54.558
Créditos tributários sobre ágio na incorporação	165.545	248.318	(82.773)	(82.772)
Diferença na taxa de depreciação/amortização	22.900	40.797	(17.897)	(29.257)
Provisão para fornecedores de materiais e serviços	13.651	15.885	(2.234)	(2.512)
Provisão programa de saída voluntária (PSV) / incentivo à aposentadoria (PIA)	554	24.003	(23.449)	24.003
Provisão FGTS - PIA programa de incentivo à aposentadoria (multa 40%)	42.889	35.219	7.670	35.219
Arrendamento mercantil - CPC 06 - IFRS 16	(537)	-	(537)	-
Outros	31.450	26.868	4.582	9.410
Total dos tributos diferidos ativos	3.105.991	2.661.806	(268.887)	167.171
Tributos diferidos passivos:				
Reavaliação regulatória	(278.748)	(350.827)	72.079	69.334
Reavaliação regulatória - Complemento da BRR - 5CRTP	(391.137)	-	-	-
Atualização monetária de depósitos judiciais	(53.989)	(50.597)	(3.392)	2.541
Outros resultados abrangentes - cash flow hedge(derivativo)	(13.820)	-	-	-
Outros	(25.693)	4.259	(29.952)	19.928
Total dos tributos diferidos passivos	(763.387)	(397.165)	38.735	91.803
Ativo fiscal diferido, líquido	2.342.604	2.264.641	(230.152)	258.974
Realização do benefício fiscal do ágio incorporado			(32.235)	(23.971)
Receita (despesa) de imposto de renda e contribuição social diferidos			(262.387)	235.003

8.2.1 Com o trânsito em julgado das homologações dos Acordos com a Eletrobrás e com os advogados - nota explicativa nº 16, as condições previstas para início do pagamento dos acordos foram atendidas, consequentemente o montante envolvido passou a ser tratado como “contas a pagar”, incorrendo em aumento do prejuízo fiscal/base negativa, visto que anteriormente a tal homologação, o valor era tratado como provisão. No entanto, o referido aumento do prejuízo fiscal/base negativa foi parcialmente compensado com o lucro fiscal apurado no exercício de 2019.

8.3 Benefício fiscal gerado por incorporações:

Benefícios fiscais gerados pelas seguintes incorporações, registrados de acordo com os conceitos das Instruções CVM nºs 319/99 e 349/01, conforme alteradas:

AES Elpa S.A. (“AES Elpa”) e Brasileira Participações S.A. (“Brasileira Participações”) - Incorporação dos ágios das antigas controladoras AES Elpa e Brasileira Participações, oriundo da reorganização societária concluída em 30 de dezembro de 2016 realizada por meio das cisões parciais da Brasileira Participações e da AES Elpa, com a incorporação dos acervos cindidos pela Companhia.

O total do benefício fiscal incorporado pela Companhia foi de R\$ 693.897, sendo composto pelos créditos tributários sobre ágio de R\$ 413.863 e pelo benefício fiscal do ágio no montante de R\$ 280.034

Enel Brasil Investimentos Sudeste S.A (“Enel Sudeste”) - Incorporação do benefício fiscal da mais valia (34% sobre a parcela dedutível) do intangível da concessão no montante de R\$ 1.881.558, oriundo da reorganização societária concluída em 6 de novembro de 2019, conforme detalhado na nota explicativa nº 1.3.

A composição do saldo do benefício fiscal das incorporações é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	2019			2018
	Ágio/Benefício fiscal	Provisão	Valor líquido	Valor líquido
AES Elpa				
Saldos oriundos da incorporação	515.570	(340.275)	175.295	175.295
Amortização acumulada	(134.496)	88.768	(45.728)	(30.486)
Subtotal	381.074	(251.507)	129.567	144.809
Brasília Participações				
Saldos oriundos da incorporação	308.058	(203.319)	104.739	104.739
Amortização acumulada	(80.363)	53.039	(27.324)	(18.215)
Subtotal	227.695	(150.280)	77.415	86.524
Enel Sudeste				
Saldos oriundos da incorporação	6.150.317	(4.268.759)	1.881.558	-
Amortização acumulada	(22.882)	14.998	(7.884)	-
Subtotal	6.127.435	(4.253.761)	1.873.674	-
Total do ágio/benefício fiscal de incorporações	6.736.204	(4.655.548)	2.080.656	231.333

Os ativos fiscais diferidos decorrentes das incorporações são realizados mensalmente. Vale ressaltar que tais realizações não impactam o resultado da Companhia, visto que a amortização, a reversão da provisão e o benefício fiscal ocorrem no mesmo momento. Somente há impacto de caixa devido à redução no pagamento do imposto de renda e contribuição social.

8.4 Movimentação dos saldos de tributos e contribuições sociais diferidos:

	2019	2018
Saldo inicial	2.495.974	2.233.291
Impacto no resultado	(262.387)	235.003
Impacto no patrimônio líquido (Outros resultados abrangentes)	699.252	27.680
Impacto no patrimônio líquido (Complemento da BRR - 5CRTP)	(391.137)	-
Impacto no patrimônio líquido (Benefício fiscal proveniente da incorporação)	1.881.558	-
Saldo final	4.423.260	2.495.974

8.5 Estimativa de realização:

Uso de estimativas:

Com base no estudo técnico de geração de lucros tributários futuros e estimativas da Administração, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia estima a realização dos tributos diferidos ativos nos seguintes exercícios:

	2019		
	Tributos e contribuições sociais diferidos ativos	Benefício fiscal do ágio incorporado	Total
Prazo de recuperação dos tributos diferidos ativos:			
2020	631.798	71.658	703.456
2021	350.198	71.658	421.856
2022	266.006	71.658	337.664
2023	858.384	71.658	930.042
2024	290.425	71.658	362.083
2025 em diante	709.180	1.722.366	2.431.546
	3.105.991	2.080.656	5.186.647

Julgamento significativo da Administração é requerido para determinar o valor do imposto diferido ativo que pode ser reconhecido, com base no prazo provável de realização e nível de lucros tributáveis futuros, juntamente com estratégias de planejamento tributário.

As premissas utilizadas nas projeções de resultados operacionais e financeiros e o potencial de crescimento da Companhia foram baseados nas expectativas de sua Administração em relação ao futuro da Companhia e não devem ser utilizadas para tomada de decisão em relação a investimento. A Administração entende que a presente estimativa é consistente com o seu plano de negócio, à época

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

da elaboração do estudo técnico, de forma que não é esperada nenhuma perda na realização desses créditos, e os ajustes decorrentes não têm sido significativos em relação aos exercícios anteriores.

9. Imobilizado, intangível e bens e atividades não vinculadas a concessão

Características do contrato de concessão da Companhia

Em 15 de junho de 1998, a Companhia e a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL assinaram o Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998, o qual estabelece as condições para a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica, com tecnologia adequada e métodos que garantam a prestação do serviço, na sua área de concessão determinada pela Resolução ANEEL nº 72, de 25 de março de 1998. O prazo de duração do contrato de concessão é de 30 anos, a partir da data de sua assinatura. O prazo da concessão poderá ser prorrogado por igual período, sendo que a Companhia deverá efetuar o requerimento até 36 meses antes do término da concessão e a ANEEL deve manifestar-se até o 18º mês anterior ao término da concessão. A eventual prorrogação estará subordinada ao interesse público e à revisão das condições estipuladas no Contrato de Concessão, a critério da ANEEL. A concessão da Companhia não é onerosa, portanto, não há compromissos fixos e pagamentos a serem efetuados ao Poder Concedente.

No término do contrato de concessão, os bens e instalações vinculados à distribuição de energia elétrica passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, apurada através de fiscalização do próprio órgão regulador.

Em 6 de junho de 2005, foi assinado o Primeiro Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 - ANEEL entre a Companhia e a União Federal, tendo como objeto atender às condições de eficácia constantes dos § 2º dos artigos 36 e 43 do Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que dá tratativa do repasse às tarifas dos consumidores finais.

Em 3 de maio de 2010, foi assinado o Segundo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 – ANEEL entre a Companhia e a União Federal, cujo objeto foi a alteração dos procedimentos de cálculo dos reajustes tarifários anuais, visando à neutralidade dos Encargos Setoriais da “Parcela A” da Receita Anual da Concessionária, na forma das alterações efetuadas na redação da Cláusula Sétima do Contrato de Concessão de distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL.

Em 10 de dezembro de 2014, foi assinado o Terceiro Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 – ANEEL entre a Companhia e a União Federal, pelo qual foi assegurado que eventual saldo de ativo ou passivo financeiro setorial, ao final do contrato de concessão, será indenizado para ou reembolsado pela Companhia.

Em outubro de 2018, foi assinado o Quarto Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998 – ANEEL entre a Companhia e a União Federal, devido a mudança do acionista controlador.

Adicionalmente, em maio de 2017, a Companhia solicitou a recomposição dos desequilíbrios econômicos no ciclo tarifário. As perdas tratadas referem-se à trajetória de repasse tarifário de custos operacionais, FUNCESP e perda de mercado desde a Revisão Tarifária de 2015. As tratativas podem culminar na assinatura de um novo Aditivo ao Contrato de Concessão. O processo continua em fase de instrução na ANEEL.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

O reajuste tarifário da Companhia ocorre no dia 4 de julho de cada ano e a revisão tarifária periódica, ocorre na mesma data a cada 4 anos, sendo a próxima em 4 de julho de 2023.

Bens vinculados à concessão: 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 produção, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica são vinculados a esses serviços, não podendo estes ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Poder Concedente.

Imobilizado em serviço: Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação regulatória compulsória, registrada em determinação à Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação (nota explicativa nº 10.4) estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução 674/15 Manual de Controle Patrimonial vigente emitida pelo Órgão Regulador.

A reavaliação regulatória compulsória é valorada de acordo com o laudo da base de remuneração regulatória elaborado pela Companhia e homologado pela ANEEL na ocasião da Revisão Tarifária Ordinária. O valor contabilizado foi apurado pela diferença entre o valor contábil e o valor novo de reposição (VNR) do ativo imobilizado em serviço – AIS, ajustado pela respectiva depreciação acumulada e índices de aproveitamento, em decorrência do 5º ciclo de Revisão Tarifária da Companhia, ocorrido em julho de 2019. Em 31 de dezembro de 2019, o saldo da reavaliação regulatória compulsória registrada, correspondente ao 5º ciclo de Revisão Tarifária, é de R\$ 1.970.249 (R\$ 1.031.843 em 31 de dezembro de 2018). A reserva de reavaliação é realizada 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 diferidos.

O valor residual é determinado considerando a premissa de existência de indenização de parcela não amortizada de bens pela taxa de depreciação regulatória e o prazo de vigência da outorga (concessão, permissão e/ou autorização). O valor residual de um ativo pode aumentar ou diminuir em eventuais processos de revisão das taxas de depreciação regulatória.

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.

Imobilizado em curso: A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros é prevista no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. Estes custos são recuperados por meio do mecanismo de tarifas e preços.

A Companhia agrega, mensalmente, os juros incorridos sobre empréstimos, financiamentos e debêntures ao custo de aquisição do imobilizado em curso, considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) os juros são capitalizados durante a fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) os juros são capitalizados considerando a taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) os juros totais capitalizados mensalmente não excedem o valor do total das despesas mensais de juros; e (d) os juros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinados para o ativo imobilizado aos quais foram incorporados. Os juros foram capitalizados (nota explicativa nº 26) a uma taxa média de 6,94% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 (9,3% a.a. no exercício findo em 31 de dezembro de 2018), sobre os ativos imobilizados qualificáveis.

Intangível: Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando aplicável, é calculada pelo método linear.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Os encargos financeiros, juros e atualizações monetárias incorridos, relativos a financiamentos obtidos de terceiros vinculados ao intangível em andamento, são apropriados às imobilizações intangíveis em curso durante o período de construção do intangível.

Obrigações especiais vinculadas à concessão: Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

Redução ao valor recuperável

Uso de estimativas:

A Companhia avalia trimestralmente eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Caso exista um indicador de perda de valor recuperável, o teste é realizado na data identificada. A Companhia efetua o teste anualmente para o ativo imobilizado.

O valor recuperável do ativo é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor justo menos custo para venda.

Para fins de avaliação do valor recuperável dos ativos através do valor em uso, utiliza-se o menor grupo de ativos para o qual existem fluxos de caixa identificáveis separadamente (unidades geradoras de caixa – UGC). O gerenciamento dos negócios considera a Companhia uma rede integrada de distribuição, compondo uma única unidade geradora de caixa.

O cálculo do valor justo menos custos de vendas é baseado em informações disponíveis de transações de venda de ativos similares ou preços de mercado menos custos adicionais para descartar o ativo.

O cálculo do valor em uso é baseado no modelo de fluxo de caixa descontado com base no WACC definido pelo grupo Enel, o qual considera uma taxa de alavancagem padrão para os negócios em que atua de 50%. Os fluxos de caixa derivam do orçamento de curto prazo e das projeções de longo prazo, contidas no plano de negócios da Companhia e não incluem atividades de reorganização com as quais a Companhia ainda não tenha se comprometido. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação.

O teste de recuperação dos ativos da Companhia não resultou na necessidade de reconhecimento de perda para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, em face de que o valor recuperável excede o seu valor contábil nas datas das avaliações.



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
31 de dezembro de 2019 e 2018
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

9.1 A composição e movimentação do imobilizado é como segue:

	Valor bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2019	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31.12.2019	Valor líquido em 31.12.2018
Ativo Imobilizado em Serviço											
Distribuição	21.925.768	95.853	(633.707)	917.604	4.582.848	1.201	26.989.567	380.951	(16.825.769)	10.163.798	8.724.180
Terrenos	418.675	-	25	4.140	92.055	-	514.895	4.165	-	514.895	418.675
Edifícios, obras civis e benfeitorias	582.213	-	(1.493)	18.791	36.370	-	637.881	17.298	(416.556)	221.325	205.052
Máquinas e equipamentos	20.711.573	5.571	(538.725)	894.168	4.540.730	(164)	25.613.153	360.850	(16.232.479)	9.380.674	8.028.663
Veículos	191.713	79.215	(93.514)	-	11.693	7.469	196.576	(6.830)	(156.385)	40.191	63.218
Móveis e utensílios	21.594	11.067	-	505	-	(6.104)	27.062	5.468	(20.349)	6.713	8.572
Administração	211.164	-	(2.206)	4.202	37.417	-	250.577	1.996	(140.108)	110.469	100.981
Terrenos	599	-	-	-	111	-	710	-	-	710	599
Edifícios, obras civis e benfeitorias	79.234	-	(2.136)	28	21.709	-	98.835	(2.108)	(50.825)	48.010	38.159
Máquinas e equipamentos	101.750	-	(71)	3.332	9.985	-	114.957	3.262	(65.770)	49.228	50.796
Veículos	1.690	-	-	251	329	-	2.270	251	(911)	1.359	1.096
Móveis e utensílios	27.891	-	-	591	5.283	-	33.765	591	(22.602)	11.163	10.331
Subtotal	22.136.932	95.853	(635.913)	921.806	4.720.265	1.201	27.240.144	382.947	(16.965.877)	10.274.267	8.825.161
Ativo Imobilizado em Curso											
Distribuição	705.373	758.894	-	(911.768)	-	-	552.499	(152.874)	-	552.499	705.373
Máquinas e equipamentos	428.691	767.383	-	(883.085)	-	-	312.989	(115.702)	-	312.989	428.691
Estoque	254.913	(29.798)	-	-	-	-	225.115	(29.798)	-	225.115	254.913
Terrenos	158	3.395	-	(3.334)	-	-	219	61	-	219	158
Edificações	16.654	12.314	-	(19.582)	-	-	9.386	(7.268)	-	9.386	16.654
Veículos	3.606	2.978	-	(3.603)	-	-	2.981	(625)	-	2.981	3.606
Móveis e utensílios	1.351	2.622	-	(2.164)	-	-	1.809	458	-	1.809	1.351
Administração	16.297	20.991	-	(10.374)	-	-	26.914	10.617	-	26.914	16.297
Máquinas e equipamentos	15.255	18.888	-	(9.252)	-	-	24.891	9.636	-	24.891	15.255
Outros	1.042	2.103	-	(1.122)	-	-	2.023	981	-	2.023	1.042
Subtotal	721.670	779.885	-	(922.142)	-	-	579.413	(142.257)	-	579.413	721.670
Total do Ativo Imobilizado	22.858.602	875.738	(635.913)	(336)	4.720.265	1.201	27.819.557	240.690	(16.965.877)	10.853.680	9.546.831



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Valor bruto em 31.12.2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2018	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31.12.2018	Valor líquido em 31.12.2017
<u>Ativo Imobilizado em Serviço</u>										
<u>Distribuição</u>	21.775.347	26.519	(1.146.345)	1.262.040	8.207	21.925.768	150.421	(13.201.588)	8.724.180	8.139.726
Terrenos	403.050	-	-	15.624	1	418.675	15.625	-	418.675	403.050
Edifícios, obras civis e benfeitorias	543.474	-	(3.641)	42.384	(4)	582.213	38.739	(377.161)	205.052	177.979
Máquinas e equipamentos	20.605.856	10.324	(1.135.101)	1.197.534	32.960	20.711.573	105.717	(12.682.910)	8.028.663	7.461.121
Veículos	204.905	14.136	(7.389)	4.811	(24.750)	191.713	(13.192)	(128.495)	63.218	89.744
Móveis e utensílios	18.062	2.059	(214)	1.687	-	21.594	3.532	(13.022)	8.572	7.892
<u>Administração</u>	214.380	-	(549)	4.880	(7.547)	211.164	(3.216)	(110.183)	100.981	112.915
Terrenos	599	-	-	-	-	599	-	-	599	599
Edifícios, obras civis e benfeitorias	77.307	-	(86)	2.013	-	79.234	1.927	(41.075)	38.159	37.999
Máquinas e equipamentos	107.377	-	(446)	1.996	(7.177)	101.750	(5.627)	(50.954)	50.796	62.248
Veículos	2.064	-	-	-	(374)	1.690	(374)	(594)	1.096	1.465
Móveis e utensílios	27.033	-	(17)	871	4	27.891	858	(17.560)	10.331	10.604
<u>Subtotal</u>	21.989.727	26.519	(1.146.894)	1.266.920	660	22.136.932	147.205	(13.311.771)	8.825.161	8.252.641
<u>Ativo Imobilizado em Curso</u>										
<u>Distribuição</u>	691.406	1.275.333	-	(1.261.366)	-	705.373	13.967	-	705.373	691.406
Máquinas e equipamentos	379.825	1.230.560	-	(1.181.694)	-	428.691	48.866	-	428.691	379.825
Estoque	268.428	(13.515)	-	-	-	254.913	(13.515)	-	254.913	268.428
Terrenos	20.346	(6.121)	-	(14.067)	-	158	(20.188)	-	158	20.346
Edificações	16.468	40.400	-	(40.214)	-	16.654	186	-	16.654	16.468
Veículos	4.976	14.154	-	(15.524)	-	3.606	(1.370)	-	3.606	4.976
Móveis e utensílios	1.363	9.855	-	(9.867)	-	1.351	(12)	-	1.351	1.363
<u>Administração</u>	14.966	7.757	-	(6.354)	(72)	16.297	1.331	-	16.297	14.966
Máquinas e equipamentos	9.529	6.781	-	(1.055)	-	15.255	5.726	-	15.255	9.529
Outros	5.437	976	-	(5.299)	(72)	1.042	(4.395)	-	1.042	5.437
<u>Subtotal</u>	706.372	1.283.090	-	(1.267.720)	(72)	721.670	15.298	-	721.670	706.372
<u>Total do Ativo Imobilizado</u>	22.696.099	1,309.609	(1,146.894)	(800)	588	22.858.602	162.503	(13,311,771)	9,546.831	8,959,013



NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS
31 de dezembro de 2019 e 2018
(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

9.2 A composição e movimentação do intangível é como segue:

	Valor bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2019	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Amortização acumulada	Valor líquido em 31.12.2019	Valor líquido em 31.12.2018
Ativo Intangível em Serviço											
Distribuição	594.866	-	-	15.961	(6.210)	166	602.783	16.127	(481.159)	121.624	101.633
Serviços	86.670	-	-	1.132	-	166	87.968	1.298	-	87.968	86.670
Softwares	508.196	-	-	14.829	(6.210)	-	514.815	14.829	(481.159)	33.656	14.963
Administração	319.122	-	(401)	93.019	23.213	-	434.953	92.618	(299.475)	135.478	81.669
Softwares	316.722	-	(401)	10.805	23.213	-	350.339	10.404	(287.383)	62.956	79.309
Outros	2.400	-	-	82.214	-	-	84.614	82.214	(12.092)	72.522	2.360
Subtotal	913.988	-	(401)	108.980	15.003	166	1.037.736	108.745	(780.634)	257.102	183.302
Ativo Intangível em Curso											
Distribuição	5.233	5.125	-	(7.784)	-	-	2.574	(2.659)	-	2.574	5.233
Serviços	841	1.400	-	(2.011)	-	-	230	(611)	-	230	841
Software	4.392	3.725	-	(5.773)	-	-	2.344	(2.048)	-	2.344	4.392
Administração	97.309	56.117	-	(100.860)	-	-	52.566	(44.743)	-	52.566	97.309
Serviços	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Software	97.309	56.117	-	(100.860)	-	-	52.566	(44.743)	-	52.566	97.309
Subtotal	102.542	61.242	-	(108.644)	-	-	55.140	(47.402)	-	55.140	102.542
Total do Ativo Intangível	1.016.530	61.242	(401)	336	15.003	166	1.092.876	61.343	(780.634)	312.242	285.844



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Valor bruto em 31.12.2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2018	Adições líquidas (A)+(B)+(C)+(D)	Amortização acumulada	Valor líquido em 31.12.2018	Valor líquido em 31.12.2017
<u>Ativo Intangível em Serviço</u>										
<u>Distribuição</u>	574.160	-	-	20.708	(2)	594.866	20.706	(493.233)	101.633	89.396
Serviços	69.898	-	-	16.774	(2)	86.670	16.772	-	86.670	69.898
Softwares	504.262	-	-	3.934	-	508.196	3.934	(493.233)	14.963	19.498
<u>Administração</u>	316.717	-	-	2.405	-	319.122	2.405	(237.453)	81.669	109.071
Softwares	316.717	-	-	-	5	316.722	5	(237.413)	79.309	109.071
Outros	-	-	-	2.405	(5)	2.400	2.400	(40)	2.360	-
<u>Subtotal</u>	890.877	-	-	23.113	(2)	913.988	23.111	(730.686)	183.302	198.467
<u>Ativo Intangível em Curso</u>										
<u>Distribuição</u>	16.731	6.892	-	(18.390)	-	5.233	(11.498)	-	5.233	16.731
Serviços	12.508	4.829	-	(16.496)	-	841	(11.667)	-	841	12.508
Software	4.223	2.063	-	(1.894)	-	4.392	169	-	4.392	4.223
<u>Administração</u>	45.035	56.197	-	(3.923)	-	97.309	52.274	-	97.309	45.035
Serviços	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Software	45.035	56.197	-	(3.923)	-	97.309	52.274	-	97.309	45.035
<u>Subtotal</u>	61.766	63.089	-	(22.313)	-	102.542	40.776	-	102.542	61.766
<u>Total do Ativo Intangível</u>	952.643	63.089	-	800	(2)	1.016.530	63.887	(730.686)	285.844	260.233

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

9.3 A composição e movimentação da conta “Máquinas e equipamentos” da atividade de distribuição é como segue:

Nota	Valor bruto em 31.12.2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2019	Adições líquidas (A)-(B)+(C)+(D)
<u>Ativo Bruto</u>								
<u>Distribuição:</u>								
	20.711.573	5.571	(536.725)	894.168	4.540.730	(164)	25.613.153	360.859
Transformador de distribuição	1.107.801	-	(46.277)	92.958	1.962.378	-	2.216.860	46.881
Medidor	864.728	-	(143.088)	108.311	528.600	-	1.358.551	(34.777)
Redes média tensão (2,3 KV a 44 KV)	7.283.671	-	(300.329)	512.459	2.921.692	-	10.417.493	212.130
Redes alta tensão (88 KV a 138 KV)	2.509.056	-	(5.345)	29.891	-	-	2.533.602	24.546
Subestações média tensão (primário 30 KV a 44 KV)	45.911	-	(2)	319	-	-	46.228	317
Subestações alta tensão (primário 88 KV a 138 KV)	2.914.737	-	(42.731)	88.801	7.784	-	2.968.591	46.070
Demais máquinas e equipamentos	5.985.669	5.571	(953)	61.429	20.276	(164)	6.071.828	65.883
9.3.1								
<u>Obrigações Especiais do Ativo Bruto</u>								
	(2.623.331)	(31.874)	-	(74.749)	(472.431)	-	(3.202.385)	(106.622)
Participações, doações, subvenções, PEE, P&D, universalização	(1.149.687)	(31.874)	-	(59.019)	-	-	(1.240.580)	(90.893)
Outros	(1.473.644)	-	-	(15.730)	(472.431)	-	(1.961.805)	(15.729)
Originadas da Receita:	(1.473.644)	-	-	(15.730)	(472.431)	-	(1.961.805)	(15.729)
Untrapassagem de demanda	(102.237)	-	-	-	-	-	(102.237)	-
Excedente de reativos	(259.805)	-	-	-	-	-	(259.805)	-
Outros	(1.111.603)	-	-	(15.729)	(472.431)	-	(1.599.763)	(15.729)
9.3.2								

Nota	Valor bruto em 31.12.2017	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Outros (D)	Valor bruto em 31.12.2018	Adições líquidas (A)-(B)+(C)
<u>Ativo Bruto</u>							
<u>Distribuição:</u>							
	20.605.856	10.324	(1.135.101)	1.197.534	32.960	20.711.573	105.717
Transformador de distribuição	1.084.342	-	(57.236)	80.695	-	1.107.801	23.459
Medidor	1.121.696	-	(420.108)	163.140	-	864.728	(256.968)
Redes média tensão (2,3 KV a 44 KV)	7.252.035	-	(595.469)	627.105	-	7.283.671	31.636
Redes alta tensão (88 KV a 138 KV)	2.394.958	-	(9.433)	123.531	-	2.509.056	114.098
Subestações média tensão (primário 30 KV a 44 KV)	45.031	-	(713)	1.593	-	45.911	880
Subestações alta tensão (primário 88 KV a 138 KV)	2.815.433	-	(47.607)	146.911	-	2.914.737	99.304
Demais máquinas e equipamentos	5.892.361	10.324	(4.535)	54.559	32.960	5.985.669	93.308
9.3.1							
<u>Obrigações Especiais do Ativo Bruto</u>							
	(2.500.900)	-	-	(122.431)	-	(2.623.331)	(122.431)
Participações, doações, subvenções, PEE, P&D, universalização	(1.042.847)	-	-	(106.840)	-	(1.149.687)	(106.840)
Outros	(1.458.053)	-	-	(15.591)	-	(1.473.644)	(15.591)
Originadas da Receita:	(1.458.053)	-	-	(15.591)	-	(1.473.644)	(15.591)
Untrapassagem de demanda	(102.237)	-	-	-	-	(102.237)	-
Excedente de reativos	(259.805)	-	-	-	-	(259.805)	-
Outros	(1.096.011)	-	-	(15.591)	-	(1.111.602)	(15.591)
9.3.2							

9.3.1 O montante de R\$ 5.571 e R\$ 10.324 adicionado diretamente no ativo imobilizado em serviço refere-se ao ajuste a valor presente sobre os créditos de ICMS originados nas compras para o ativo imobilizado.

9.3.2 Do montante de R\$ 1.599.764 (R\$ 1.111.602 em 31 de dezembro de 2018) identificado como “Outros”, R\$ 1.023.163 refere-se a reavaliações de obrigações especiais registradas em exercícios anteriores.

9.4 A composição do custo histórico e reavaliação do imobilizado, intangível e bens e atividades não vinculadas à concessão é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Taxas anuais médias de depreciação (%)	2019		2018
		Valor Bruto	Depreciação e amortização acumulada	Valor líquido
Em serviço:				
Distribuição	3,83%	27.592.350	(17.306.928)	10.285.422
Custo histórico		14.155.900	(6.492.489)	7.663.411
Reavaliação		13.436.450	(10.814.439)	2.622.011
Administração	4,64%	685.530	(439.583)	245.947
Custo histórico		552.860	(337.750)	215.110
Reavaliação		132.670	(101.833)	30.837
Bens e atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	26,09%	4.654	(4.589)	64
Custo histórico		4.654	(4.589)	64
Total em serviço		28.282.534	(17.751.100)	10.531.433
Em curso:				
Distribuição		555.073	-	555.073
Administração		79.480	-	79.480
Total em curso		634.553	-	634.553
Total: em serviço + em curso		28.917.087	(17.751.100)	11.165.986

9.5 A composição das adições nos exercícios, por tipo de gastos capitalizado, foi como segue:

	Material / equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros gastos	Valor bruto em 31.12.2019
Em curso						
Terrenos	3.334	25	-	2	34	3.395
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.208	7.439	1.374	290	2	12.313
Máquinas e equipamentos	380.613	265.920	131.869	6.322	1.548	786.272
Móveis e utensílios	2.578	35	-	8	-	2.621
Transformação, fabricação e reparo de materiais	11.156	-	-	-	-	11.156
Material em depósito	(41.004)	-	-	-	-	(41.004)
Compras em andamento	50	-	-	-	-	50
Outros	1.793	60.038	4.047	364	82	66.324
Total do imobilizado em curso	361.728	333.457	137.290	6.986	1.666	841.127

	Material / equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros gastos	Valor bruto em 31.12.2018
Em curso						
Terrenos	-	715	103	(474)	(6.465)	(6.121)
Edificações, obras civis e benfeitorias	3.190	35.991	506	714	314	40.715
Máquinas e equipamentos	631.034	468.067	122.209	12.390	3.642	1.237.342
Móveis e utensílios	10.115	37	5	-	109	10.266
Transformação, fabricação e reparo de materiais	(3.866)	-	-	-	-	(3.866)
Material em depósito	(11.482)	-	-	-	-	(11.482)
Compras em andamento	1.833	-	-	-	-	1.833
Outros	14.554	56.137	5.141	(553)	2.213	77.492
Total do imobilizado em curso	645.378	560.947	127.964	12.077	(187)	1.346.179

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

As dez principais adições (pelo critério de valor) ao imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	EQUIP SERVIÇO DETETOR TENSÃO	9.134
2.	CONDUTOR CU ISOLADO-EPR 3X1X500MM² TRIF	6.938
3.	BANCO DUTOS TERRA 12 DUTOS PLAST 200MM	6.626
4.	BANCO DUTOS TERRA 6 DUTOS PLAST 160MM	5.356
5.	BANCO DUTOS TERRA 12 DUTOS PLAST 200MM	4.961
6.	CÂMARA 1,00 X 12,00 M 0,1 X 20,00 M 1,00 X 7,00 M	4.148
7.	CONDUTOR CU ISOLADO-EPR 3X1X500MM² TRIF	4.089
8.	CONDUTOR CU ISOLADO-EPR 3X1X500MM² TRIF	3.767
9.	CONDUTOR CU ISOLADO-EPR 3X1X500MM² TRIF	3.345
10.	BARRAMENTO BLINDADO DESCONECTÁVEL 145KV	3.236

As dez principais baixas (pelo critério de valor) do imobilizado em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	CONDUTOR AL ISOLADO-XLPE 2X1X10MM²+10MM² TRIF	(19.978)
2.	POSTE CIRCULAR CONCRETO 10,5 M 600DAN	(13.579)
3.	CONDUTOR AL NU 1/0AWG MONOF	(6.645)
4.	TRAFO DIS AÉREO 7,96KV-240/120V-37,5KVA MONOF CONV	(5.444)
5.	CONDUTOR AL NU 1/0AWG MONOF	(5.369)
6.	CONDUTOR AL NU 1/0AWG MONOF	(5.101)
7.	TRAFO DISTRIB SUBM 21KV-220/127V-500KVA TRIF CONV	(4.824)
8.	TRAFO DIS AÉREO 7,96KV-240/120V-37,5KVA MONOF CONV	(4.516)
9.	TRAFO DIS AÉREO 7,96KV-240/120V-37,5KVA MONOF CONV	(4.072)
10.	MED ELETROMECAÂNICO ENER MONO/UNIP N/A S/MOD S/MOD	(3.965)

As cinco principais adições (pelo critério de valor) ao intangível em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	SOFTWARE DESENVOLVIMENTO - Transformação da Cobrança	15.137
2.	SOFTWARE DESENVOLVIMENTO ADMS	12.838
3.	SOFTWARE DESENVOLVIMENTO - Transformação Digital do Atendimento	10.145
4.	SOFTWARE DESENVOLVIMENTO - Módulo SAP – Fraud Management	7.487
5.	LICENÇA DE USO	5.486

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

10. Ativo e passivo regulatório

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios (ativos e passivos financeiros setoriais) tem a finalidade de neutralizar os impactos econômicos no resultado da Companhia, em função da diferença entre os itens não gerenciáveis, denominados de “Parcela A” ou outros componentes financeiros, e os efetivamente contemplados na tarifa, a cada reajuste/revisão tarifária.

Essas diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pela ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia.

O saldo é composto: (i) pelo ciclo anterior (em amortização), que representa o saldo homologado pela ANEEL já contemplado na tarifa e (ii) pelo ciclo em constituição, que são as diferenças que serão homologadas pela ANEEL no próximo evento tarifário.

A composição, movimentação dos saldos, composição por ciclo tarifário e segregação entre curto e longo prazo estão demonstradas da seguinte forma:



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Ativos Financeiros Setoriais

Nota	Saldo em 31.12.2018	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras tarifárias	Remuneração	Reclassificações	Saldo em 31.12.2019	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
	2.584.211	1.246.892	(2.052.960)	(162.160)	127.662	209.291	1.952.936	830.208	1.122.728	1.537.832	415.104
CVA Ativa	1.493.968	493.841	(1.545.523)	(162.160)	78.280	814.089	1.172.475	270.322	902.153	1.037.314	135.161
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	745.243	546.953	(242.328)	-	25.491	(62.1.509)	455.850	414	-	227.924	227.926
Custos de energia de Itaipu	3.257	25.319	(15.792)	-	1.161	-	13.945	414	13.531	13.738	207
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PRONFA	89.715	73.692	(75.673)	-	4.546	160	92.440	56.753	35.687	64.064	28.376
Transporte de energia pela rede básica	23.618	20.316	(19.618)	-	1.328	-	25.644	14.638	11.006	18.325	7.319
Transporte de energia elétrica - Itaipu	-	1.657	-	-	88	(1.745)	-	-	-	-	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	228.410	83.114	(154.026)	-	16.788	18.316	192.582	32.231	160.351	176.467	16.115
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	97.703	27.053	(49.899)	-	20.762	40.706	136.325	89.991	46.334	91.330	44.995
Demais ativos financeiros setoriais	49.936	(3.151)	(9.561)	-	(72)	-	37.152	37.152	-	18.576	18.576
Neutralidade da Parcela A	-	(45.647)	4.525	-	416	40.706	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de energia	47.767	75.851	(44.863)	-	20.418	-	99.173	52.839	46.334	72.754	26.419
Total Ativos Financeiros Setoriais	2.681.914	1.273.945	(2.102.859)	(162.160)	148.424	249.997	2.089.261	920.199	1.169.062	1.629.162	460.099

Passivos Financeiros Setoriais

Nota	Saldo em 31.12.2018	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras tarifárias	Remuneração	Reclassificações	Saldo em 31.12.2019	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
	798.853	(186.508)	(659.584)	207.920	35.246	205.766	401.693	117.075	284.618	348.976	52.717
CVA Passiva	27.552	(390.140)	(1.194)	207.920	2.798	164.706	11.642	11.642	-	11.642	-
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	-	(24.970)	-	-	94	24.876	-	-	-	-	-
Custos de energia de Itaipu	236	-	(318)	-	-	160	78	-	78	78	-
Transporte de energia pela rede básica	762.793	247.045	(649.868)	-	32.205	(2.292)	389.823	105.433	284.390	337.106	52.717
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	8.332	(18.443)	(8.204)	-	149	18.316	150	150	150	150	-
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	1.268.619	435.158	(736.266)	99.613	3.564	44.231	1.114.919	540.859	574.060	630.003	484.916
Demais passivos financeiros setoriais	-	4.678	(2.315)	-	27	-	2.390	-	2.390	2.390	-
Neutralidade da Parcela A	316.904	(27.907)	(178.988)	99.613	8.240	40.706	258.568	142.645	115.923	187.245	71.323
Sobrecontratação de energia	440.559	(129.929)	(36.424)	-	(19.239)	-	254.967	254.967	254.967	72.848	182.119
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - 4CRTP	-	62.919	-	-	1.817	-	64.736	-	-	-	64.736
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - 5CRTP	431.469	496.077	(438.858)	-	11.673	-	500.361	302.466	197.895	348.128	151.233
Risco hidrológico - Outros	61.658	-	(61.658)	-	-	-	-	-	-	-	-
Ressarcimento P&D	18.029	29.320	(18.029)	-	1.046	3.525	33.897	31.012	2.885	18.392	15.505
Total Passivos Financeiros Setoriais	2.067.472	248.650	(1.395.850)	307.533	38.810	249.997	1.516.612	657.934	858.678	976.979	537.633



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Saldo em 31.12.2017	Adição	Amortização	Recebimento Bandeiras tarifárias	Remuneração	Reclassificações	Saldo em 31.12.2018	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
Ativos Financeiros Setoriais											
CVA Ativa	1.771.345	2.651.276	(1.182.626)	(789.117)	128.098	5.235	2.584.211	1.548.102	1.036.109	1.791.746	792.465
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	1.214.211	1.716.877	(735.334)	(789.117)	90.011	(2.680)	1.493.968	763.061	730.907	1.098.470	395.498
Custos de energia de Itaipu	480.772	613.960	(374.836)	-	29.222	(3.873)	745.243	497.033	246.210	493.010	252.233
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	664	2.006	(3.558)	-	156	3.989	3.257	96	3.161	3.165	92
Transporte de energia pela rede básica	61.316	77.532	(53.642)	-	4.509	-	89.715	49.168	40.547	64.525	25.190
Transporte de energia elétrica - Itaipu	14.382	19.449	(11.354)	-	1.141	-	23.618	14.106	9.512	16.423	7.195
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	-	221.452	(3.900)	-	3.059	7.799	228.410	224.638	3.772	116.153	112.257
Demais ativos financeiros setoriais	283.910	102.565	(293.166)	-	9.079	(4.685)	97.703	88.141	9.562	53.484	44.219
Neutralidade da Parcela A	94.386	59.756	(103.642)	-	1.075	(1.639)	49.936	40.374	9.562	29.597	20.339
Sobrecontratação de energia	122.608	3.046	(122.608)	-	-	(3.046)	-	-	-	-	-
Devolução do ajuste tarifário de Angra III - Outros	66.916	-	(66.916)	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	-	39.763	-	-	8.004	-	47.767	47.767	-	23.887	23.880
Total Ativos Financeiros Setoriais	2.055.255	2.753.841	(1.475.792)	(789.117)	137.177	550	2.681.914	1.636.243	1.045.671	1.845.230	836.684

	Saldo em 31.12.2017	Adição	Amortização	Remuneração	Reclassificações	Saldo em 31.12.2018	Valores em constituição	Valores em amortização	Circulante	Não Circulante
Passivos Financeiros Setoriais										
CVA Passiva	1.445.740	345.080	(1.060.239)	60.357	7.915	798.853	400.447	398.406	605.403	193.450
Custos de Aquisição de Energia - (CVA energ)	253.132	3.793	(233.734)	4.361	-	27.552	26.360	1.192	27.552	-
Custos de energia de Itaipu	10.027	3.880	(10.215)	181	(3.873)	-	-	-	-	-
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	11.319	(3.827)	(11.584)	103	3.989	-	-	-	-	-
Transporte de energia pela rede básica	-	-	275	(39)	-	236	-	236	236	-
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	847.276	446.046	(580.706)	50.117	-	762.733	373.960	388.773	569.410	193.323
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	323.986	(104.812)	(224.275)	5.634	7.799	8.332	127	8.205	8.205	127
Demais passivos financeiros setoriais	704.606	924.374	(394.497)	41.501	(7.365)	1.268.619	877.617	391.002	659.916	608.703
Neutralidade da Parcela A	1.639	-	-	-	(1.639)	-	-	-	-	-
Sobrecontratação de energia	105.706	282.036	(69.010)	3.898	(5.726)	316.904	245.631	71.273	192.957	123.947
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos - 4CRTP (*) - Devolução tarif.	319.626	97.061	-	23.872	-	440.559	440.559	-	55.070	385.489
Risco hidrológico - Outros	230.016	423.616	(235.133)	12.970	-	431.469	188.627	242.842	334.820	96.649
Ressarcimento P&D	-	121.360	(59.702)	-	-	61.658	-	61.658	61.658	-
Outros	47.619	301	(30.652)	761	-	18.029	2.800	15.229	15.411	2.618
Total Passivos Financeiros Setoriais	2.150.346	1.269.454	(1.454.736)	101.858	550	2.067.472	1.278.064	789.408	1.265.319	802.153

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

- 10.1 Com relação a Conta de Desenvolvimento Energético, vale destacar (i) o recebimento do saldo remanescente da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – ACR (nota técnica nº 185/2019) no valor de R\$ 72.851 e; (ii) a extinção da quota anual de CDE Conta ACR – vide nota explicativa nº 17.1.
- 10.2 O montante total homologado pela ANEEL apurado no último ciclo tarifário (4CRTP) foi de R\$ 291.392 (período de fevereiro de 2015 a janeiro de 2019), sendo o valor atualizado após amortizações. O referido valor deve ser subtraído da parcela B, e está sendo devolvido/amortizado pela Companhia nos próximos 4 anos, sendo o valor devolvido para o ciclo 2019/2020 de R\$ 72.848, registrado no passivo circulante.

11. Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

São obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica e representam os valores da União, dos Estados, dos Municípios e dos consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno a favor do doador e às subvenções destinadas a investimentos no serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição. A composição destas obrigações é a seguinte:

Depreciação Taxa média anual (%)	2019			2018		
	Custo histórico	Reavaliação	Total	Custo histórico	Reavaliação	Total
Em serviço	(2,729,954)	(472,431,00)	(3,202,385)	(2,623,332)	-	(2,623,331)
Participação da União, Estados e Municípios	3,77	(43,536)	(43,536)	(43,130)	-	(43,130)
Participação Financeira do Consumidor	3,77	(1,043,270)	(1,043,270)	(976,404)	-	(976,404)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	3,77	(51,828)	(51,828)	(51,828)	-	(51,828)
Programa de Eficiência Energética - PEE	3,77	(32,470)	(32,470)	(32,470)	-	(32,470)
Pesquisa e Desenvolvimento	3,77	(69,476)	(69,476)	(45,855)	-	(45,855)
Outros		(1,489,374)	(1,489,374)	(1,473,645)	-	(1,473,644)
Ultrapassagem de demanda	4,16	(102,237)	(102,237)	(102,237)	-	(102,237)
Excedente de reativos	4,16	(259,805)	(259,805)	(259,805)	-	(259,805)
Outros	3,77	(1,127,332)	(1,127,332)	(1,111,602)	-	(1,111,602)
(-) Amortização Acumulada - AIS	977,667	359,794	1,337,461	874,819	38,573	913,392
Participação da União, Estados e Municípios	3,77	12,961	12,961	11,316	-	11,316
Participação Financeira do Consumidor	3,77	336,913	336,913	299,960	-	299,960
	3,77	25,449	25,449	23,480	-	23,480
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido						
Programa de Eficiência Energética - PEE	3,77	11,701	11,701	10,468	-	10,468
Pesquisa e Desenvolvimento	3,77	16,241	16,241	14,055	-	14,055
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos	4,16	74,951	74,951	58,953	-	58,953
Outros	3,77	499,451	499,451	456,587	38,573	495,160
Em curso	(123,874)	-	(123,874)	(96,520)	-	(96,520)
Participação da União, Estados e Municípios		(777)	(777)	(839)	-	(839)
Participação Financeira do Consumidor		(123,097)	(123,097)	(95,681)	-	(95,681)
Total	(1,876,161)	(112,637)	(1,988,798)	(1,845,033)	38,573	(1,806,459)

A movimentação ocorrida nos exercícios pode assim ser resumida:

	Saldo em 31.12.2017	Adição	Transferências	Saldo em 31.12.2018	Adição	Transferências	Saldo em 31.12.2019
Em serviço	(2,500,900)	-	(122,431)	(2,623,331)	(504,306)	(74,748)	(3,202,385)
Participação da União, Estados e Municípios	(41,123)	-	(2,007)	(43,130)	-	(406)	(43,536)
Participação Financeira do Consumidor	(885,954)	-	(90,450)	(976,404)	(31,874)	(34,992)	(1,043,270)
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido	(51,828)	-	-	(51,828)	-	-	(51,828)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(32,470)	-	-	(32,470)	-	-	(32,470)
Pesquisa e Desenvolvimento	(31,473)	-	(14,382)	(45,855)	-	(23,621)	(69,476)
Outros	(1,458,052)	-	(15,592)	(1,473,644)	(472,432)	(15,729)	(1,961,805)
Ultrapassagem de demanda	(102,237)	-	-	(102,237)	-	-	(102,237)
Excedente de reativos	(259,805)	-	-	(259,805)	-	-	(259,805)
Outros	(1,096,010)	-	(15,592)	(1,111,602)	(472,432)	(15,729)	(1,599,763)
(-) Amortização Acumulada - AIS	814,380	99,032	-	913,392	424,069	-	1,337,461
Participação da União, Estados e Municípios	9,691	1,625	-	11,316	1,645	-	12,961
Participação Financeira do Consumidor	265,688	34,272	-	299,960	36,953	-	336,913
	21,526	1,954	-	23,480	1,969	-	25,449
Doações e Subvenções Destinadas a Investimentos no Serviço Concedido							
Programa de Eficiência Energética - PEE	9,244	1,224	-	10,468	1,233	-	11,701
Pesquisa e Desenvolvimento	12,472	1,583	-	14,055	2,166	-	16,241
Ultrapassagem de demanda e excedente de reativos	43,893	15,060	-	58,953	15,998	-	74,951
Outros	451,846	43,314	-	495,160	364,085	-	859,245
Em curso	(137,657)	(81,294)	122,431	(96,520)	(102,102)	74,748	(123,874)
Participação da União, Estados e Municípios	(1,645)	(1,202)	2,008	(839)	(343)	405	(777)
Participação Financeira do Consumidor	(136,012)	(50,119)	90,450	(95,681)	(62,408)	34,992	(123,097)
Pesquisa e Desenvolvimento	-	(14,382)	14,382	-	(23,621)	23,621	-
Outros	-	(15,591)	15,591	-	(15,730)	15,730	-
Outros	-	(15,591)	15,591	-	(15,730)	15,730	-
Total	(1,824,197)	17,738	-	(1,806,459)	(182,339)	-	(1,988,798)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

As dez principais adições (pelo critério de valor) de obrigações especiais em serviço no exercício foram:

	Descrição do bem	R\$ mil
1.	Transf Curso para Serviço P&D SMART GRID	22.970
2.	Transf Incorporação de Rede AIC - AIS Jan/19	15.730
3.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Dez/19	8.678
4.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Jan/19	4.581
5.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Set/19	4.520
6.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Nov/19	3.805
7.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Mai/19	2.614
8.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Jul/19	2.340
9.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Out'19	2.321
10.	Transf Particip Financ. OE para Serviço Jun/19	2.005

12. Fornecedores

	Nota	2019	2018
CIRCULANTE			
Itaipu		477.751	472.676
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	12.1	225.573	78.775
Suprimento de energia elétrica		564.198	484.409
Suprimento de energia elétrica - partes relacionadas	29.1.1	4.176	2.303
Energia livre	12.2	60.661	112.681
Encargos de uso de rede elétrica		147.713	159.399
Encargos de uso de rede elétrica - partes relacionadas	29.1.1	1.363	1.587
Total energia		1.481.435	1.311.830
Materiais e serviços		379.497	313.592
Materiais e serviços - partes relacionadas	29.1.1	17.622	-
Total Fornecedores		1.878.554	1.625.422

12.1 O aumento do saldo a pagar no âmbito da CCEE está principalmente relacionado à piora do cenário hidrológico no quarto trimestre de 2019 quando comparado ao quarto trimestre de 2018, impactando no maior custo com risco hidrológico e custos variáveis das usinas termoeletricas.

12.2 O saldo de energia livre referente às perdas ocorridas no período de racionamento de energia entre junho de 2001 a fevereiro de 2002, estabelecidos por meio dos despachos da ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.072/11 contemplam valores de natureza de contas a pagar e provisão a pagar.

No que se refere ao saldo de provisão a pagar de energia livre, a ABRADÉE - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica, na qualidade de representante de suas associadas, dentre elas a Companhia, impetrou Mandado de Segurança com pedido de liminar contra os despachos ANEEL nº 2.517/10 e nº 1.072/11, alegando que os mesmos afetam prejudicialmente toda a sistemática originalmente estabelecida na Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE) entre geradoras e distribuidoras de energia elétrica. A Companhia reavaliou a disputa judicial, e com base na opinião de seus assessores jurídicos externos, verificou que as chances de ganho são prováveis, procedendo dessa forma a reversão do saldo do passivo provisionado, sendo o impacto positivo de R\$ 21.918 (nota explicativa nº 25) e R\$ 35.008 referente a atualização financeira (nota explicativa nº 26).

Quanto ao saldo de contas a pagar, conforme determinado pela ANEEL, a Companhia deve manter os valores como obrigação (contas a pagar) e atualizá-los pela SELIC até que estejam solucionados eventuais litígios judiciais em que estão envolvidos os credores dos montantes de energia livre. O saldo atualizado em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 60.661, sendo que a correção para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 4.906 (nota explicativa nº 26).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

13. Tributos a pagar

Outros tributos a pagar:	2019	2018
<u>CIRCULANTE</u>		
Tributos Federais		
PIS	17.287	16.697
COFINS	79.626	76.909
INSS	8.926	11.001
IRRF	565	805
Outros	5.335	8.116
Subtotal - Federais	111.739	113.528
Tributos Estaduais		
ICMS	401.757	382.130
Subtotal - Estaduais	401.757	382.130
Tributos Municipais		
ISS	1.595	1.845
Subtotal - Municipais	1.595	1.845
Total - Outros tributos a pagar	515.091	497.503



Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S.A.
(Enel Distribuição São Paulo)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

14. Empréstimos e financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro

14.1 Os saldos de empréstimos e financiamentos, debentures e arrendamento financeiro são compostos da seguinte forma, conforme requerido pelo manual de contabilidade do setor elétrico:

Instituição / Linha credora	Nota	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Saldo total	Adimplente?	Data captação / repactuação	Tipo de garantia	Indexador ou juros	Spread % a.a.	Data próximo pago juros	Frequência pago juros	Data próxima amortização	Vencimento final	Frequência de amortização	Sistêmica de amortização
Financiamentos/Empréstimos e debêntures		46.277	248.290	3.649.826	3.944.393											
Debêntures - 23ª emissão (1ª série)		11.313	-	701.634	712.947	Sim	set-18	Aval/Fiança	CDI	108,25% do CDI	mar-20	Semestral	set-21	set-21	Única	Bullet
Debêntures - 23ª emissão (2ª série)		23.006	-	1.389.914	1.412.920	Sim	set-18	Aval/Fiança	CDI	111% do CDI	mar-20	Semestral	set-22	set-22	Anual	SAC
Debêntures - 24ª emissão (1ª série)		4.506	-	689.502	694.008	Sim	jun-19	Aval/Fiança	CDI	CDI+0,90%	mai-20	Semestral	mai-24	mai-25	Anual	SAC
Debêntures - 24ª emissão (2ª série)		3.799	-	789.315	793.114	Sim	jun-19	Aval/Fiança	PCA	PCA - 4,0134%	mai-20	Semestral	mai-26	mai-26	Única	Bullet
Total Debêntures - moeda nacional		42.624	-	3.570.365	3.612.989											
FINEP 1º protocolo		2	1.016	-	1.018	Sim	mar-12	Aval/Fiança	Não há	4,00%	jan-20	Mensal	jan-20	fev-20	Mensal	SAC
FINEP 2º protocolo		126	11.354	43.539	55.019	Sim	abr-14	Aval/Fiança	T.U.P	-1,00%	jan-20	Mensal	jan-20	abr-24	Mensal	SAC
Nota Promissória - 6ª emissão		3.525	214.861	-	218.386	Sim	set-19	Não há	CDI	104% do CDI	mar-20	Única	mar-20	mar-20	Única	Bullet
Total Empréstimos e financiamentos - moeda nacional		3.653	227.231	43.539	274.423											
Arrendamento financeiro		-	21.059	35.922	56.981	Sim	abr-19	Próprio bem	CDI	16,80%	jan-20	Mensal	jan-20	abr-27	Mensal	Price
Total Arrendamento mercantil		-	21.059	35.922	56.981											
Dívidas com fundo de pensão	15.1.1	-	-	5.868.638	5.868.638	Sim	jun-19	Recibíveis	IGP-DI	5,22%	jan-20	Mensal	jan-20	mai-31	Mensal	Price
FUNCESP		-	-	5.868.638	5.868.638											

Instituição / Linha credora	Nota	Juros de curto prazo	Principal curto prazo	Principal + juros LP	Saldo total	Cronograma de amortização de principal, líquido dos custos e a amortizar						
						2021	2022	2023	2024	2025	2026+	Total
Financiamentos/Empréstimos e debêntures		46.277	248.290	3.649.826	3.944.393	728.235	715.761	712.404	352.921	349.156	791.349	3.649.826
Debêntures - 23ª emissão (1ª série)		11.313	-	701.634	712.947	701.634	-	-	-	-	-	701.634
Debêntures - 23ª emissão (2ª série)		23.006	-	1.389.914	1.412.920	-	694.957	694.957	-	-	-	1.389.914
Debêntures - 24ª emissão (1ª série)		4.506	-	689.502	694.008	-	-	-	344.751	344.751	-	689.502
Debêntures - 24ª emissão (2ª série)		3.799	-	789.315	793.114	-	-	-	-	-	789.315	789.315
Total Debêntures - moeda nacional		42.624	-	3.570.365	3.612.989	701.634	694.957	694.957	344.751	344.751	789.315	3.570.365
FINEP 1º protocolo		2	1.016	-	1.018	-	-	-	-	-	-	-
FINEP 2º protocolo		126	11.354	43.539	55.019	12.071	12.871	13.781	4.816	-	-	43.539
Nota Promissória - 6ª emissão		3.525	214.861	-	218.386	-	-	-	-	-	-	-
Total Empréstimos e financiamentos - moeda nacional		3.653	227.231	43.539	274.423	12.071	12.871	13.781	4.816	-	-	43.539
Arrendamento financeiro		-	21.059	35.922	56.981	14.530	7.933	3.666	3.354	4.405	2.034	35.922
Total Arrendamento mercantil		-	21.059	35.922	56.981	14.530	7.933	3.666	3.354	4.405	2.034	35.922
Dívidas com fundo de pensão	15.1.1	-	-	5.868.638	-	1.255.234	636.189	593.142	554.701	520.546	2.308.826	5.868.638
		-	-	5.868.638	-	1.255.234	636.189	593.142	554.701	520.546	2.308.826	5.868.638

Total dívida bruta - moeda nacional	46.277	248.290	9.518.464	9.813.031
Financiamentos/Empréstimos e debêntures	46.277	248.290	3.649.826	3.944.393
Fundo de pensão	-	-	5.868.638	5.868.638

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Abertura dos ativos financeiros:

Instituição / Linha devedora	Principal curto prazo
Ativos Financeiros - Caixa e aplicações financeiras	1.285.691
Saldo final de caixa e equivalentes de caixa	1.280.195
Aplic. Financ. CDB	3.518
Aplic. Financ. Fundos DI	1.978

Composição do endividamento e dívida líquida:

Resumo	Juros de curto prazo	Principal de curto prazo	Principal + Juros LP	Total 2019	Total 2018
Dívida bruta (a)	46.277	248.290	9.518.464	9.813.031	7.945.013
Empréstimos e financiamentos - moeda nacional	3.653	227.231	43.539	274.423	493.369
Debêntures - moeda nacional	42.624	-	3.570.365	3.612.989	3.572.963
Arrendamento mercantil	-	21.059	35.922	56.981	78.856
Fundo de pensão	-	-	5.868.638	5.868.638	3.799.825
Ativos financeiros (b)	-	1.285.691	-	1.285.691	941.434
Alta liquidez	-	1.280.195	-	1.280.195	936.678
Demais aplicações financeiras	-	5.496	-	5.496	4.756
Dívida líquida (a) - (b)	46.277	(1.037.401)	9.518.464	8.527.340	7.003.579

14.2 As principais características dos contratos de empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro estão descritas a seguir:

			2019							
			Circulante			Não Circulante			Total Circulante + Não Circulante	
			Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar		Total
Moeda nacional	Vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)								
Empréstimos e financiamentos:										
	2020	4,00	2	1,016	-	1,018	-	-	-	1,018
	2024	TJLP+5,00	126	11,354	-	11,480	43,539	-	43,539	55,019
	2020	Nota Promissória - 6ª emissão - a.3	3,525	215,000	(139)	218,386	-	-	-	218,386
Total - Empréstimos e financiamentos			3,653	227,370	(139)	230,884	43,539	-	43,539	274,423
Debêntures:										
	2021	CDI+2,62	-	-	-	-	-	-	-	-
	2021	111,02% do CDI	11,313	-	-	11,313	704,052	(2,418)	701,634	712,947
	2023	112,85% do CDI	23,006	-	-	23,006	1,395,948	(6,034)	1,389,914	1,412,920
	2025	100% do CDI+1,16	4,506	-	-	4,506	700,000	(10,498)	689,502	694,008
	2026	100% do IPCA+5,05%	3,799	-	-	3,799	809,081	(19,766)	789,315	793,114
Total - Debêntures			42,624	-	-	42,624	3,609,081	(38,716)	3,570,365	3,612,989
Arrendamento financeiro			-	21,059	-	21,059	35,922	-	35,922	56,981
Total - Arrendamento financeiro			-	21,059	-	21,059	35,922	-	35,922	56,981
Total da dívida			46,277	248,429	(139)	294,567	3,688,542	(38,716)	3,649,826	3,944,393

			2018							Total Circulante + Não Circulante	
			Circulante			Não Circulante					
Vencimento	Taxa efetiva a.a. (%)(ii)		Encargos	Principal	Custos a amortizar	Total	Principal	Custos a amortizar	Total		
Moeda nacional											
Empréstimos e financiamentos											
2020	4,00		12	5.893	-	5.905	1.012	-	1.012	6.917	
2024	TJLP+5,00		169	10.705	-	10.874	54.705	-	54.705	65.579	
2019	6,80		873	420.000	-	420.873	-	-	-	420.873	
Total - Empréstimos e financiamentos			1.054	436.598	-	437.652	55.717	-	55.717	493.369	
Debêntures											
2021	CDI+2,62		3.640	180.000	(5.217)	178.423	360.000	(5.327)	354.673	533.096	
2021	111,02% do CDI		13.826	-	-	13.826	704.052	(3.677)	700.375	714.201	
2023	112,85% do CDI		28.117	-	-	28.117	1.395.948	(7.554)	1.388.394	1.416.511	
2025	CDI+1,73		19.587	-	-	19.587	900.000	(10.432)	889.568	909.155	
Total - Debêntures			65.170	180.000	(5.217)	239.953	3.360.000	(26.990)	3.333.010	3.572.963	
Arrendamento financeiro			8,39 à 37,63	-	31.254	-	31.254	47.602	-	47.602	78.856
Total - Arrendamento financeiro			-	31.254	-	31.254	47.602	-	47.602	78.856	
Total da dívida			66.224	647.852	(5.217)	708.859	3.463.319	(26.990)	3.436.329	4.145.188	

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(i) FINEP – saldo apresentado líquido das subvenções governamentais. O contrato do FINEP 2 (TJLP+5% a.a.) prevê uma redução (benefício de equalização) de 6% condicionada a adimplência e execução dos projetos.

(ii) A taxa efetiva de juros difere da taxa contratual, pois são considerados os custos de transação incorridos de cada dívida. Os custos de transação incorridos na captação de recursos junto a terceiros são apropriados ao resultado do exercício pelo prazo da dívida que os originaram, por meio do método do custo amortizado. A utilização do método do custo amortizado resulta no cálculo e apropriação de encargos financeiros com base na taxa efetiva de juros em vez da taxa de juros contratual do instrumento.

Todos os recursos obtidos com os financiamentos contratados foram destinados à finalidade contratualmente prevista, ou seja, todos respeitaram os limites de utilização contratualmente previstos.

A Companhia possui operação de conta garantida, com as seguintes características:

Banco	Valor	Vigência	Taxa de juros	Taxa de disponibilização de limite
ABC	R\$ 100.000	Novembro de 2019 até novembro de 2020	CDI + 1,65% a.m.	0,050% a.m. sobre o saldo não utilizado

Garantias: A 23ª debênture conta com garantia prestada pela Enel Brasil S.A. Para a FINEP, a Companhia possui 4 cartas de fiança como garantia contratada no montante de R\$ 70.896, com taxas contratuais que variam de 0,60% a 0,75% a.a.

14.3 As principais características dos contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures estão descritas a seguir:

a) Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019:

Referência	Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão	Taxa contratual a.a.	Pagamentos juros	Amortização	Data da amortização	Finalidade
a.1	5ª Nota Promissória	R\$ 500.000	Março de 2019	104% do CDI	Única	R\$ 500.000	Setembro de 2019	Reforço de capital de giro
a.2	24ª Emissão (1ª Série)	R\$ 700.000	Junho de 2019	CDI + 0,80%	Semestrais	R\$ 350.000 R\$ 350.000	Maio de 2024 Maio de 2025	Alongamento do perfil de endividamento e investimento em projetos de expansão, renovação ou melhoria no sistema de Distribuição de Energia Elétrica.
	24ª Emissão (2ª Série)	R\$ 800.000	Junho de 2019	IPCA + 4,0134%	Semestral	R\$ 800.000	Maio de 2026	
a.3	6ª Nota Promissória	R\$ 215.000	Setembro de 2019	104% do CDI	Única	R\$ 215.000	Março de 2020	Reforço de capital de giro

(a.1) Em 11 de março de 2019 foi emitida a 5ª Nota Promissória – 5ª NP, em série única, no valor total de R\$ 500.000, com prazo de vencimento de seis meses contado da data de emissão, taxa contratual de 104% do CDI e sem garantia. Os recursos líquidos foram destinados para reforço de capital de giro. Os custos de emissão da 5ª NP, totalizaram R\$ 758, sendo que foi diferido 100% desse montante e amortizado pela taxa efetiva. A mesma foi liquidada em setembro de 2019, seguindo o cronograma de amortização.

(a.2) Em 28 de junho de 2019 ocorreu a 24ª emissão de debêntures, e efetuado os pagamentos antecipados da 14ª e 23ª – 3ª série. Os custos de emissão da 24ª debênture totalizaram R\$ 18.669. Como um dos credores da nova dívida é o Banco Bradesco, a Companhia avaliou que parte do saldo a amortizar dos custos de emissão das dívidas pré-pagas com esse mesmo banco foi uma mudança não substancial e, por este motivo, uma parcela dos custos não amortizados foram incorporados aos custos de emissão da 24ª Debênture. Dessa forma, foram transferidos aos custos de emissão da nova dívida o montante de R\$ 13.702, o qual está sendo amortizado pela nova taxa efetiva. Diante do exposto, o total de custos a amortizar da 24ª debênture é de R\$ 32.371.

Foi contratado uma operação com derivativo (*swap*), para troca de indexação de IPCA para CDI. A dívida não está sendo demonstrada líquida de seu derivativo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

b) Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos em exercícios anteriores e vigentes em 31 de dezembro de 2019:

Referência	Descrição	Valor do ingresso	Data da emissão ou repactuação	Taxa contratual a.a	Pagamentos juros	Amortização	Data da amortização	Finalidade
b.1	23ª Emissão (1ª Série)	R\$ 704,052	Setembro de 2018	108,25% do CDI	Semestral	R\$ 704,052	Setembro de 2021	Refinanciamento do passivo e pré pagamento das dívidas descritas no item (a.2).
	23ª Emissão (2ª Série)	R\$ 1,395,948	Setembro de 2018	111% do CDI	Semestrais	R\$ 697,974 R\$ 697,974	Setembro de 2022 Setembro de 2023	
b.2	FINEP 1	R\$ 37,096	Março de 2012	4,0%	Mensal	Mensal (a partir de fevereiro de 2014)	Fevereiro de 2020	Financiamento de projetos de inovação
	FINEP 2	R\$ 55,301	Agosto de 2014	TJLP + 5%	Mensal	Mensal (a partir de abril de 2017)	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos
	FINEP 2 (3ª liberação)	R\$ 41,448	Novembro de 2017	TJLP + 5%	Mensal	Mensal	Abril de 2024	Financiamento de desenvolvimento de projetos

14.4 Composição do principal e custos a amortizar por indexador:

	2019		2018	
	R\$	%	R\$	%
Moeda nacional				
CDI	2.995.912	78,00	3.507.793	86,00
TJLP	54.893	1,43	65.410	1,60
Taxa fixa	1.016	0,03	505.761	12,40
IPCA	789.314	20,54	-	-
Total	3.841.135	100,00	4.078.964	100,00

14.5 Saldos do passivo não circulante por vencimento:

	Empréstimos e financiamentos	Debêntures	Custos a amortizar	Arrendamento financeiro	Total
2021	12.071	704.052	(11.140)	14.530	719.513
2022	12.871	697.974	(8.220)	7.933	710.558
2023	13.781	697.974	(7.672)	3.666	707.749
2024	4.816	350.000	(6.026)	3.354	352.144
2025 em diante	-	1.159.081	(5.658)	6.439	1.159.862
	43.539	3.609.081	(38.716)	35.922	3.649.826

14.6 Indexadores:

	2019	2018
	%	%
CDI (*)	4,40	6,40
SELIC (*)	4,40	6,40
TJLP (*)	5,57	6,98
IPCA (**)	4,31	3,75

(*) Índice do último dia do exercício.

(**) Índice acumulado no ano de 2019.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

14.7 Movimentações:

	Saldo inicial 31.12.2018	Ingressos	Encargos financeiros	Variação monetária	Pagamentos principal	Pagamentos encargos financeiros	Diferimento de custos de transação	Amortização custos de transação	Outras movimentações	Saldo final 31.12.2019
Moeda nacional										
Empréstimos e financiamentos:										
FINEP	72.496	-	3.585	229	(20.716)	(3.639)	-	-	4.082	56.037
Notas promissórias - 5ª emissão - a.1	-	500.000	16.255	-	(500.000)	(16.253)	(760)	758	-	-
Notas promissórias - 6ª emissão - a.3	-	215.000	3.524	-	-	-	(371)	233	-	218.386
Mútuo	420.873	-	32.864	-	(420.000)	(33.737)	-	-	-	-
Outros	-	-	2.707	-	-	(2.707)	-	-	-	-
Total - Empréstimos e financiamentos	493.369	715.000	56.151	229	(940.716)	(53.336)	(1.131)	991	4.082	274.423
Debêntures:										
Debêntures - 14ª emissão	533.096	-	20.658	-	(540.000)	(24.299)	-	4.260	6.285	-
Debêntures - 23ª emissão	3.039.867	-	170.467	-	(900.000)	(197.677)	-	5.794	7.415	2.125.867
Debêntures - 24ª emissão	-	1.500.000	38.937	9.081	-	(30.632)	(18.669)	2.105	(13.700)	1.487.122
Total - Debêntures	3.572.963	1.500.000	239.062	9.081	(1.440.000)	(252.608)	(18.669)	12.159	-	3.612.969
Arrendamento financeiro	78.856	-	11.823	-	(24.462)	(9.236)	-	-	-	56.981
Total - Arrendamento financeiro	78.856	-	11.823	-	(24.462)	(9.236)	-	-	-	56.981
Total da dívida	4.145.188	2.215.000	306.820	9.310	(2.405.178)	(318.180)	(19.800)	13.150	4.082	3.944.393

	Saldo inicial 31.12.2017	Ingressos	Encargos financeiros	Variação monetária	Pagamentos principal	Pagamentos encargos financeiros	Migração de credores (*)	Diferimento de custos de transação	Amortização custos de transação	Outras movimentações	Saldo final 31.12.2018
Moeda nacional											
Empréstimos e financiamentos	934.155	1.564.817	93.862	15.131	(2.020.314)	(110.957)	2.863	(12.540)	21.836	4.916	493.369
Total - Empréstimos e financiamentos	934.155	1.564.817	93.862	15.131	(2.020.314)	(110.957)	2.863	(12.540)	21.836	4.916	493.369
Debêntures	2.551.374	3.300.000	239.028	-	(2.310.633)	(221.467)	(2.663)	(15.954)	33.280	-	3.572.963
Total - Debêntures	2.551.374	3.300.000	239.028	-	(2.310.633)	(221.467)	(2.663)	(15.954)	33.280	-	3.572.963
Arrendamento financeiro	83.483	16.195	16.259	-	(37.080)	-	-	-	-	-	78.856
Total - Arrendamento financeiro	83.483	16.195	16.259	-	(37.080)	-	-	-	-	-	78.856
Total da dívida	3.569.012	4.881.012	346.149	15.131	(4,368,027)	(332,424)	-	(28,494)	55,116	4,916	4,145,188

14.8 Conciliação da movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures resultantes das atividades de financiamento do Fluxo de Caixa:

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não há diferença entre a movimentação de empréstimos, financiamentos e debêntures da nota explicativa nº 14.6 (ingressos, pagamentos de principal e diferimento de custos de transação) e a atividade de financiamento do fluxo de caixa.

	2019			
	Movimentação das dívidas: + Ingressos (-) Pagamentos principal (-) Diferimento custos de transação	Alterações de não caixa: Arrendamento financeiro	Alterações de caixa: Custos da migração Novo Mercado	Demonstração do Fluxo de Caixa
Atividades de financiamento:				
Ingresso de novos empréstimos, debêntures e arrendamento financeiro	4.881.012	(16.195)	-	4.864.817
Pagamento de empréstimos e debêntures (principal)	(4,330,947)	-	-	(4,330,947)
Pagamento de obrigações por arrendamento financeiro	(37,080)	-	-	(37,080)
Custo de empréstimos e debêntures (custos de transação e prêmios)	(28,494)	-	(3,084)	(31,578)
Total	484,491	(16,195)	(3,084)	465,212

14.9 Compromissos financeiros – Cláusulas restritivas (*Covenants*)

Como forma de monitoramento da situação financeira da Companhia pelos credores envolvidos em contratos financeiros, são utilizadas cláusulas financeiras restritivas (*covenants*) em alguns contratos de dívida.

A Administração da Companhia mantém o acompanhamento dos seguintes índices financeiros:

- (i) **Capacidade de endividamento:** mede o nível de endividamento líquido em relação ao LAJIDA (*EBITDA*) ajustado^(*) dos últimos 12 meses. Conforme definido no contrato, este índice não poderá ser superior a 3,5 vezes.

- (*) LAJIDA (*EBITDA*) ajustado – significa o somatório dos últimos doze meses (i) do resultado operacional conforme apresentado no demonstrativo contábil consolidado da Companhia na

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

linha "Resultado Operacional" (excluindo as receitas e despesas financeiras), (ii) de todos os montantes de depreciação e amortização, (iii) de todos os montantes relativos a despesas com entidade de previdência privada classificado na conta de "custo de operação", (iv) dos ajustes dos ativos e passivos regulatórios (positivos e negativos no resultado) conforme as regras regulatórias determinadas pela ANEEL, desde que não incluídos no resultado operacional acima, (v) atualização do ativo financeiro da concessão (positivos e negativos no resultado), desde que não incluídos no resultado operacional acima; (vi) provisão para contingências; (vii) provisão para créditos de liquidação duvidosa e (viii) baixas de títulos incobráveis. Em relação a 6ª Nota Promissória e 24ª Debênture, o LAJIDA (*EBITDA*) também é ajustado pela perda na desativação de bens e direitos.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019, esses índices eram de:

- (i) Capacidade de endividamento 23ª Debênture: Dívida líquida/ LAJIDA (*EBITDA*) ajustado = **1,44** vezes;
- (ii) Capacidade de endividamento 6ª Nota Promissória e 24ª Debênture: Dívida líquida/ LAJIDA (*EBITDA*) ajustado = **1,39** vezes;

O não cumprimento dos índices acima, por dois trimestres consecutivos, implica na possibilidade de antecipação do vencimento da dívida. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia estava em cumprimento dos termos dos *covenants*. Adicionalmente, a Companhia também acompanha outras cláusulas restritivas (*covenants* qualitativos), as quais em 31 de dezembro de 2019 foram atendidas.

15. Obrigações com benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados e ex-empregados e respectivos beneficiários. Está previsto em seu acordo coletivo o programa de incentivo à aposentadoria (PIA), cujo benefício é o pagamento da multa do FGTS na aposentadoria para os colaboradores elegíveis que aderirem ao programa.

O total de obrigações com benefícios pós-emprego está demonstrado a seguir:

	2019	2018
<u>Previdência privada</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	15.095.489	12.508.606
Valor justo dos ativos do plano	(9.226.851)	(8.708.781)
Obrigação registrada com previdência privada	5.868.638	3.799.825
<u>FGTS PIA (multa FGTS na aposentadoria)</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	126.143	106.841
Obrigação registrada com pagamento da multa do FGTS na aposentadoria	126.143	106.841
Total obrigações com benefícios pós-emprego	5.994.781	3.906.666
Circulante	12.358	11.160
Não circulante	5.982.423	3.895.506
Total	5.994.781	3.906.666

Uso de estimativas:

As principais premissas utilizadas pela Companhia estão descritas a seguir:

Taxa de desconto

A taxa utilizada para descontar a valor presente as obrigações de benefícios pós-emprego considera os títulos do Tesouro Nacional (NTN-B) com vencimento correspondente a duração da obrigação dos benefícios pós-emprego.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Tábua de mortalidade

A tábua de mortalidade se baseia em estudos de expectativa de vida da população de acordo com cada faixa etária e as condições sócio-econômicas do grupo analisado. A FUNCESP testa, anualmente, a aderência da tábua de mortalidade utilizada, à experiência recente da população do plano.

Aumento salarial, benefícios e inflação

Aumentos futuros de salários e de benefícios de aposentadoria e de pensão se baseiam nas taxas de inflação futuras esperadas para o país. Em relação à taxa de inflação utilizada, a Companhia faz um levantamento junto a departamentos de economia de diversas instituições financeiras, sobre projeções de inflação para o longo prazo.

Taxa esperada de retorno de ativos

A taxa esperada de retorno de ativos do plano é a mesma taxa utilizada para descontar o valor do passivo.

Ao final do exercício de 2019, a Companhia procedeu à avaliação atuarial anual, realizada por atuários independentes, na qual foram revisadas todas as premissas para aquela data. A avaliação atuarial adotou o método da unidade de crédito projetado. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelo valor justo.

15.1 Plano de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão

A FUNCESP é a entidade responsável pela administração dos planos de benefícios patrocinados pela Companhia. A Companhia, por meio de negociações com os sindicatos representativos da categoria, reformulou o plano em 1997, tendo como característica principal o modelo misto, composto de 70% do salário real de contribuição como benefício definido e 30% do salário real de contribuição como contribuição definida. Essa reformulação teve como objetivo equacionar o déficit técnico atuarial e diminuir o risco de futuros déficits.

O custeio do plano reformulado para as parcelas de benefício definido é paritário entre a Companhia e os empregados. As taxas de custeio variam de 1,45% a 4,22%, conforme a faixa salarial, e são reavaliadas anualmente por atuário independente. O custeio da parcela de contribuição definida é baseado em percentual escolhido livremente pelo participante (de 1% a 100% sobre 30% do salário real de contribuição), com contrapartida da Companhia até o limite de 5% sobre a base de 30% de sua remuneração de contribuição.

O Benefício Suplementar Proporcional Saldado - BSPS é garantido aos empregados participantes do plano de suplementação que aderiram anteriormente ao novo modelo implantado na privatização da Companhia. Esse benefício assegura o valor proporcional da suplementação relativo ao período do serviço anterior à data da reformulação do novo plano misto de suplementação. O benefício é pago a partir da data em que o participante completa as carências mínimas previstas no regulamento do plano em vigor.

Em 2 de maio de 2019 (com vigência a partir de 1ª de junho de 2019) foi aprovado o fechamento do plano Benefício Definido e Contribuição Variável para entrada de novos participantes, porém os que já são participantes continuam com as mesmas condições anteriores. Em contrapartida, foi aprovado junto ao órgão regulador (PREVIC), abertura de novo plano de Contribuição Definida para adesão dos novos colaboradores.

15.1.1 Contratos com a FUNCESP

A Companhia com o objetivo de equacionar o déficit atuarial e diminuir o risco de futuros déficits formalizou instrumentos jurídicos com a FUNCESP a partir de 1997, na forma de contratos de confissão

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

de dívida e contrato de ajustes de reserva matemática. Esses contratos fazem parte do passivo atuarial determinado pelos atuários independentes, e possuem cláusulas variáveis, conforme segue:

Previdência Privada	Nota	2019	2018
Empréstimos e financiamentos:			
Confissão de dívida IIa	I.1	433.234	428.344
Confissão de dívida IIb	I.1	224.876	222.338
Contrato de ajustes de reserva matemática	I.2	2.928.662	2.677.199
Total dos contratos		3.586.772	3.327.881
Diferença entre premissas	I.3	2.281.866	471.944
Total registrado		5.868.638	3.799.825

(I.1) Refere-se ao contrato de confissão de dívida, assinado em 30 de setembro de 1997, e aditado pela quinta vez em 14 de maio de 2019, para alongamento do prazo do contrato, prevendo vencimento em abril de 2031 (antes vencimento em abril de 2028), além de alterar a periodicidade do pagamento das parcelas mensais para trimestrais, essa condição se mantendo até março de 2021, em contraparte dessas dilações foi negociado um encargo adicional de 1,1%. Porém, foi negociado entre as partes que a qualquer momento a Companhia poderá exercer o direito de retornar as condições anteriores ao que foi negociada nesse aditivo. A parcela IIb refere-se ao valor de mercado dos imóveis da Eletropaulo devolvidos pela FUNCESP à Companhia. Os pagamentos relativos a esse contrato são realizados em parcelas mensais e consecutivas, baseados na tabela Price, que incluem juros anuais de IGP-DI + 5,22% a.a. + 1,1% adicionais referente a negociação feita no quinto aditivo (sendo esta taxa revista anualmente pela FUNCESP de acordo com a legislação em vigor estabelecida pela PREVIC) ou ajuste mensal das parcelas por TR + 8,0% a.a., prevalecendo o maior entre os dois indexadores. Esse contrato tem como garantia os recebíveis da Companhia e seu prazo de vencimento se dará em maio de 2031. Esse contrato não apresenta cláusulas restritivas impostas à Companhia.

(I.2) Refere-se ao contrato de ajuste de reservas matemáticas, assinado em 30 de setembro de 1997, quinta vez em 14 de maio de 2019, para alongamento do prazo do contrato, prevendo vencimento em abril de 2031 (antes vencimento em abril de 2028), além de alterar a periodicidade do pagamento das parcelas mensais para trimestrais, essa condição se mantendo até março de 2021, em contraparte dessas dilações foi negociado um encargo adicional de 1,1%. Porém, foi negociado entre as partes que a qualquer momento a Companhia poderá exercer o direito de retornar as condições anteriores ao que foi negociada nesse aditivo. O saldo desse contrato é ajustado anualmente pelos efeitos dos ganhos e perdas atuariais apurados no âmbito da FUNCESP. Os pagamentos relativos a este contrato são realizados em parcelas mensais e consecutivas, baseados na tabela Price, que incluem juros anuais de IGP-DI + 5,22% a.a. + 1,1% adicionais referente a negociação feita no quinto aditivo (sendo essa taxa revista anualmente pela FUNCESP de acordo com a legislação em vigor estabelecida pela PREVIC). Esse contrato tem como garantia os recebíveis da Companhia e seu prazo de vencimento se dará em abril de 2031. Esse contrato não apresenta cláusulas restritivas impostas à Companhia.

(I.3) A parcela do déficit é decorrente da diferença de premissas e metodologias utilizadas pela Companhia para fins de atendimento à Deliberação CVM nº 695/2012 e aquelas utilizadas pela FUNCESP administradora do plano de benefícios) para fins de atendimento às Resoluções do Conselho Nacional de Previdência Complementar e tende a ser eliminada ao longo do tempo com a maturação do plano. A taxa de desconto real aplicada pela FUNCESP é de 5,22% a.a. em 31 de dezembro de 2019 (5,64% a.a. em 31 de dezembro de 2018), enquanto a utilizada pela Companhia é de 3,20% a.a. (4,80% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

15.2 Benefício de pagamento de multa do FGTS - Programa de incentivo a aposentadoria (PIA)

A Companhia mantém um Programa de Incentivo à Aposentadoria - PIA assegurando o pagamento de importância equivalente a 40% do saldo do fundo de garantia por tempo de Serviço, acrescida do valor equivalente ao aviso prévio do empregado e demais benefícios, observado todo o contrato de trabalho, àqueles que solicitarem demissão por comprovado motivo de aposentadoria.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A Medida Provisória 905/2019 extinguiu a adicional de 10% da multa rescisória sobre o FGTS. Dessa forma a Companhia ajustou a premissa da multa de 50% para 40%, o que consequentemente gerou um efeito positivo no custo do serviço passado no montante de R\$ 17.027.

O programa de incentivo à aposentadoria (PIA) está previsto no acordo coletivo de trabalho vigente (até 2021), e vem sendo praticado pela Companhia desde 2010. Cabe destacar que o oferecimento do programa aos colaboradores ocorre anualmente (conforme previsto em acordo coletivo vigente) e as regras de elegibilidade, benefícios e pagamento da multa de 40% do FGTS na aposentadoria aos elegíveis estão previstas em acordo coletivo.

15.3 Informações relevantes dos benefícios pós-emprego

(a) Ativos e passivos atuariais:

	2019	2018
<u>Obrigações com benefícios pós-emprego</u>		
Valor presente das obrigações atuariais	15.221.632	12.615.447
Valor justo dos ativos do plano	(9.226.851)	(8.708.781)
Obrigações registradas com benefícios pós-emprego	5.994.781	3.906.666

(b) Movimentação do valor presente das obrigações atuariais:

	2019	2018
Valor presente das obrigações atuariais no início do exercício	12.615.447	11.892.830
Custo dos serviços correntes	29.187	18.040
Custo dos juros	1.085.114	1.132.587
Custos do serviço passado	(17.027)	-
Benefícios pagos	(1.152.050)	(1.067.225)
Contribuições dos empregados	7.109	7.299
Perda atuarial	2.653.851	631.916
Valor presente das obrigações atuariais no final do exercício	15.221.631	12.615.447

(c) Movimentação do valor justo dos ativos do plano:

	2019	2018
Valor dos ativos do plano no início do exercício	8.708.781	8.078.889
Contribuição do empregador	340.693	353.410
Contribuições dos empregados	7.109	7.299
Benefícios pagos	(1.147.276)	(1.067.225)
Rendimento esperado dos ativos do plano	760.963	782.645
Ganho atuarial gerado pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	556.581	553.763
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	9.226.851	8.708.781

(d) Despesas reconhecidas no resultado do exercício:

	2019	2018
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	12.159	18.040
Capitalização para infraestrutura em construção	(1.336)	(1.871)
Outras contribuições - Contribuição definida	5.804	4.511
Despesas no exercício com benefícios pós-emprego	16.627	20.680
Custo dos juros das obrigações com benefícios pós-emprego	1.085.114	1.132.587
Rendimento esperado dos ativos do plano	(760.963)	(782.645)
Total dos juros (líquidos) do plano de pensão conforme laudo atuarial	324.151	349.942
Total das despesas no exercício	340.778	370.622

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

e) A movimentação contábil do passivo líquido registrado é como segue:

	2019	2018
Saldo no início do exercício	3.906.666	3.707.100
Custo dos serviços correntes conforme laudo atuarial	12.159	18.040
Juros líquidos conforme laudo atuarial	324.151	349.942
Pagamento de contribuições BD e FGTS	(345.467)	(353.410)
Ajustes de avaliação atuarial	2.097.272	78.153
FGTS PIA (multa FGTS na aposentadoria) - reconhecimento inicial	-	106.841
Saldo no final do exercício	5.994.781	3.906.666

(e.1) O valor de R\$ 345.467 refere-se ao pagamento do último trimestre do exercício de 2018 e do 1º e 2º trimestres de 2019. Foi negociado pela Companhia junto à Funcesp a postergação do pagamento referente a parcela do 3º trimestre de 2019, que deveria ter ocorrido em outubro de 2019. O pagamento foi realizado em janeiro de 2020, junto com a parcela do último trimestre de 2019, no valor total de R\$ 213.428.

(f) Movimentações das remensurações atuariais reconhecidas em outros resultados abrangentes (ajustes de avaliação atuarial):

	2019	2018
Saldo no início do exercício	(2.537.025)	(2.458.872)
Perda atuarial gerado pela taxa de desconto	(2.094.452)	(529.143)
Perda atuarial gerada pela experiência demográfica	(629.037)	(478.304)
Ganho atuarial gerado pela premissa demográfica	69.638	375.531
Ganho atuarial gerado pelo rendimento efetivo dos ativos do plano	556.580	553.763
Saldo no final do exercício	(4.634.296)	(2.537.025)

(g) Composição dos investimentos do plano por segmento:

	Distribuição dos investimentos		Limites de alocação estabelecidos pelo Conselho Monetário Nacional
	2020	2019	
Renda fixa	83,50%	82,64%	até 100%
Renda variável	11,09%	10,59%	até 70%
Empréstimos a participantes	1,31%	1,48%	até 15%
Imóveis	2,54%	3,62%	até 20%
Investimentos estruturados	1,56%	1,67%	até 20%
Total	100,00%	100,00%	

A gestão dos recursos do plano de aposentadoria da Companhia, administrado pela FUNCESP, tem como objetivo principal buscar o equilíbrio de longo prazo entre os ativos do plano já constituídos e as obrigações com pagamento de benefícios de aposentadoria.

Os ativos dos planos são distribuídos em diversas modalidades de investimentos, tais como renda fixa e variável, imóveis, empréstimos e investimentos no exterior. Esses ativos são todos avaliados pelo valor mercado. Os imóveis são ajustados ao valor de mercado por reavaliações efetuadas anualmente, suportadas por laudos técnicos. A depreciação é calculada pelo método linear, considerando o tempo de vida útil do imóvel.

A avaliação desses ativos é submetida aos órgãos de governança da FUNCESP (conselho fiscal), bem como para auditoria externa independente anualmente.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(h) Premissas atuariais utilizadas:

	2020	2019	2018
a) Premissas econômicas:			
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial - Benefício definido	N/A	7,33% a.a.	8,99% a.a.
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial - FGTS	N/A	7,22% a.a.	8,94% a.a.
Taxa de desconto nominal para despesa atuarial- Benefício definido	6,91% a.a.	8,99% a.a.	10,04% a.a.
Taxa de desconto nominal para despesa atuarial - FGTS	7,22% a.a.	8,94% a.a.	10,35% a.a.
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,04% a.a.	6,08% a.a.	6,59% a.a.
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,50% a.a.
Taxa nominal de reajuste de benefícios	4,00% a.a.	4,00% a.a.	4,50% a.a.
b) Premissas demográficas:			
Tábua biométrica de mortalidade (passivo atuarial)	N/A	AT2000 - masculina agravada em 10%	
Tábua biométrica de mortalidade (despesa)		AT2000 - masculina agravada em 10%	
Tábua biométrica de entrada em invalidez		Light fraca	
Taxa de rotatividade esperada		Experiência 2012 agravada em 40%	
c) Expectativa de vida esperada para aposentadoria aos 65 anos			
	N/A	18,66	18,66

(i) Estimativa da despesa de benefício definido para o exercício de 2020:

	2020
Custo dos serviços correntes	33.840
Custo dos juros das obrigações com benefícios pós-emprego	1.072.668
Rendimento esperado dos ativos do plano	(659.446)
Total dos juros líquidos do plano de pensão	413.222
Total da despesa projetada para o exercício	447.062

(j) Análise de sensibilidade das premissas atuariais:

Com a finalidade de verificar o impacto nas obrigações atuariais, que em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 15.095.489 para plano de pensão e R\$ 126.143 para FGTS, a Companhia realizou análise de sensibilidade das premissas atuariais considerando uma variação de 0,25%. O resultado da análise quantitativa em 31 de dezembro de 2019 está demonstrado a seguir:

	FGTS		Plano de pensão	
Taxa de desconto	(+0,25%)	(-0,25%)	(+0,25%)	(-0,25%)
Impacto na obrigação de benefício definido	(5.394)	5.786	(724.324)	724.325
Total da obrigação de benefício definido	120.749	131.929	14.371.165	15.819.814

(k) Outras informações sobre as obrigações atuariais:

Em 31 de dezembro de 2019, a segregação da obrigação atuarial entre ativos e inativos, é de R\$ 854.460 e R\$ 14.241.029, respectivamente.

Conforme laudo atuarial, o valor esperado de contribuições da Companhia para o exercício de 2020 é de R\$ 691.411.

A duração média da obrigação do plano de benefício definido no final do exercício é de 10,3 anos (9,2 anos em 31 de dezembro de 2018).

Os pagamentos esperados da obrigação de benefício definido para os próximos 10 anos são os seguintes, conforme laudo atuarial:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

1 ano	1.171.785
Entre 2 e 5 anos	4.414.228
Próximos 5 anos	4.844.341
Total de pagamentos esperados do plano	10.430.354

16. Provisões para processos judiciais e outros

A Companhia é parte de diversos processos judiciais e administrativos envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

Provisões são reconhecidas quando há uma obrigação presente (formalizada ou não formalizada) como resultado de evento passado, é provável que será necessária uma saída de recursos econômicos para liquidar a obrigação, e possa ser feita uma estimativa confiável do valor da obrigação.

Uso de estimativas: A avaliação da probabilidade de perda por parte dos assessores jurídicos da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos. O cálculo dos montantes provisionados é realizado com base em valores estimados e na opinião dos assessores jurídicos internos e externos, responsáveis pelos processos. As provisões são revisadas pelo menos trimestralmente e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos e decisões de tribunais.

Depósitos Vinculados: A Companhia classifica os saldos de depósitos vinculados como instrumentos financeiros “empréstimos e recebíveis”. Esses recebíveis não têm componentes financeiros significativos (juros) incluídos no fluxo de caixa do ativo, sendo corrigidos pela TR (taxa referencial) mais juros entre 3% a 6% ao ano (processos trabalhistas), pela taxa Selic (processos fiscais), pelo IPCA (Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA) ou pelo índice da Tabela Prática do Tribunal de Justiça de São Paulo (processos cíveis). Pela natureza deste ativo, a Companhia não pode realizar o resgate, venda, desconto em instituições financeiras ou securitização.

Redução ao valor recuperável: Os cauções e depósitos vinculados, estão depositados em instituições que a Companhia avalia de baixo risco. Não há histórico de perda de ativos financeiros nas instituições para os quais a Companhia possui cauções e depósitos vinculados. Desse modo, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 não foi registrada nenhuma perda esperada associada aos ativos sob a rubrica cauções e depósitos judiciais, e os mesmos são objeto de monitoramento contínuo pela Companhia.

Cartas de fiança, seguros garantia: Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possui cartas de fiança e seguros garantia para processos judiciais conforme relação a seguir:

Natureza	Quantidade	Valor	Taxa a.a.
Fiscal	43	1.429.662	1,00% a 3,00%
Cível	57	480.257	0,20% a 2,35%
Trabalhista	152	613.695	0,20% a 2,35%
Regulatório	7	131.447	0,20% a 2,35%

16.1 Provisões relacionadas a processos com probabilidade de perda classificada como provável

As provisões para processos judiciais e outros e respectivos depósitos judiciais estão compostas da seguinte forma:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Passivo						Ativo	
	Saldo inicial 31.12.2018	Ingressos	Atualizações	Pagamentos	Reversões	Reclassificações	Saldo final 31.12.2019	Depósitos vinculados 31.12.2018
Processos trabalhistas (a):	349,117	80,094	19,394	(69,408)	(45,804)	1,268	334,661	169,004
Processos cíveis (b):	241,522	99,855	21,029	(34,419)	(81,219)	-	246,768	7,309
Processos regulatórios (c)	95,419	14,100	10,480	-	-	-	119,999	-
Processos fiscais (d)								
PIS/COFINS sobre receitas financeiras (d.1)	107,597	16,521	5,850	-	(163)	-	129,805	137,753
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios (d.2)	68,227	-	2,073	-	-	-	70,300	-
Outros processos fiscais (d.3)	6,971	393	248	(289)	(698)	(1,268)	5,355	993
Processos ambientais (e)	5,810	2,451	245	(2,349)	(1,592)	-	4,565	-
Acordo Eletrobras (f)	1,600,581	-	38,644	-	-	(1,639,225)	-	-
Outros processos	10,701	1,951	-	(1,951)	(62)	-	10,639	-
Total	2,485,945	215,365	97,961	(108,416)	(129,538)	(1,639,225)	922,092	315,059
Circulante	520,852						348,486	
Não circulante	1,965,093						573,606	
Total	2,485,945						922,092	

	Passivo						Ativo	
	Saldo inicial 31.12.2017	Ingressos	Atualizações	Pagamentos	Reversões	Reclassificações	Saldo final 31.12.2018	Depósitos vinculados 31.12.2017
Processos trabalhistas (a):	251,420	261,999	15,735	(92,050)	(87,987)	-	349,117	216,548
Processos cíveis (b):	49,728	243,047	6,794	(35,150)	(27,277)	4,380	241,522	3,140
Processos regulatórios (c)	45,854	74,316	4,312	-	(29,063)	-	95,419	-
Processos fiscais (d)								
PIS/COFINS sobre receitas financeiras (d.1)	87,178	15,254	5,165	-	-	-	107,597	94,289
IRPJ e CSLL sobre juros moratórios (d.2)	66,020	-	2,207	-	-	-	68,227	-
Outros processos fiscais (d.3)	13,102	805	654	(490)	(2,720)	(4,380)	6,971	2,674
Processos ambientais (e)	6,636	2,538	949	(3,713)	-	-	5,810	-
Acordo Eletrobras (f)	1,499,138	-	101,443	-	-	-	1,600,581	-
Outros processos	9,741	-	960	-	-	-	10,701	-
Total	2,028,617	597,959	137,619	(131,403)	(147,047)	-	2,485,945	316,651
Circulante	481,893						520,852	
Não circulante	1,546,724						1,965,093	
Total	2,028,617						2,485,945	

As estimativas de encerramento das discussões judiciais, divulgadas nos itens a seguir, podem não ser realizadas nos períodos estimados devido ao andamento futuro dos processos.

a) **Processos trabalhistas:**

A Companhia está envolvida em 4.054 processos, sendo 3.525 processos demandados por empregados e ex-empregados próprios e terceirizados, 20 processos de natureza previdenciária e 409 ações de complementação de aposentadoria que tramitam na Justiça Comum (4.320 processos, sendo 3.801 de natureza trabalhista demandados por empregados e ex-empregados próprios e terceirizados, 20 processos de natureza previdenciária e 550 ações de complementação de aposentadoria que tramitam na Justiça Comum em 31 de dezembro de 2018) pelos quais são pleiteados equiparação salarial, horas extras, adicional de periculosidade, complementação de aposentadoria entre outros. A Companhia mantém provisão para 838 processos (876 em 31 de dezembro de 2018).

A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os atuais processos serão concluídos entre 2020 e 2025.

b) **Processos cíveis:**

A Companhia está envolvida em processos cíveis relacionados a (i) autos de Infração lavrados pelo Procon/SP em virtude de supostas violações ao Código de Defesa do Consumidor; (ii) processos relacionados a multas de trânsito; (iii) multas posturais por supostas irregularidades relacionadas à sua operação, ajuizadas pelas municipalidades de sua área de concessão; e (iv) outros processos cíveis de natureza geral e especial, envolvendo ações consumeristas, vinculadas ao contrato de fornecimento de energia elétrica, ações indenizatórias decorrentes de acidentes na rede elétrica e de danos em geral, questões imobiliárias, ações com agentes governamentais, questionamentos envolvendo plano cruzado, relacionamento comercial da Companhia com outras empresas privadas e/ou concessionárias de serviços públicos bem como ações envolvendo agentes fiscalizadores, organizações não governamentais e/ou o Ministério Público, dentre outros.

c) **Processos regulatórios:**

A Companhia possui 8 autos de infração (6 em 31 de dezembro de 2018) relacionados à supostas não conformidades, sendo 5 discutidos no âmbito administrativo junto à ANEEL e 3 no âmbito judicial.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

c.1) Processos regulatórios em fase judicial:

Auto de infração	Data do recebimento	Natureza	Última decisão	Provável	Possível
Nº 015/TN170	Maio de 2000	Inclusão de valores do poder público na provisão para créditos de liquidação duvidosa -PCLD	Julho de 2012 - Desfavorável - 2ª Instância	22.579	-
Nº 014/2015	Setembro de 2015	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2014)	Outubro de 2019 - Desfavorável - 1ª Instância	3.584	30.930
Nº 001/2016	Janeiro de 2016	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2013)	Aguardando decisão	17.466	50.140
Total				43.629	81.070

A Companhia mantém contratada carta fiança para o auto 015/TN170, e seguro garantia para os autos 014/2015 e 001/2016. A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os autos serão concluídos até 2025.

O montante de R\$ 81.070 é classificado como probabilidade de perda possível, consequentemente nenhuma provisão foi constituída - nota explicativa nº 17.2 (b.3).

c.2) Processos regulatórios em fase administrativa:

Auto de infração	Data do recebimento	Natureza	Última decisão	Provável	Possível
Nº 063/2017	Novembro de 2017	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2012)	Outubro de 2018 - Favorável (parcialmente) - 1ª Instância	19.666	4.967
Nº 064/2017	Novembro de 2017	Indicadores de continuidade individuais e coletivos (ano 2015)	Novembro de 2018 - Favorável (parcialmente) - 1ª Instância	20.796	3.837
Nº 1008/2018	Dezembro de 2018	Irregularidade no tratamento às manifestações de consumidores por meio de centrais de teleatendimento e ouvidoria	Aguardando decisão	21.115	19.811
Nº 006/2019	Agosto de 2019	Verificação de cumprimento de determinação no processo de Nível de Tensão 2009 e 2010	Aguardando decisão	2.979	-
Nº 0010/2019	Novembro de 2019	Ineficiência na identificação da gravidade e extensão de danos causados aos consumidores, provocado por curto circuito de longa duração	Aguardando decisão	11.212	2.411
Total				75.768	31.026

Com relação ao AI nº 0063/2017, em despacho emitido em 31 de março de 2020, a Aneel decidiu por não dar provimento ao recurso administrativo interposto pela Companhia e manteve a aplicação de multa no valor de R\$ 21.674. A Companhia ajuizará ação contra a ANEEL, buscando suspender a exigibilidade das penalidades aplicadas e determinações decorrentes.

A Administração da Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima que os autos serão concluídos em até 2 anos.

O montante de R\$ 31.026 é classificado como probabilidade de perda possível, consequentemente nenhuma provisão foi constituída - nota explicativa nº 17.2 (b.3).

d) Processos fiscais:

d.1) PIS/COFINS sobre receitas financeiras: A Companhia discute judicialmente os efeitos do Decreto nº 8.426/2015, que trata da tributação de PIS/COFINS sobre receitas financeiras. Foram proferidas decisões desfavoráveis em 1ª e 2ª instâncias e a Companhia interpôs recursos especial e extraordinário, que permanecem sobrestados até o julgamento de recurso representativo da controvérsia pelo Supremo Tribunal Federal – STF. A decisão proferida pelo STF, será replicada em todos os processos de mesma matéria, no território nacional. Baseado na opinião de seus assessores jurídicos, estima-se que esse processo será concluído até 2022. Para obter a suspensão da exigibilidade do débito, a Companhia deposita mensalmente, em juízo, o valor em discussão.

d.2) IRPJ e CSLL sobre juros moratórios: A Companhia discute judicialmente a incidência de IRPJ e CSLL sobre receitas auferidas a título de juros moratórios, em razão do atraso no adimplemento de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

obrigações contratuais por terceiros. Em março de 2012, foi proferida decisão favorável em 1ª instância e aguarda-se julgamento em 2ª instância do recurso apresentado pela Fazenda Nacional. Com base na opinião de seus assessores jurídicos, estima-se que esse processo será concluído nos próximos 5 anos. Os débitos em discussão estão suspensos, em razão de liminar concedida pelo Juiz de 1ª instância.

- d.3) Outros processos fiscais:** Processos fiscais de natureza geral, dentre os quais se destacam os casos de IPTU e taxas, principalmente de fiscalização e funcionamento de estabelecimentos. Nesses casos, as suspensões das exigibilidades dos débitos foram obtidas por meio de depósitos judiciais e oferecimento de garantias – fianças e seguros.

e) Processos ambientais:

Os órgãos ambientais de São Paulo acompanham atividades de gerenciamento ambiental de alguns imóveis da Companhia, por meio de processos administrativos próprios, levando a Companhia, com base em estudos técnicos, a reconhecer provisões para os valores das demandas que são passíveis de quantificação. Dentre esses processos, destacam-se as demandas relacionadas a solo e água subterrânea as quais, em sua maioria, encontram-se em fase de monitoramento para encerramento perante os órgãos ambientais, tais como as Estações transformadoras de distribuição e alguns imóveis, bem como o processo judicial Represa de Guarapiranga descrito a seguir:

- e.1) Represa Guarapiranga:** Em setembro de 1996, o Ministério Público do Estado de São Paulo (MP) moveu ação civil pública em face da Companhia e da Associação Desportiva Cultural visando à reparação de supostos danos ambientais que teriam sido ocasionados pela construção de um clube esportivo e recreativo às margens da Represa de Guarapiranga. A ação foi julgada procedente condenando as rés, solidariamente, ao cumprimento das seguintes obrigações de fazer: (i) regularização de construções em áreas denominadas de “segunda categoria” e, (ii) demolição total das obras e construções situadas na área denominada de “primeira categoria”, com o plantio de árvores em lugares determinados em perícia. A decisão determina ainda o pagamento de indenização ou, alternativamente, a implantação de um projeto ambiental. A decisão de mérito desfavorável à Companhia transitou em julgado em 10 de agosto de 2012. Em janeiro de 2013 o processo retornou à 1ª instância e teve início a execução. A Companhia segue em tratativas com o Ministério Público, a Secretaria do Meio Ambiente – SMA e o Departamento de Parques e Áreas Verdes para a implementação de um projeto ambiental (restauração ecológica) nos Parques Municipais Jaceguava e Itaim.

f) Acordo Eletrobras:

Em 9 de março de 2018, a Companhia celebrou acordo com a Eletrobras e seus advogados visando encerrar disputa judicial que envolve a Eletrobras, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (“CTEEP”) e a Companhia, relativa ao saldo de encargos financeiros referentes ao empréstimo concedido em 1986 pela Eletrobras à empresa estatal (ECF-1.046/1986), que posteriormente foi cindida, dando origem à quatro companhias, entre as quais a Companhia e a CTEEP atuais. Em 25 de abril e 10 de junho de 2019 foi certificado o trânsito em julgado dos acordos com a Eletrobras e com os advogados, restando atendidas todas as condições para início dos pagamentos, razão pela qual a Companhia reclassificou os valores envolvidos de “provisões judiciais e outros” para “Contas a pagar – Acordo Eletrobras” – nota explicativa nº 19.

16.2 Processos com probabilidade de perda classificada como possível

A Companhia está envolvida em outros processos cuja probabilidade de perda está avaliada como possível e, por esse motivo, nenhuma provisão sobre eles foi constituída. A avaliação dessa probabilidade está embasada em relatórios preparados por consultores jurídicos internos e externos da Companhia. O total estimado de processos cuja probabilidade foi classificada como possível é de:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

		Valor estimado da contingência	
		2019	2018
Processos cíveis (a)		504.253	354.032
(a.1)	Processos cíveis diversos	504.253	354.032
(a.2)	Enquadramento de consumidores - ação civil pública	Não determinado	Não determinado
(a.3)	Ação civil pública - contas vencidas - 90 dias	Não determinado	Não determinado
(a.4)	Revisão tarifária - exclusão de valores - contratos bilaterais	Não determinado	Não determinado
(a.5)	Revisão tarifária - inclusão benefício fiscal	Não determinado	Não determinado
(a.6)	Uso da faixa de domínio de rodovias	Não determinado	Não determinado
(a.7)	Ação civil pública - Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor - IDEC	Não determinado	Não determinado
(a.8)	Arbitragem Neoenergia	Não determinado	Não determinado
Processos regulatórios (b)		1.375.147	1.316.868
(b.1)	Devolução tarifária - Base Blindada	888.028	847.243
(b.2)	Ação Anulatória - AI 122/2012 - Base de Remuneração Regulatória (BRR)	183.523	178.165
(b.3)	Autos de Infração - Indicadores de continuidade e AI nº 1008/2018	118.015	107.055
(b.4)	Ação Anulatória - AI 008/2012 - Ativo imobilizado em serviço (AIS/2010)	91.013	88.434
(b.5)	Autuações PCLD - Provisão para créditos de liquidação duvidosa	70.707	64.347
	Outros processos regulatórios	23.861	31.624
Processos fiscais (c)		2.538.931	2.347.996
(c.1)	CSLL - base negativa	151.836	148.283
(c.2)	Execuções fiscais municipais - diversas	92.675	85.727
(c.3)	PIS - Estatuto da decadência	241.884	238.461
(c.4)	COFINS - anistia	161.329	159.289
(c.5)	COFINS - Multa de Ofício	70.786	58.988
(c.6)	Autos de infração de ICMS - Estornos de débitos	153.174	151.507
(c.7)	Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão	171.544	167.979
(c.8)	PIS - Decretos-Lei nos 2.445/1988 e 2.449/1988	653.098	640.727
(c.9)	FINSOCIAL	223.272	216.913
(c.10)	PIS - Compensações Decretos (Créditos Remanescentes)	156.866	151.813
(c.11)	Autos de infração de ICMS - Ativo imobilizado	126.030	107.936
(c.12)	Contribuição para o custeio da iluminação pública - COSIP - São Paulo/SP - 2011 a 2015	130.586	118.617
(c.13)	Multa Isolada - PIS/COFINS - Créditos Remanescentes	45.263	42.749
(c.14)	Autos de infração de PIS/COFINS - Glosa de créditos	81.567	-
	Outros processos fiscais	79.021	59.007
Processos trabalhistas (d)		1.092.109	1.019.172
(d.1)	Ação Civil Pública - Terceirização	Não determinado	Não determinado
(d.2)	Ações de periculosidade - Sede barueri	117.142	109.611
(d.3)	Recolhimentos do FGTS - Fundo de Garantia por Tempo de Serviço	94.898	93.458
(d.4)	Notificação Fiscal de Lançamento de Débitos (NFLDs) - execuções fiscais	53.042	52.430
(d.5)	Contribuição Previdenciária - SAT	44.013	42.816
	Outros processos trabalhistas	783.014	720.857

Destacamos a seguir, as principais causas com risco de perda avaliadas como possível.

(a) Processos cíveis:

(a.1) A Companhia está envolvida em processos cíveis diversos, sendo que as naturezas desses processos já foram descritas na nota explicativa nº 17.1.b.

(a.2) Enquadramento de Consumidores - Ação civil pública: O Ministério Público Federal e a PROTESTE - Associação Brasileira de Defesa do Consumidor ingressaram em 1º de junho de 2005 com uma Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL requerendo o enquadramento na subclasse baixa renda das unidades consumidoras incluídas nos empreendimentos habitacionais de interesse social. Os autores apresentaram recursos ao Tribunal Regional Federal da 3ª Região, os quais foram julgados improcedentes em 25 de fevereiro de 2019, mantendo os termos da decisão favorável a Companhia em 1ª instância, ocorrida em outubro de 2018. O valor envolvido nesta ação não pode ser estimado, uma vez que se trata de Ação Civil Pública e em sendo alterado o teor da decisão que foi favorável à Companhia, os usuários deverão requerer individualmente o cumprimento e os benefícios decorrentes da decisão.

(a.3) Ação civil pública - contas vencidas - 90 dias: Em 15 de abril de 2005, o Ministério Público Federal (MPF) ajuizou Ação Civil Pública contra a Companhia visando: (i) definir o prazo de prescrição da cobrança de valores referentes a contas de consumo em atraso para 90 dias; (ii) à restituição em dobro

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

de qualquer quantia que tenha sido erroneamente cobrada de consumidores que assinaram Termos de Confissão de Dívida (TCD's) que eram parcialmente ou totalmente compostas de débitos de terceiros (antigos proprietários, inquilinos ou ocupantes) e; (iii) que a ANEEL fiscalize o cumprimento de tais determinações pela Companhia.

Em setembro de 2015 ocorreu decisão de 2ª instância desfavorável, mantendo a decisão de 1ª instância e determinando a devolução em dobro dos TCDs, tendo a Companhia recorrido contra essa decisão aos Tribunais Superiores em janeiro de 2016. Atualmente a Companhia aguarda o julgamento dos recursos em Brasília.

Execução provisória: Em maio de 2010, o Ministério Público Federal iniciou execução provisória para identificar os clientes abrangidos na discussão. Em outubro de 2018 o Tribunal acolheu recurso do MPF e determinou que a Companhia apresente todos os TCDs, sob pena de multa, sem fixar prazo para cumprimento, determinando que a ANEEL fiscalize. A Companhia recorreu da decisão em julho de 2019.

Caso sobrevenha decisão final desfavorável nos recursos apresentados, a Companhia poderá desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo, não são passíveis de quantificação.

- (a.4) Revisão tarifária – exclusão de valores – contratos bilaterais:** O Ministério Público Federal ingressou em 5 de dezembro de 2003 com Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL visando à desconsideração dos valores do contrato firmado entre a Companhia e a AES Tietê na composição tarifária, bem como o reembolso em dobro aos clientes por tarifas supostamente cobradas a maior em 2003. A demanda foi julgada favorável a Companhia em 1ª instância em novembro de 2007. Em março de 2012, foi acolhido o recurso apresentado pelo MPF para determinar que o processo passe por uma perícia, para apurar se houve eventual onerosidade excessiva para os consumidores da Companhia. A Companhia apresentou recursos em julho de 2012 aos Tribunais Superiores. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo não são passíveis de quantificação, sendo que no presente caso eventuais desembolsos em caso de condenação da Companhia deverão ser requeridos pelos usuários supostamente lesados.
- (a.5) Revisão tarifária – inclusão benefício fiscal:** O Ministério Público ingressou em 16 de novembro de 2004 com Ação Civil Pública contra a Companhia e a ANEEL visando ao reconhecimento e consequente extinção do benefício indevidamente gerado pela contabilização dos benefícios decorrentes do pagamento de juros sobre capital próprio na composição tarifária, bem como pretendendo compelir a Companhia a devolver em dobro os valores supostamente cobrados de forma indevida após a revisão tarifária de 2003. Em maio de 2010 a demanda foi julgada favorável em 1ª instância para a Companhia. Aguarda-se julgamento pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região do recurso de apelação apresentado pelo Ministério Público Federal. Caso sobrevenha decisão final desfavorável, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento do processo não são passíveis de quantificação.
- (a.6) Uso da faixa de domínio de rodovias:** A Companhia é parte em ações judiciais que discutem a onerosidade de sua atuação para a instalação e manutenção de infraestrutura de distribuição de energia em faixas intermediárias e laterais das rodovias. Existem decisões favoráveis e desfavoráveis julgadas em diferentes instâncias, com repercussão geral reconhecida no Recurso Extraordinário nº 581.947 (tema 261), o qual aguarda-se julgamento. Caso sobrevenham decisões finais desfavoráveis, a Companhia terá que desembolsar valores, os quais, dado o atual andamento dos processos não são passíveis de quantificação.
- (a.7) Ação civil pública – Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor – IDEC:** Em março de 2017, o Instituto Brasileiro de Defesa do Consumidor (IDEC) ajuizou ação civil pública contra a Companhia, objetivando a (i) devolução em dobro, juros e correção monetária a todos os consumidores que pagaram por serviços atípicos cobrados na fatura de energia elétrica nos últimos 5 anos, sem que

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

houvesse sua respectiva solicitação expressa; e (ii) danos morais coletivos em valor não inferior a R\$ 1.000.

Em março de 2018, a Companhia apresentou recurso ao TJSP contra a decisão desfavorável de primeira instância de janeiro de 2018. Caso sobrevenha decisão final desfavorável não é possível assegurar que a Companhia não tenha que restituir valores adicionais aos já restituídos aos consumidores que, dado o atual andamento do processo, não são passíveis de quantificação.

(a.8) Arbitragem Neoenergia: Trata-se de arbitragem proposta pela Neoenergia em face da Companhia perante a Câmara de Arbitragem do Mercado – CAM com base no Acordo de Investimento celebrado entre a Companhia e a Neoenergia em 16 de abril de 2018. Em 21 de fevereiro de 2020, foi proferida decisão favorável à Companhia, negando todos os pedidos formulados pela Neoenergia. Esse caso é tratado sob confidencialidade, razão pela qual a Companhia limitou-se em divulgar as informações acima descritas.

(b) Processos regulatórios:

(b.1) Devolução tarifária – Base blindada: Em agosto de 2014, a Companhia ingressou com Ação Anulatória objetivando a obtenção de liminar para suspender os efeitos da (i) decisão da diretoria da ANEEL, no processo do Cabo 1271 MVM, que determinou que a Companhia efetuasse a restituição aos seus consumidores da quantia total de R\$ 626.052 (atualizada até novembro de 2013), anulando os efeitos da incorporação das parcelas de amortização e depreciação associadas a ativo possivelmente inexistente (i.e., Cabo), e (ii) das decisões administrativas subsequentes da ANEEL que negaram pedido subsidiário relativo à inclusão de determinados ativos subavaliados em sua base de remuneração para o Reajuste Tarifário Anual de 2014, com a anulação das decisões da ANEEL ao final do processo. Em 9 de setembro de 2014, a Companhia obteve decisão liminar no Agravo para que a ANEEL efetuasse o recálculo das tarifas sem o componente financeiro negativo constante nos Despachos ANEEL nº 4.259/2013 e 2.176/2014, a qual encontra-se vigente a despeito dos recursos interpostos pela ANEEL. Em relação ao mérito ainda não houve decisão de 1ª instância. A Companhia ingressou com Ação Anulatória.

(b.2) Ação Anulatória – AI 122/2012 – Base de Remuneração Regulatória (BRR): Em agosto de 2015 foi ajuizada pela Companhia Ação Anulatória contra a ANEEL, requerendo provimento judicial que declare a ilegalidade do despacho ANEEL que manteve certas não conformidades e, por conseguinte, a anulação da multa imposta. Decisão de primeira instância desfavorável à Companhia em julho de 2017. Para esse processo a Companhia mantém a contratação de um seguro garantia. Atualmente a Companhia aguarda julgamento do recurso de apelação apresentado em junho de 2018.

(b.3) Autos de Infração - Indicadores de continuidade e AI nº 1008/2018: Vide nota explicativa 17.1 (c.1 e c.2).

(b.4) AI nº 008/2012 – Ativo imobilizado em serviço: Ação Anulatória ajuizada pela Companhia em agosto de 2016, contra a ANEEL, pretendendo a anulação do Auto de Infração nº 008/2012, no qual a ANEEL penalizou a Companhia em razão de supostas inadequações formais de certos registros contábeis que, na visão da Companhia, não geraram nenhuma consequência prática negativa para as tarifas nem para o serviço prestado pela Companhia. Para esse processo a Companhia mantém a contratação de um seguro garantia. Em maio de 2019, ocorreu decisão em 1ª instância desfavorável, da qual a Companhia irá recorrer.

(b.5) Autuações PCLD – Provisão para créditos de liquidação duvidosa: Em 5 de abril de 2001 foi lavrado o auto de infração AI 027/TN0336/1 pela ANEEL em decorrência da inclusão dos créditos contra o Poder Público na PCLD – provisão para créditos de liquidação duvidosa. Em agosto de 2013 a Companhia obteve decisão favorável, revertendo a decisão desfavorável em 1ª instância ocorrida em fevereiro de 2002. Atualmente a Companhia aguarda a decisão dos recursos apresentados pela ANEEL nas instâncias superiores. Em abril de 2001 foi lavrado o auto de infração AI 027/TN0336/1 pela ANEEL

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

em decorrência da inclusão dos créditos contra o Poder Público na PCLD – provisão para créditos de liquidação duvidosa.

(c) Processos fiscais:

- (c.1) CSLL – base negativa:** A Companhia discute judicialmente a aplicação da MP nº 2.158/2001, que determinou que as empresas decorrentes de cisão parcial somente poderiam aproveitar os créditos de base negativa de CSLL na exata proporção do patrimônio líquido da empresa cindida. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões favoráveis à Companhia. Atualmente a Companhia aguarda o julgamento do recurso especial interposto pela Fazenda Nacional no Superior Tribunal de Justiça (STJ). A suspensão da exigibilidade do débito foi obtida por meio de seguro garantia.
- (c.2) Execuções fiscais municipais – diversas:** A Companhia possui diversas execuções fiscais ajuizadas pelas municipalidades na área de concessão, em diferentes estágios processuais, em que são exigidos supostos débitos de IPTU, ISS e taxas. A variação dos valores de 2018 para 2019 se deve, principalmente, ao ingresso de novas execuções fiscais. Nesses casos, as suspensões das exigibilidades dos débitos foram obtidas por meio de depósitos judiciais e oferecimento de garantias – fianças e seguros.
- (c.3) PIS – Estatuto da decadência:** Trata-se de Execução Fiscal ajuizada em maio de 2008, a fim de cobrar supostos débitos de PIS, decorrentes da aplicação das normas impostas pela MP nº 1.407/1996. Em junho de 2008, a Companhia opôs Embargos à Execução, no qual se discute: (i) a necessidade de lançamento, que não foi realizado pelo Fisco; (ii) que apenas tributos declarados em DCTF (Declaração de Débitos e Créditos Tributários Federais) como devidos são passíveis de inscrição direta em dívida ativa; e (iii) a decadência do direito da União Federal. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões desfavoráveis à Companhia e aguarda-se os julgamentos dos recursos por ela apresentados pelo STJ e STF. Após decisão desfavorável em 2ª instâncias, em junho de 2019, a Companhia teve que substituir a fiança bancária por depósito em dinheiro.
- (c.4) COFINS – anistia:** A Companhia discute judicialmente a adesão ao programa de parcelamento previsto na Lei nº 9.779/1999, para quitar débitos de COFINS, com as reduções de multa e juros. Em 1ª e 2ª instâncias foram proferidas decisões favoráveis à Companhia, em relação a possibilidade de adesão ao programa de parcelamento. No que se referem aos encargos legais de 20% sobre os valores dos débitos, em 2ª instância foi proferida decisão pela sua manutenção. A Companhia interpôs recursos especial e extraordinário aos tribunais Superiores, contra a manutenção dos encargos legais, que aguardam julgamento. A suspensão da exigibilidade do débito foi obtida por meio de carta fiança e seguro garantia complementar.
- (c.5) COFINS – Multa de ofício:** Trata-se de Execução Fiscal visando à cobrança de multa de ofício, relativa à COFINS, no período de abril de 1992 a março de 1993, quitada por meio de programa de parcelamento (anistia fiscal instituída pela MP nº 2.158/1999). Em junho de 2018, a Companhia opôs Embargos à Execução, julgados improcedentes em 1ª instância, uma vez que o Juiz entendeu que a anistia fiscal instituída pela MP nº 2.158/1999 não previa descontos para multas de ofício, apenas juros e multa de mora. Em abril de 2019, a Companhia interpôs recurso de apelação, que aguarda julgamento. A multa de ofício não sofre atualização. Após decisão desfavorável de 1ª instância e, para manter o débito suspenso, a Companhia teve que substituir a fiança bancária por depósito em dinheiro em 13 de fevereiro de 2020.
- (c.6) Autos de infração de ICMS – estornos de débitos:** A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) lavrou autos de infração contra a Companhia em razão de supostas irregularidades cometidas em estornos de débitos de ICMS, oriundos, por exemplo, de revisões de faturas emitidas aos clientes. Para os diversos processos dessa natureza (nas esferas judicial e administrativa), a Companhia baseia sua defesa nos seguintes argumentos: (i) Decadência parcial (período de janeiro a março de 2010); (ii) direito ao crédito de ICMS decorrente do estorno de débito nas notas de energia elétrica emitidas aos consumidores; (iii) cobrança em duplicidade do imposto – mesmo estorno glosado mais de uma vez pelo Fisco; (iv) apropriação do crédito fora do mês de competência não autoriza a

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

glosa dos estornos apropriados; (v) juntada das notas fiscais substitutas que comprovam a correção do procedimento adotado. Em relação aos processos que já estão no judiciário, a Companhia obteve a suspensão da exigibilidade do débito por meio de seguros garantia.

(c.7) Plano Suplementar de Aposentadoria e Pensão: Em 14 de fevereiro de 2005, a Receita Federal do Brasil (RFB) lavrou auto de infração contra a Companhia exigindo o recolhimento de débitos de IRPJ e de CSLL relativos aos anos de 2001 e 2002, em face da dedução de valores pagos a título de previdência suplementar acima da limitação de 20% imposta pela Lei nº 9.532/97. Em abril de 2019, foi proferida sentença favorável em 1ª instância, determinando ao CARF a realização de novo julgamento do recurso administrativo da Companhia. Contra esta decisão, em março de 2019, a Procuradoria da Fazenda interpôs recurso de apelação, o qual aguarda julgamento em 2ª instância.

(c.8) PIS – Decretos-Lei nº 2.445/1988 e 2.449/1988: Tratam-se de Execuções Fiscais visando à cobrança de débitos federais, decorrentes de compensações feitas pela Companhia, em 2002, em razão de o STF declarar a inconstitucionalidade dos decretos acima. A Fazenda Nacional sustenta que a Companhia aproveitou os créditos antes do trânsito em julgado da decisão favorável e, também, que foram compensados créditos de PIS, com débitos de outros impostos federais. Em Embargos às Execuções, a Companhia sustenta que procedeu às compensações conforme a decisão judicial favorável e que o procedimento adotado foi correto. Essas Execuções Fiscais se encontram em diversos estágios processuais. A suspensão da exigibilidade do débito foi obtida por meio dos oferecimentos de seguros garantia e fianças bancárias.

(c.9) FINSOCIAL: Em julho de 2012, a Companhia foi intimada de dois despachos decisórios que homologaram parcialmente as compensações realizadas com créditos de FINSOCIAL. Apesar de tais créditos terem sido reconhecidos por decisão judicial transitada em julgado, o Fisco questionou o montante compensado em razão dos critérios de atualização utilizados pela Companhia. Em abril de 2013, houve decisão de 1ª instância desfavorável, e a Companhia em maio de 2013, apresentou recurso voluntário, que aguarda julgamento.

(c.10) PIS Compensações Decretos (Créditos Remanescentes): Em agosto de 2014, a Companhia foi intimada pela Receita Federal sobre a não homologação de compensações administrativas realizadas entre créditos remanescentes de PIS recolhidos a maior com base nos Decretos-Leis nº 2.445/1988 e 2.449/1988, e débitos de PIS e COFINS relativos ao período compreendido entre abril e maio de 2013. Em setembro de 2014 foi apresentada defesa administrativa. Em 14 de janeiro de 2019, foi proferida decisão de 1ª instância parcialmente favorável à Companhia. De forma favorável, foi reconhecido o direito creditório da Companhia, bem como reconheceu que a Companhia era contribuinte do PIS e não do PASEP. No entanto, de forma desfavorável, a decisão divergiu quanto aos valores dos créditos que a Companhia teria direito. Em face dos itens desfavoráveis da decisão, em 12 de fevereiro de 2019 a Companhia apresentou recurso, e aguarda julgamento em 2ª instância administrativa.

(c.11) Autos de infração de ICMS - Ativo imobilizado: A Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo (SEFAZ/SP) lavrou autos de infração contra a Companhia questionando a apropriação de créditos de ICMS incidente na aquisição de bens destinados ao seu ativo imobilizado. Existem diversos processos dessa natureza nas esferas judicial e administrativa, e a defesa da Companhia está baseada em: (i) decadência parcial do crédito tributário e (ii) legitimidade dos créditos de ICMS apropriados em relação aos bens adquiridos pela companhia para a instalação, ampliação e substituição das redes de distribuição de energia elétrica, pois integram o seu ativo imobilizado, são intrinsecamente vinculados à atividade de fornecimento de energia elétrica, sujeita à incidência do ICMS e, submetem-se a rígido controle contábil apto a segregar com segurança as mercadorias destinadas à instalação, ampliação e substituição das linhas de distribuição de energia (alegação de legitimidade é suportada por laudos técnicos elaborados pelo Instituto de Pesquisas Tecnológicas - "IPT"). Em relação ao processo que já está no judiciário, a Companhia obteve a suspensão da exigibilidade do débito por meio de seguros garantia.

(c.12) Contribuição para o custeio da iluminação pública – COSIP – São Paulo/SP - 2011 a 2015: A Companhia discute judicialmente Autos de Infração lavrados pelo Município de São Paulo, para exigir o recolhimento da contribuição para o custeio da iluminação pública – COSIP, relativa ao período de março de 2011 a dezembro de 2015. Os referidos autos de infração estão baseados em fatos e motivos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

distintos que, em resumo, são os seguintes: (i) classificação incorreta de unidades consumidoras, (ii) aplicação indevida de isenção e (iii) ausência de pagamento de multa no recolhimento da contribuição em atraso. Em 17 de julho de 2018, foi publicada decisão de primeira instância parcialmente favorável, afastando a cobrança de juros pelo Município de São Paulo/SP em patamar superior à variação da taxa SELIC e mantendo a exigência remanescente. No que se refere à parte mantida da exigência, a Companhia apresentou recurso contra esta decisão em 1º de agosto de 2018. Em 02 de julho de 2019 foi proferida decisão parcialmente favorável à Companhia, confirmando a decisão de 1ª instância. Considerando o reconhecimento da necessidade de produção de provas pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo com relação ao valor principal da COSIP, a Companhia entendeu por bem não recorrer da referida decisão na via do Mandado de Segurança e continuar a discussão em uma nova ação judicial que possibilite a produção de provas. A nova ação judicial será proposta tão logo o STF homologue a desistência do Mandado de Segurança. A Companhia obteve as suspensões das exigibilidades dos débitos por meio de seguro garantia.

(c.13) Multa isolada – PIS Compensações – Créditos remanescentes: Trata-se de processo administrativo oriundo da imposição de multa isolada pela Receita Federal do Brasil (RFB) à Companhia em face da não homologação de compensações efetuadas com créditos de Contribuição ao PIS, decorrentes de recolhimentos indevidos realizados com base nos Decretos-Leis 2445 e 2449/88. Tal multa compreende 50% do valor histórico das compensações que, apesar de não homologadas, encontram-se em discussão na esfera administrativa (caso “PIS Compensações – Créditos remanescentes”). Em 5 de dezembro de 2018, a Companhia foi notificada da imposição da multa e, em 28 de dezembro de 2018, apresentou sua defesa, aguardando desde então o julgamento em primeira instância administrativa.

c.14) Autos de infração de PIS/COFINS – Glosa de créditos: Tratam-se de autos de infração lavrados pela Receita Federal do Brasil contra a Companhia, visando à cobrança de débitos de contribuição ao PIS e à COFINS, por suposto recolhimento a menor, nos exercícios de 2013 a 2015, decorrentes da glosa de créditos tomados na aquisição de bens e de serviços. Desde julho de 2017, a Companhia contesta administrativamente os lançamentos, que se encontram em diferentes estágios processuais.

(d) Processos trabalhistas:

(d.1) Ação civil pública – Terceirização: Trata-se de Ação Civil Pública ajuizada pelo Ministério Público do Trabalho - MPT em 25 de novembro de 2016, pleiteando ordem liminar para que a Companhia, no prazo de 180 dias, sob pena de multa diária de R\$ 50 para cada obrigação não cumprida: (i) se abstenha de efetuar terceirização de atividade-fim e/ou de qualquer atividade em que exerça subordinação direta aos seus terceirizados, (ii) internalize os terceirizados que atuem na atividade-fim e/ou em qualquer atividade que a Companhia exerça subordinação, (iii) garanta tratamento isonômico aos terceirizados em relação aos colaboradores da Companhia (enquadramento sindical, remuneração e benefícios) e, ao final da ação, também seja condenada (iv) a indenizar no valor de R\$ 120.000 (R\$ 20.000 de dumping social e R\$ 100.000 de danos morais coletivos).

Em 05 de abril de 2019 foi publicada sentença de mérito, julgando a ação procedente em parte em 1ª Instância. A decisão validou os procedimentos da terceirização aplicados pela Companhia diante da ausência de subordinação e pessoalidade em face dos terceiros bem como fiscalização relacionada à segurança do trabalho, afastando com isso a existência de fraude à terceirização ou vínculo direto com a Companhia. No entanto, reconheceu a equiparação de direitos quanto a remuneração e benefícios entre os empregados das contratadas e os empregados da Companhia, no prazo de 120 dias, sob pena de multa mensal de R\$ 1.000, bem como condenou a Companhia ao pagamento de R\$ 5.000 por danos morais coletivos. A Companhia ingressou com 1º recurso e definiu-se o início da obrigação de fazer, bem como alterou o prazo para a legalização dos benefícios para 180 dias após o trânsito em julgado. Em 15 de outubro de 2019 foi publicada decisão mantendo os termos da sentença. A Companhia interporá recurso no Tribunal Regional do Trabalho.

Os advogados que patrocinam a Companhia na ação mantêm a avaliação de risco do processo como possível para o desembolso do montante de R\$ 5.000 por danos morais coletivos e no tocante aos valores da equiparação de direitos entre os empregados das contratadas e os empregados da

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Companhia o montante é considerado inestimável em razão da fundamentação fornecida na referida sentença.

- (d.2) Ações de periculosidade – Sede Barueri:** Foram ajuizadas, no dia 5 de dezembro de 2016, 5 ações coletivas pelo Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias de Energia Elétrica de São Paulo visando o pagamento de adicional de periculosidade para colaboradores da Companhia lotados na Sede Administrativa de Barueri no período em que um moto-gerador esteve instalado no topo do edifício (entre fevereiro de 2012 e fevereiro de 2016).

Caso sobrevenham eventuais decisões finais desfavoráveis nas ações acima mencionadas, a Companhia poderá ter que desembolsar o valor estimado atualizado para 31 de dezembro de 2019 de R\$ 119.652 (R\$ 109.611 em 31 de dezembro de 2018), o qual, dado o atual andamento dos processos, representa o cálculo da estimativa de liquidação dos pedidos formulados nas ações.

- (d.3) Recolhimentos do FGTS – Fundo de Garantia por Tempo de Serviço:** Em novembro de 1998 foram lavradas pela Caixa Econômica Federal três notificações relativas à suposta falta de recolhimento de FGTS durante o período de janeiro de 1993 a setembro de 1998. A exigência fiscal integralmente foi mantida na esfera administrativa, e nesse caso a Companhia mantém contratado seguro garantia. Sentença de mérito favorável em parte para Companhia, com apelação da União pendente de julgamento no Tribunal. Em 08 de janeiro de 2020 a Companhia manifestou-se sobre a Execução Fiscal intentada pela União, a qual está suspensa até julgamento final da ação principal ingressada pela empresa.

- (d.4) Notificação Fiscal de Lançamento de Débitos (NFLDs) – execuções fiscais:** Três execuções fiscais promovidas pelo INSS contra a Companhia que versam sobre incidência de contribuição previdenciária sobre diferentes verbas de cunho não remuneratório. As três ações tiveram decisão desfavorável para Companhia, estando pendentes de julgamento de recursos no Tribunal, e estão garantidas por depósito judicial.

- (d.5) Contribuição Previdenciária – SAT:** Trata-se de processo administrativo decorrente de despacho decisório lavrado pela Receita Federal do Brasil não homologando compensações declaradas no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2011 com créditos de contribuição previdenciária apurados entre setembro de 2006 e agosto de 2011. Tais créditos são oriundos da revisão do enquadramento da Companhia nos graus de risco destinados ao antigo Seguro Acidente do Trabalho (SAT), atual Grau de Incidência de Incapacidade Laborativa e Riscos de Acidente do Trabalho (GIIL-RAT), considerando a atividade preponderante realizada, amparada em Laudos Técnicos de Condições Ambientais de Trabalho (LTCAT).

Durante a fase administrativa houve decisão final desfavorável. Atualmente, a Companhia discute o assunto em ação judicial específica (Ação Anulatória), tendo sido determinada a suspensão da exigibilidade do débito, visto a apresentação de seguro garantia pela Companhia.

17. Encargos setoriais

Os encargos setoriais são todos criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para viabilizar a implantação de políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia. Cada um dos encargos possui objetivos predefinidos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2019	2018
CIRCULANTE			
Pesquisa e desenvolvimento		101.027	105.328
Fundo nacional de desenvolvimento tecnológico		2.306	2.036
Ministério de Minas e Energia		1.153	1.018
Eficiência energética		269.934	183.814
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	17.1	-	111.315
Encargos do consumidor - Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias		43.473	-
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		1.579	1.144
Outros encargos		62	33
Total		419.534	404.688
NÃO CIRCULANTE			
Pesquisa e desenvolvimento		34.553	38.689
Total		34.553	38.689

- 17.1 A cota do encargo CDE Conta ACR foi extinta a partir da competência agosto de 2019, não restando saldos a serem pagos em 31 de dezembro de 2019.

18. Contas a pagar – Acordo Eletrobras

Conforme citado na nota explicativa nº 17.1 (d), com o trânsito em julgado das homologações dos Acordos com a Eletrobras e com os Advogados, ocorridos em 25 de abril de 2019 e 10 de junho de 2019, respectivamente, as condições previstas para início dos pagamentos foram atendidas, motivo pelo qual a Companhia realizou os pagamentos no dia 10 de junho de 2019, da primeira parcela dos referidos Acordos, devidamente atualizados.

Diante de tais fatos, em abril de 2019, os montantes envolvidos no acordo foram reclassificados de “provisões judiciais e outros” no montante de R\$ 1.639.225 para “Contas a pagar – Acordo Eletrobras”.

O pagamento da 1ª parcela do acordo, ocorreu no 2º trimestre de 2019, no valor atualizado de R\$ 274.477 para a Eletrobras, e R\$ 55.086 aos advogados que assinaram o acordo original, com antecipação de R\$ 8.347 a serem descontados da segunda parcela, referentes aos novos advogados que na forma do acordo, comprovadamente atuaram no processo, aderiram ao acordo e deram quitação.

Os valores a serem pagos à Eletrobras e aos advogados estão sendo atualizados desde 31 de janeiro de 2018, por CDI + 1% a.a. até a data efetiva de pagamento de cada parcela. O impacto da atualização das parcelas do acordo no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 foi de R\$ 99.914 – nota explicativa nº 26.

O cronograma de realização das parcelas relativas ao acordo, têm os seguintes vencimentos:

Cronograma de pagamento	Parcela	Principal	Principal + correção
Junho de 2020	2ª - Eletrobras	300.000	342.811
Junho de 2021	3ª - Eletrobras	300.000	342.811
Junho de 2022	4ª - Eletrobras	300.000	342.811
Junho de 2023	5ª - Eletrobras	250.000	285.675
Junho de 2023	2ª - Advogados	50.000	48.478
			1.362.586

Não existem compromissos financeiros contratuais (*covenants*) relacionados ao acordo firmado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

19. PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

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

A Companhia possui dois processos judiciais que discutem a tese. Em 28 de fevereiro de 2019, a Companhia foi cientificada do trânsito em julgado da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região reconhecendo o seu direito à exclusão do ICMS incidente em suas operações próprias das bases de cálculo do PIS e da COFINS no período compreendido entre dezembro de 2003 e dezembro de 2014. Amparada nas avaliações de seus assessores legais e melhor estimativa, relativamente ao período abrangido por esta ação, a Companhia constituiu ativo de PIS e de COFINS a recuperar de R\$ 5.005.317 (vide nota explicativa nº 8) e passivo de R\$ 4.974.076, por entender que os montantes a serem recebidos como créditos fiscais devem ser integralmente repassados aos consumidores nos termos das normas regulatórias do setor elétrico, juntamente com o entendimento da Administração da Companhia sobre a neutralidade desse tributo nas tarifas cobradas aos consumidores. Os valores a serem devolvidos serão calculados líquidos de qualquer custo incorrido ou a ser incorrido pela Companhia. A Companhia adotará os procedimentos de recuperação do crédito tributário de acordo com as previsões legais. O repasse aos consumidores dependerá do efetivo aproveitamento do crédito tributário pela Companhia e será efetuado conforme normas regulatórias da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em uma expectativa de 52 meses, o que se estima ocorrer a partir de julho de 2020.

A outra ação judicial da Companhia, relativa ao período de janeiro de 2015 em diante, está aguardando julgamento de recurso da União Federal apresentado em face da decisão proferida pelo Tribunal Regional Federal da 3ª Região, pelo o que a sistemática de cálculo com a inclusão do ICMS das bases do PIS e da COFINS não será alterada até o advento de trânsito em julgado favorável também neste processo judicial.

A seguir é apresentado o resumo dos impactos:

	Nota	2019
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar		
<u>Ativo circulante</u>	7	578.763
<u>Ativo não circulante</u>	7	4.426.554
Total Ativo		5.005.317
PIS/COFINS - consumidores a restituir		
<u>Passivo circulante</u>		578.763
<u>Passivo não circulante</u>		4.395.313
Total Passivo		4.974.076
		2019
Resultado		
Receita operacional bruta		
PIS/COFINS - consumidores a restituir	22	(2.532.352)
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	22	2.532.352
Receita financeira		
(+) PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar		2.472.965
(-) PIS/COFINS - consumidores a restituir		(2.472.965)
Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

20. Patrimônio líquido

20.1 Capital social

O capital social autorizado é de R\$ 3.248.680 em ações ordinárias, todas nominativas escriturais e sem valor nominal. O capital social poderá ser aumentado mediante a emissão de ações ordinárias, por deliberação do Conselho de Administração, até o limite do capital social autorizado.

Conforme detalhado na nota explicativa nº 1.2, em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração homologou o aumento de capital social da Companhia, conforme os termos do AFAC. Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019 o capital social da Companhia é de R\$ 3.079.525 totalmente subscrito e integralizado, dividido em 197.466.862 ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

20.2 Ações em tesouraria

Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de Administração aprovou o cancelamento das ações mantidas em tesouraria contra a conta de reserva de capital, sem redução do capital social. – vide nota explicativa nº 1.2.

20.3 Composição acionária:

	Nota	2019		2018	
		Ordinárias		Ordinárias	
		Quantidade	%	Quantidade	%
Acionistas:					
ENEL Brasil S.A		197.466.862	100,00	-	-
ENEL Brasil Investimentos Sudeste S.A		-	-	189.323.545	94,42
Outros		-	-	8.133.352	4,06
Total das ações ordinárias em poder dos acionistas		197.466.862	100,00	197.456.897	98,48
Ações em tesouraria	20.2	-	-	3.058.154	1,52
Total das ações ordinárias		197.466.862	100,00	200.515.051	100,00

20.4 Reservas de capital:

	Nota	2019	2018
Ações e opções de ações outorgadas	21.4.1	-	20.573
Reserva especial - gerada por incorporações	8.3	2.267.883	670.897
Outras reservas de capital		547	-
Total		2.268.430	691.470

20.4.1 Conforme mencionado na nota explicativa nº 1.2, o resgate compulsório (processo da OPA) foi realizado contra a referida reserva de capital.

As reservas de capital seguem as definições do seu estatuto social e legislação societária brasileira. A reserva especial foi gerada pelas reorganizações societárias ocorridas em 2016 e 2019 – vide nota explicativa nº 9.3.

20.5 Ajustes de avaliação patrimonial / outros resultados abrangentes

Os saldos de ajustes de avaliação patrimonial e outros resultados abrangentes são compostos pela mais valia dos ativos registradas em 1998 e 2007, pelas perdas atuariais líquidas do plano de pensão e FGTS e variação dos valores justos do *hedge* de fluxo de caixa.

A composição desses saldos é como segue:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2019	2018
Ajuste de avaliação patrimonial (Reavaliação regulatória)		869.646	1.031.843
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.2	(295.680)	(350.827)
Ajuste de avaliação patrimonial, líquido		573.966	681.016
Outros resultados abrangentes - plano de pensão		(4.609.398)	(2.537.025)
Outros resultados abrangentes - FGTS PIA (multa 40%)		(28.155)	(3.256)
Outros resultados abrangentes - derivativo	31.1.1	40.650	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos	8.2	1.562.948	863.696
Outros resultados abrangentes, líquido		(3.033.955)	(1.676.585)
Total registrado no patrimônio líquido		(2.459.989)	(995.569)

20.6 Destinação dos resultados

O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios. O estatuto social da Companhia estabelece a distribuição de dividendos mínimos obrigatórios correspondentes a 25% do lucro líquido ajustado. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários e/ou intercalares.

Na apuração do lucro líquido ajustado para fins de distribuição de dividendos é considerada a realização dos ajustes de avaliação patrimonial, relativos à reserva de reavaliação reconhecida em exercícios anteriores à data de transição. Dessa forma, o incremento nas despesas de depreciação e baixas, em função do registro da reavaliação, tem efeito nulo na apuração dos dividendos da Companhia.

A Companhia pode distribuir juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Artigo 9º, parágrafo 7º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, os quais são dedutíveis para fins fiscais.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a conta de "lucros (prejuízos) acumulados" para nova destinação, conforme previsto na legislação societária.

Desta forma, o quadro abaixo demonstra a destinação dos exercícios de 2019 e 2018 baseada no resultado societário:

	2019	2018
Lucro/prejuízo líquido do exercício	777.067	(315.261)
Realização de ajuste de avaliação patrimonial, líquida	78.395	81.092
Prejuízos acumulados - adoção CPC 48	-	(56.594)
Dividendos prescritos	227	-
Lucro/prejuízo líquido ajustado	855.689	(290.763)
Dividendo mínimo obrigatório	(213.923)	-
Proposta de dividendos adicionais ao mínimo obrigatório	(470.629)	-
Constituição de reserva especial para reforço de capital de giro	(171.137)	-
Absorção pelas reservas de lucros	-	290.763
Saldo de lucros/prejuízos acumulados	-	-

De acordo com o parágrafo único do artigo 189 da Lei 6.404/1976, o prejuízo do exercício deve, obrigatoriamente, ser absorvido pelos lucros acumulados, pelas reservas de lucros e pela reserva legal, nessa ordem. Ainda de acordo com a legislação societária, a Companhia não constituiu reserva legal, pois o saldo dessa reserva, acrescido do montante das reservas de capital excederam 30% do capital social.

Em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária realizada em 25 de abril de 2019, foi aprovada a absorção do prejuízo relativo ao exercício findo de 31 de dezembro de 2018 pelas reservas estatutária

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

de lucro e legal, no montante de R\$ 290.763, cujo registro contábil já havia sido realizado nas demonstrações contábeis anuais de 31 de dezembro de 2018.

21. Resultado por ação

O objetivo do cálculo do resultado por ação é de permitir comparações de desempenho entre diferentes companhias no mesmo período, bem como para a mesma companhia em períodos diferentes.

21.1 Demonstração do cálculo do resultado por ação – básico/diluído

Numerador:	2019	2018
Lucro/prejuízo líquido do exercício - Regulatório	491.907	(519.391)
Denominador (em milhares de ações):		
Número de ações ordinárias	197.469	197.459
Lucro/prejuízo básico por ação (em Reais - R\$)	2,49106	(2,63037)

Para cálculo do denominador comum, foi considerado o número médio ponderado de ações ordinárias em poder dos acionistas, excluídas as mantidas em tesouraria.

O quadro a seguir demonstra o cálculo da média ponderada considerando as movimentações de ações nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018.

Exercício	Período de movimentação de ações	Quantidade de ações (em milhares)	Número de dias - %	Média ponderada de ações (em milhares)
2018	01/01/2018 a 18/09/2018	164.286	71%	116.643
	19/09/2018 a 31/12/2018	197.457	29%	57.263
			100%	173.906
2019	01/01/2019 a 19/12/2019 (*)	197.457	100%	197.457
	20/12/2019 a 31/12/2019 (*)	197.467	4%	7.899
			100%	205.356

(*) Conforme detalhado na nota explicativa 1.2, a Companhia resgatou (resgate compulsório das ações remanescentes) e também emitiu novas ações (aumento de capital).

22. Receita operacional líquida

A receita pode ser originada de um contrato com cliente ou outros tipos de receita, incluindo somente os ingressos de benefícios econômicos recebidos e a receber pela Companhia. As quantias cobradas por conta de terceiros, tais como tributos sobre vendas não são benefícios econômicos, portanto, não estão apresentadas nas demonstrações de resultado.

O reconhecimento da receita originada de um contrato com cliente ocorre após o cumprimento da obrigação de desempenho e transferência dos bens e serviços para o consumidor, refletindo a contraprestação que a Companhia espera ter direito em troca desses bens ou serviços. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

22.1 Receita de prestação de serviços de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica estão suportados pelos contratos de adesão (consumidores de baixa tensão) e contratos de compra de energia regulada para consumidores de média e alta tensão. A medição é realizada conforme calendário de leitura estabelecido pela Companhia e o cumprimento da obrigação de desempenho se dá através da entrega de energia elétrica, ocorrida em um determinado período. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário, sendo a receita registrada pelo valor justo da contraprestação a ser recebida no momento em que as faturas são emitidas, utilizando as tarifas de energia homologadas pela ANEEL. Com a finalidade de adequar o consumo ao período de competência, os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativa.

22.2 Receita pela disponibilidade da rede elétrica - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A Companhia reconhece a receita pela disponibilização da infraestrutura da rede elétrica de distribuição a seus clientes (livres e cativos) e o valor justo da contraprestação é calculada conforme tarifa de uso do sistema (TUSD), a qual é definida pela ANEEL. Essa receita é constituída pela compensação dos custos relativos ao uso do sistema de distribuição que estão inseridos na TUSD.

22.3 Venda de Energia na Câmara de Comercialização de Energia - CCEE

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação, de acordo com o montante de energia não distribuída no mês e comercializada no âmbito da CCEE, nos termos da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica. A energia contratada e não distribuída pela Companhia é vendida pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

22.4 Aluguel de postes

Essa receita é originada dos compartilhamentos dos pontos de fixação na infraestrutura dos postes de distribuição de energia elétrica. A receita está suportada pelo contrato de compartilhamento de infraestrutura, cujos montantes são reconhecidos conforme o cumprimento da obrigação de desempenho com o cliente e tarifa acordada entre as partes.

22.5 Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, podendo ser inerentes ao serviço de distribuição, tais como serviços cobráveis, ou atividades acessórias, como arrecadação de convênios. O reconhecimento de receitas é registrado conforme contrato entre as partes e cumprimento da obrigação de desempenho com o cliente, cujas tarifas podem ser acordadas entre as partes dependendo da natureza do serviço ou homologadas pela ANEEL (serviços cobráveis conforme Resolução Homologatória nº 2.412, de 4julho de 2018).

22.6 Subvenção de recursos da CDE

Receita reconhecida em decorrência dos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, incluindo subsídios de baixa renda, que são reembolsados pela CCEE. O saldo a receber está contabilizado na rubrica "Repasse CDE – descontos na tarifa".

22.7 Ativo e passivo financeiro setorial

Os ativos e/ou passivos financeiros originados das diferenças apuradas de itens da Parcela A e outros componentes financeiros em cada período contábil devem ter como contrapartida a adequada rubrica de receita de venda de bens e serviços, no resultado do exercício, representando o diferimento e amortização, conforme demonstrado na nota explicativa nº 10.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

22.8 Impostos sobre vendas

As receitas de vendas estão sujeitas aos seguintes impostos e contribuições, pelas seguintes alíquotas básicas:

- Programa de Integração Social (PIS) - 1,65% para venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) 7,60% sobre a venda de energia elétrica e sobre a prestação de serviços;
- Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - O ICMS é aplicado de acordo com a classe de consumidores. As principais classes são tributadas pelas seguintes alíquotas: 18% para as classes comercial e industrial; e isento para a classe residencial com consumo até 90kv, 12% para consumo entre 91kv a 200kv e de 25% para consumo acima de 201kv;
- Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – Entre 2% a 5% incidente sobre a prestação de serviços onde o imposto é devido no estabelecimento prestador. Nos casos em que o imposto é devido no local da execução, deverá se aplicar a alíquota correspondente no respectivo município.

Esses tributos são deduzidos das receitas de vendas, as quais estão apresentadas na demonstração de resultado pelo seu valor líquido.

22.1 A receita operacional bruta, conforme requerida pelo manual de contabilidade do setor elétrico, é como segue:

	Nº Consumidores		MWh		R\$ Mil	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Fornecimento - Faturado:						
Residencial	6.858.422	6.781.509	16.330.393	16.187.336	10.991.564	10.014.160
Industrial	25.968	26.073	2.894.263	3.122.929	1.750.490	1.758.460
Comercial	408.622	402.502	10.583.962	10.410.069	6.669.564	6.080.785
Rural	566	562	32.590	31.383	8.949	7.693
Poder público	15.687	15.851	1.201.852	1.185.740	668.606	614.773
Iluminação pública	2.874	1.564	789.337	802.475	295.049	281.786
Serviço público	1.389	1.359	456.918	490.404	240.608	234.744
Transferência para atividades de distribuição	-	-	-	-	(8.770.500)	(7.383.039)
Energia Elétrica de Curto Prazo	-	-	2.073.580	1.598.160	262.064	442.451
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado:						
Consumidores cativos	-	-	-	-	8.770.500	7.383.039
Consumidores Livres	1.572	1.324	10.997.108	10.647.379	1.485.760	1.075.365
Fornecimento/Uso da Rede Elétrica de Distribuição - Não Faturado					(3.762)	127.270
Constituição e Amortização - CVA ativa e passiva	-	-	-	-	(408.815)	1.354.050
Constituição e Amortização - RTP diferimento ou devolução	-	-	-	-	103.434	(97.061)
Constituição e Amortização - Demais ativos e passivos regulatórios	-	-	-	-	174.828	(502.090)
Serviços cobráveis	-	-	-	-	13.006	13.118
Subvenções vinculadas ao serviço concedido	-	-	-	-	454.446	466.141
Outras receitas	-	-	-	-	145.391	145.261
Total	7.315.100	7.230.744	45.360.003	44.475.875	22.851.182	22.016.906

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

22.2 Receita operacional líquida:

		2019			2018		
		Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$	Número de unidades consumidoras faturadas	MWh	R\$
Receita de prestação de serviço de distribuição de energia elétrica							
Classe de consumidores:							
Residencial		6.858.422	16.330.393	10.991.564	6.781.509	16.187.336	10.014.160
Industrial		25.968	2.894.263	1.750.490	26.073	3.122.929	1.758.460
Comercial		408.622	10.583.962	6.669.564	402.502	10.410.069	6.080.785
Rural		566	32.590	8.949	562	31.383	7.693
Poder público		15.687	1.201.852	668.606	15.851	1.185.740	614.773
Iluminação pública		2.874	789.337	295.049	1.564	802.475	281.786
Serviço público		1.389	456.918	240.608	1.359	490.404	234.744
Transferência para atividades de distribuição		-	-	(8.770.500)	-	-	(7.383.039)
Subtotal - fornecimento		7.313.528	32.289.315	11.854.330	7.229.420	32.230.336	11.609.362
Outras							
Não faturado		-	-	(3.762)	-	-	127.270
PIS/COFINS - consumidores a restituir	19	-	-	(2.532.352)	-	-	-
PIS/COFINS - consumidores a restituir - tributo a compensar	19	-	-	2.532.352	-	-	-
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição - TUSD		1.572	10.997.108	1.485.760	1.324	10.647.379	1.075.365
Transferência para atividades de distribuição		-	-	8.770.500	-	-	7.383.039
Energia no curto prazo		-	2.073.580	245.298	-	1.598.160	442.451
Energia no MVE - Mecanismo de venda de excedente		-	-	16.766	-	-	-
Subvenção de recursos da CDE	23.2.1	-	-	368.415	-	-	362.801
Doações - bandeiras tarifárias		-	-	86.031	-	-	103.341
Ativo e passivo financeiro setorial	11	-	-	318.285	-	-	1.584.660
Passivo financeiro setorial - bandeiras tarifárias		-	-	(448.843)	-	-	(829.761)
Aluguel de poste		-	-	134.685	-	-	132.975
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais	9.4	-	-	-	-	-	-
Ressarcimento - ônus de acordos bilaterais - AES Tietê Energia	9.4/30.1	-	-	-	-	-	-
Receitas com partes relacionadas		-	-	1.151	-	-	191
Receitas com partes relacionadas	30.1	-	-	-	-	-	1.232
Outras receitas		-	-	22.561	-	-	23.980
Receita operacional bruta		7.315.100	45.360.003	22.851.177	7.230.744	44.475.875	22.016.906
Eficiência energética, P&D, FNDCT e EPE							
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE		-	-	(135.724)	-	-	(129.912)
Encargos do consumidor - PROINFRA		-	-	(2.514.721)	-	-	(2.848.952)
Encargos do consumidor - CCRBT		-	-	(95.177)	-	-	(83.376)
Encargos bandeiras tarifárias		-	-	(457.682)	-	-	(708.959)
Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE		-	-	362.812	-	-	726.420
ICMS		-	-	(16.342)	-	-	(13.166)
COFINS - corrente		-	-	(4.133.537)	-	-	(3.805.592)
PIS - corrente		-	-	(1.744.069)	-	-	(1.657.930)
IS		-	-	(378.332)	-	-	(359.605)
Deduções da receita bruta		-	-	(188)	-	-	(194)
Receita operacional líquida		7.315.100	45.360.003	(9.112.940)	7.230.744	44.475.875	(8.881.266)
		7.315.100	45.360.003	13.738.237	7.230.744	44.475.875	13.135.640

Bandeiras tarifárias

Conforme determinado pelo Decreto nº 8.401, emitido em 4 de fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE foi designada pela criação e manutenção da CCRBT, sendo os valores a serem repassados e/ou compensados homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras podem ser totais ou parcialmente revertidos à CCRBT. Os recursos disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando (i) os valores efetivamente realizados das variações relativas aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora.

A Companhia registrou os seguintes valores:

Competência	Bandeiras tarifárias				
	Valores faturados	Valores não faturados	Repasso à CCRBT	Recebimento da CCRBT	Custo coberto pelas bandeiras tarifárias (recebido via arrecadação e repasse CCRBT)
2018	753.022	-	(26.582)	111.538	837.978
2019	438.797	18.865	(73.376)	75.627	459.913

A Companhia apresenta a seguir o comparativo dos custos incorridos com a respectiva cobertura das bandeiras tarifárias:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Custo total a ser coberto pela Bandeira Tarifária	Custo coberto pelas Bandeiras Tarifárias (recebido via arrecadação e repasse CCRBT)	Saldo coberto (devolvido) no Processo Tarifário	Saldo da CCRBT
Acumulado até dezembro/2017	(3.125.039)	2.600.293	(70.711)	(595.457)
Exercício de 2018	(937.632)	837.978	568.711	469.057
Exercício de 2019	(555.414)	459.913	318.521	223.020
Total	(4.618.085)	3.898.184	816.521	96.620

A Companhia retém o superávit da CCRBT no montante de R\$ 96.620, referente ao ciclo tarifário vigente.

23. Custo do serviço de energia elétrica

Nota	MWh		R\$	
	2019	2018	2019	2018
Energia elétrica comprada para revenda:				
Itaipu	8.596.987	8.739.539	(2.167.841)	(2.096.232)
ANGRA 1 e 2	1.609.292	1.631.309	(404.184)	(400.829)
Compra - CCEE	332.781	17.986	(273.015)	(66.971)
Compra - CCEAR	18.690.413	18.354.658	(3.834.257)	(3.774.351)
Quotas de garantia física / CCEAR - Partes relacionadas	294.018	87.896	(55.417)	(16.275)
Quotas de garantia física	9.576.135	9.607.260	(970.048)	(850.562)
Risco hidrológico	-	-	(1.060.736)	(1.766.622)
(-) Ressarcimento - leilões de energia	-	-	56.778	76.113
(-) Créditos de PIS/COFINS	-	-	767.990	820.269
Subtotal	39.099.626	38.438.648	(7.940.730)	(8.075.460)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA	797.156	819.397	(292.901)	(254.867)
Total	39.896.782	39.258.045	(8.233.631)	(8.330.327)

Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição:

Nota	2019	2018
Uso da rede básica	(1.388.016)	(1.405.468)
Uso da rede básica - partes relacionadas	(18.342)	(11.293)
Encargos do Serviço do Sistema - ESS/EER	(178.540)	(242.690)
(-) Ajustes referente ao alívio retroativo	72.199	35.564
(-) Recursos financeiros da Conta de Energia de Reserva - CONER	-	197.802
Transporte de energia - Furnas/Itaipu	(218.626)	(209.100)
Operador Nacional do Sistema - ONS	(37.148)	(33.583)
Custo do Uso do Sistema de Distribuição - CUSD	(9.643)	(10.958)
Conexão a Rede Básica - CTEEP	(94.998)	(87.286)
(-) Créditos de PIS/COFINS	200.287	187.958
Total	(1.672.827)	(1.579.054)

23.1 O alívio financeiro retroativo ocorre quando há sobras de recursos do tratamento de exposições em função da diferença de preços entre os submercados para alívio de despesas com ESS. Os valores são calculados e repassados nas liquidações financeiras pela CCEE.

23.2 O saldo em 2018 de CONER refere-se ao aumento do repasse principalmente relacionado (i) à redução do saldo mínimo da Conta de Energia de Reserva (CONER), por determinação da CCEE, desde julho de 2018, o que implicou em maior distribuição/repasso de recursos financeiros excedentes para as distribuidoras no exercício findo em 31 de dezembro de 2018, e (ii) a geração das usinas que venderam energia com Contratos de Energia de Reserva (CER), valorada ao PLD, o que implicou em maior receita para a CONER.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Em 2019, a Companhia não recebeu valores da CONER, visto que não foram apurados excedentes a serem repassados para as distribuidoras.

24. Compra e venda de energia elétrica de curto prazo no âmbito da câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

	Nota	2019		2018	
		MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Compra		332.781	(273.015)	17.986	(66.971)
Compra estimada		-	-	-	-
	23	332.781	(273.015)	17.986	(66.971)

		2019		2018	
		MWh	R\$ mil	MWh	R\$ mil
Venda		1.771.522	193.405	1.364.838	419.153
Venda estimada		302.058	68.659	233.322	23.298
	22	2.073.580	262.064	1.598.160	442.451

25. Pessoal, administradores e previdência privada

	2019	2018
<u>Pessoal:</u>		
Remuneração	(287.053)	(329.928)
Encargos	(122.484)	(127.876)
Benefício Pós-emprego-Previdência Privada - Déficit ou superávit atuarial	(26.502)	(20.680)
Programa de demissão voluntária/Incentivo aposentadoria	20.529	(75.359)
Despesas rescisórias	(4.482)	(19.873)
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	(89.181)	(78.364)
Assistência médica e odontológica	(124.704)	(111.069)
Auxílio alimentação e refeição	(102.518)	(96.258)
Educação e treinamento	(2.487)	(3.757)
Outros benefícios FGTS - PIA	9.875	(103.585)
Outros benefícios - Corrente	9.243	(15.951)
Outros	(516)	(464)
<u>Administradores:</u>		
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	(10.374)	(13.741)
Benefício dos administradores	(3.750)	(4.938)
Total	(734.404)	(1.001.843)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

26. Outras receitas e despesas operacionais

	Nota	2019	2018
Tarifa bancária		(64.856)	(57.907)
Publicidade		(1.956)	(1.217)
Responsabilidade social		(260)	(230)
Indenização por danos elétricos e não elétricos - PID		(25.159)	(23.781)
Taxa de administração do plano - Funcesp		(11.122)	(10.709)
DIC/FIC/DMIC/DICRI	26.1	(45.916)	(33.260)
Penalidades - devoluções a consumidores		(4.743)	(3.377)
Energia Livre		21.918	-
Outros		(5.260)	(14.411)
Total		(137.354)	(144.892)

- 26.1 DIC, FIC, DMIC e DICRI - Indicadores que refletem a qualidade da infraestrutura da rede de energia elétrica de distribuição prestada aos clientes (livre e cativo). Indicam a duração e frequência da interrupção de energia, assim como a duração máxima (tolerância) que o consumidor pode ter o fornecimento de energia interrompido. Quando esses indicadores ultrapassam as metas estabelecidas pela ANEEL, os consumidores recebem uma compensação financeira na fatura de energia, caracterizando uma contraprestação variável. A Companhia efetua o ressarcimento ao cliente, através de crédito na fatura, em até dois meses após a ocorrência.

27. Resultado financeiro

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Nota	2019	2018
Receitas financeiras			
Renda de aplicações financeiras		41.478	44.452
Multas sobre contas de energia elétrica em atraso	27.1	121.180	108.980
Atualização monetária e juros sobre contas de energia elétrica em atraso	27.1	81.717	87.781
Subvenções governamentais		4.082	4.916
Atualização de créditos tributários		23.164	1.235
Atualização monetária dos depósitos judiciais		33.222	23.412
Atualização monetária do ativo financeiro setorial	10	144.084	132.268
Outras receitas financeiras - partes relacionadas	29.1	-	115
ICMS - deságio na compra de créditos de terceiros		3.028	10.195
Outras receitas financeiras		30.058	21.085
(-) PIS e Cofins sobre receita financeira		(9.659)	(52.153)
Subtotal		472.354	382.286
Despesas financeiras			
Encargo de dívidas - empréstimos e debêntures em moeda nacional		(278.593)	(413.696)
Encargo de dívidas - mútuo - partes relacionadas		(32.864)	(873)
Juros sobre obrigações de arrendamento financeiro		(11.613)	(16.257)
Subvenções governamentais		(4.083)	(4.916)
Atualização monetária de P&D e eficiência energética		(22.203)	(7.903)
Juros capitalizados transferidos para o imobilizado em curso	11.5	6.986	12.077
Cartas de fiança e seguros garantia		(43.951)	(48.577)
Atualização monetária de processos judiciais e outros		(71.096)	(196.469)
Atualização monetária - Energia livre	12.2	30.102	(7.098)
Atualização monetária do passivo financeiro setorial	10	(34.468)	(96.949)
Atualização dos gastos referentes ao acordo Eletrobras	17	(99.914)	(101.444)
Custo dos juros (líquidos) do plano de pensão		(324.151)	(349.942)
Multa de mora - pagamento de fornecedores		(2.696)	(17.764)
Outras despesas financeiras		(4.287)	(33.305)
Subtotal		(892.831)	(1.283.116)
Variações cambiais, líquidas			
Outras variações cambiais		(754)	931
Subtotal		(754)	931
Total do resultado financeiro		(421.231)	(899.899)

- 27.1 Os consumidores escolhem as datas de vencimento de suas faturas mensais. Após o vencimento, há a incidência de juros de 0,033% ao dia, multa de 2% e atualização financeira pelo índice IGP-M sobre o valor das faturas dos consumidores em atraso.

28. Imposto de renda e contribuição social

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social. As despesas de imposto de renda e contribuição social correntes são calculadas de acordo com a legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período base para apuração do imposto, enquanto que a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. O imposto de renda e a contribuição social correntes são reconhecidos pelo regime de competência.

As antecipações ou valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização até o encerramento do exercício, quando então o imposto devido é devidamente apurado e compensado com as antecipações realizadas.

A Administração avalia, periodicamente, a posição fiscal de situações que requeiram interpretações da regulamentação fiscal e estabelece provisões quando apropriado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A reconciliação das taxas efetivas e nominais, utilizadas para cálculo das provisões para o imposto de renda e a contribuição social, de acordo com o requerido pelo manual de contabilidade do setor elétrico, está demonstrada a seguir:

	2019	2018
Lucro antes do imposto de renda e contribuição social	781.804	(754.394)
Adições (exclusões):		
Doações	1.360	800
Gratificação a administradores - parcela não dedutível	4.606	5.223
Perdas indedutíveis no contas a receber	26.103	33.373
Perdas de capital - baixa de imobilizado	2.896	4.178
Multas indedutíveis	7.006	1.958
Despesas indedutíveis	4.397	9.296
Salário maternidade e paternidade	571	939
Outros	(7.216)	7.445
Total das adições (exclusões)	39.723	63.212
Base de cálculo	821.527	(691.182)
Imposto de renda e contribuição social calculados (alíquotas de 25% e 9%)	(279.318)	235.003
Ajuste PAT em dobro IR 2006 a 2011 - a recuperar	22.287	-
Imposto de renda e contribuição social no resultado regulatório	(257.031)	235.003

29. Partes relacionadas

Os contratos celebrados entre partes relacionadas são submetidos à anuência prévia ou posteriori da ANEEL, de acordo com a Resolução Normativa nº 699/16.

A Enel Sudeste passou a deter o controle da Companhia desde 7 de junho de 2018, quando então as transações envolvendo empresas controladas direta e indiretamente pela Enel S.p.A. (sediada na Itália), passaram a ser tratadas como transações entre partes relacionadas. As referidas transações estão apresentadas na nota explicativa nº 29.1.1.

A AES Holdings Brasil Ltda. exerceu influência significativa sobre a Companhia até 6 de junho de 2018, dado que desde 7 de junho de 2018, a Enel Sudeste passou a deter o controle da Companhia. Dessa forma, as transações referentes às partes relacionadas com AES Holdings até 6 de junho de 2018 estão apresentadas na nota explicativa nº 29.1.2.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

29.1.1 Partes relacionadas – a partir de 7 de junho de 2018:

Ativos e receitas:

Natureza da transação	Parte relacionada	Ativo		Receita	
		2019	2018	01.01.2019 a 31.12.2019	07.06.2018 a 31.12.2018
Comissão (Propaganda/publicidade/venda em fatura de energia)	ENEL X Brasil S.A.	98	94	1.151	191
Ressarcimento Ônus de acordos bilaterais	CENTRAIS ELETRICAS DE CACHOEIRA DOURADA	-	618	-	-
Compartilhamento de recursos humanos Expatriados	Enel Chile	184	-	184	
	Enel Spa	155	-	155	
Compartilhamento de recursos humanos/infraestrutura	COELCE CIA. ENERGÉTICA	5.951	-	5.951	
	AMPLA ENERGIA E SERVICOS S.A.	3.155	-	3.155	
	ENEL Green Power Projetos I S.A.	160	-	160	
	ENEL GREEN POWER BRASIL	2.820	-	2.820	
	Enel Brasil	584	-	584	
	Enel Fortaleza	53	-	53	
	CELG DISTRIBUICAO S/A	5.033	-	5.033	
	CENTRAIS ELETRICAS DE CACHOEIRA DOURADA	54	-	54	
	CIEN COMPANHIA DE INTERCONEXAO	449	-	449	
Outros créditos:		18.696	712	-	-
Total receita operacional - nota explicativa nº 22:		-	-	1.151	191
Pessoal e administradores:		-	-	17.865	
Material:		-	-	100	
Serviços de terceiros:		-	-	(2.231)	
Outras receitas e despesas operacionais:		-	-	2.864	

Passivos e despesas:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Natureza da transação	Parte relacionada	Passivo		Despesa	
		2019	2018	01.01.2019 a 31.12.2019	07.06.2018 a 31.12.2018
Suprimento de energia - CCGF	ENEL Green Power Paranapanema S.A.	296	290	(3.323)	(1.961)
	ENEL Green Power Mourao S.A.	80	78	(943)	(546)
	ENEL Green Power Projetos I S.A.	2.108	1.935	(25.039)	(13.768)
Suprimento de energia - CCEAR	ENEL Green Power Cabeça de Boi S.A.	106	-	(950)	
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	891	-	(12.113)	
	ENEL Green Power Cristalândia I Eólica S.A.	-	-	(2.287)	
	ENEL Green Power Cristalândia II Eólica S.A. (II e III)	-	-	(4.579)	
	ENEL Green Power da Fazenda S.A.	71	-	(636)	
	ENEL Green Power Morro do Chapéu I Eólica S.A.	233	-	(2.063)	
	ENEL Green Power Morro do Chapéu II Eólica S.A.	216	-	(1.916)	
	ENEL Green Power Salto Apiacas S.A.	175	-	(1.568)	
Encargo de uso do sistema de transmissão	ENEL CIEN S.A.	1.363	1.587	(18.342)	(11.293)
Mútuo	ENEL Finance International N.V.	-	420.873	(32.864)	(873)
Comissão de fiança	Enel Brasil S.A	1.993	-	(1.993)	
Compartilhamento de recursos humanos/infraestrutura	ENEL GLOBAL IN E NETWORK	4.495	-	(4.495)	
	AMPLA Energia e Serviços S.A.	1.931	-	(1.931)	
	ENEL CIEN S.A	156	-	(156)	
	CELG Distribuição S.A	3.406	-	(3.406)	
	Enel Brasil	6.785	-	(6.785)	
	ENEL GREEN POWER BRASIL Participações	457	-	(457)	
	ENEL Green Power Cachoeira Dourada S.A.	35	-	(35)	
	COELCE-CIA, Energética	46	-	(46)	
	ENEL GENERACION FORTALEZA S.A.	311	-	(311)	
Fornecedores - nota explicativa nº 12:		23.161	3.890	-	-
Outras obrigações:		1.993	-	-	-
Custo do serviço de energia elétrica - nota explicativa nº 24:		-	-	(73.759)	(27.568)
Empréstimos e financiamentos - nota explicativa nº 14.6:		-	420.873	(32.864)	(873)
Pessoal e administradores:		-	-	(7.297)	-
Material:		-	-	(328)	-
Serviços de terceiros:		-	-	(6.699)	-
Outras receitas e despesas operacionais - nota		-	-	(3.298)	-
Resultado Financeiro - nota explicativa nº 27:		-	-	(1.993)	-

Para os Contratos de Cotas de Garantia Física – CCGF, o total estimado considera o percentual de participação da Companhia definido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.318/2017 para os anos de 2019 e 2020 e a receita anual de geração das usinas, homologados pela Resolução ANEEL nº 2.421/2018. Para os contratos de CCEAR o montante estimado considerou o volume e tarifas contratados para 2019. Em 31 de maio de 2019, a EGP Brasil Participações Ltda concretizou a venda de duas usinas eólicas (EGP Cristalândia Eólica S.A. I e EGP Cristalândia Eólica S.A. II). Dessa forma, em 31 de dezembro de 2019, permanecem demonstradas no resultado, as transações realizadas até a data da venda dessas companhias.

Quanto ao Encargo de uso do sistema de transmissão (contrato nº 121/2002), o mesmo é administrado pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) que é responsável pelo rateio dos custos entre todos os usuários do sistema de transmissão. Portanto, não há quantidades contratadas bilateralmente entre a ENEL CIEN S.A e a Companhia, mas sim um rateio calculado mensalmente a partir do total contratado com o ONS. Dessa forma, o total estimado informado considera o custo realizado para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Os contratos mencionados acima são regulados pela ANEEL, motivo pelo qual não há anuência para tais transações.

O contrato de compartilhamento, decorre de reembolso do compartilhamento das despesas de infraestrutura condominial, de informática e telecomunicações, pelo critério regulatório de rateio, nos termos do artigo 12 da Resolução ANEEL nº 699/2016 e reembolso do compartilhamento de Recursos Humanos entre as partes relacionadas, conforme Despacho nº 338, de 06 de fevereiro de 2019. As despesas liquidas para a Companhia estão limitadas ao montante de R\$ 162.000 ao ano.

Aumento de capital: Conforme citado na nota explicativa nº 1.2 a Companhia e sua controladora Enel Brasil, firmaram termo de AFAC em 3 de dezembro de 2019 no valor de R\$ 256.039. Em 20 de dezembro de 2019, o Conselho de administração homologou o aumento de capital social conforme os termos do AFAC, mediante emissão de 5.184.015 novas ações ordinárias, todas nominativas, escriturais e sem valor nominal.

29.1.2 Partes relacionadas – Até 6 de junho de 2018:

Receitas:

Natureza da transação	Parte relacionada	01.01.2018 a 06.06.2018
	AES Holding Brasil Ltda.	2
	AES Tietê Energia S.A.	793
Aluguel	Brasília Participações S.A. (AES)	2
Sublocação	AES Serviços TC Ltda.	64
(parte imóvel comercial)	AES Elpa S.A.	2
	AES Brasil Ltda.	6
	Southern Electric Brasil Particip. Ltda (AES)	2
Comissão	AES Serviços TC Ltda.	361
Ressarcimento Onus de acordos bilaterais	AES Tietê Energia S.A.	115
Total receita operacional - nota explicativa nº 22:		1.232
Total receita financeira - nota explicativa nº 27:		115

Despesas:

Natureza da transação	Parte relacionada	01.01.2018 a 06.06.2018
Substituição de postes		(402)
Atendimento de lojas		(10.479)
Corte/religa		(1.824)
Poda de árvores	AES Serviços TC Ltda.	(1.169)
Manutenção		(3.437)
Técnicos e comerciais - baixa renda		(3.483)
Projeto Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)		(209)
Serviços de terceiros		(21.003)

29.1.3 Outras partes relacionadas

Passivo e despesa:

Natureza da transação	Parte relacionada	Passivo		Despesa	
		2019	2018	2019	2018
Piano de previdência	FUNCESP				
	Integrante do Conselho Deliberativo	5,868,638	3,799,825	(337,132)	(367,982)
Obrigações com benefícios pós-emprego - nota explicativa nº 15.1:		5,868,638	3,799,825	(337,132)	(367,982)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

29.2 Remuneração da alta administração

A remuneração da alta administração é composta pela remuneração da Diretoria Estatutária e do Conselho de Administração. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a provisão para remuneração (regime de competência), é como segue:

Descrição:	2019	2018
Benefícios de curto prazo (salários / encargos / benefícios/ bônus)	13.266	14.072
Benefícios pós-emprego (previdência privada - contribuição definida)	700	231
Outros benefícios de longo prazo (bônus diferido - incentivo de longo prazo)	73	(246)
Benefícios de rescisão contrato de trabalho	-	3.397
Total	14.039	17.454

30. Seguros

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

	Período de vigência		Importância segurada
	de	até	
Riscos operacionais	31-out-2019	31-out-2020	R\$ 3.781.392
Vida em grupo	1-jan-2020	1-jan-2021	25 x salário, com o máximo de R\$ 1.833
Responsabilidade civil geral	31-out-2019	31-out-2020	R\$ 79.642
Responsabilidade civil de administradores - D&O	10-nov-2019	10-nov-2020	R\$ 56.240
Riscos ambientais	31-out-2019	31-out-2020	R\$ 88.824
Frota de veículos - RCF	29-mai-2019	29-mai-2020	RCFV Garantia Única R\$ 1.000

31. Instrumentos financeiros e gestão de riscos

31.1 Instrumentos financeiros

31.1.1 Valor justo e classificação dos instrumentos financeiros

Os principais instrumentos financeiros, classificados de acordo com as práticas contábeis adotadas pela Companhia são como segue:

		2019		2018		
	Notas	Valor contábil	Valor justo	Valor contábil	Valor justo	Categoria
ATIVO (Circulante e não circulante)						
Caixa e equivalentes de caixa	4	1.280.195	1.280.195	936.678	936.678	Empréstimos e recebíveis
Investimentos de curto prazo (CDBs e operações compromissadas)	4	3.518	3.518	861	861	Ativos financeiros disponíveis para venda
Investimentos de curto prazo (fundo de investimento)	4	1.978	1.978	3.895	3.895	Ativos financeiros disponíveis para venda
Consumidores, revendedores e outros	5	2.336.244	2.336.244	2.273.766	2.273.766	Empréstimos e recebíveis
Contas a receber - acordos	5	153.954	153.954	175.895	152.870	Empréstimos e recebíveis
Cauções e depósitos vinculados	16	808.869	808.869	539.358	532.495	Empréstimos e recebíveis
Ativo financeiro setorial	10	2.089.261	2.089.261	2.681.914	2.681.914	Empréstimos e recebíveis
Total		6.674.019	6.674.019	6.612.367	6.582.479	
PASSIVO (Circulante e não circulante)						
Fornecedores	12	1.878.554	1.878.554	1.625.422	1.625.422	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Empréstimos, financiamentos, debêntures e arrendamento financeiro	14	3.944.393	3.774.542	4.145.188	4.155.744	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Contas a pagar - acordo Eletrobras	17	1.362.586	1.362.586	-	-	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar		214.054	214.054	358	358	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Passivo financeiro setorial	10	1.516.612	1.516.612	2.067.472	2.067.472	Passivos financeiros pelo custo amortizado
Total		8.916.199	8.746.348	7.838.440	7.848.996	

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

As rubricas caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo são compostas basicamente por certificados de depósitos bancários (CDBs) e fundos de investimento. CDBs sob as rubricas de (i) caixa e equivalentes de caixa são mensurados inicialmente pelo valor justo e ajustados posteriormente pelas amortizações do principal, juros e correção monetária, em contrapartida ao resultado, calculados com base no método de taxa de juros efetiva, conforme definido na data da contratação e curva da taxa DI mensal, (ii) investimento de curto prazo são marcados a mercado mensalmente com base na curva da taxa DI, conforme definido em sua data de contratação. O fundo de investimento é marcado a mercado mensalmente com base na variação dos preços das cotas de investimentos classificadas como renda fixa – curto prazo, indexados à taxa CDI/SELIC. De acordo com o seu regulamento, o fundo de investimento poderá investir até 95% em cotas de fundos de investimento classificados como renda fixa - curto prazo e até 5% em Títulos Públicos Federais.

A operação com instrumento derivativo é mensurada por meio de modelo de precificação levando em consideração os fluxos futuros de pagamento, com base nas condições contratuais, descontados a valor presente por taxas obtidas por meio das curvas de juros de mercado. O valor de mercado de um título corresponde ao seu valor de vencimento (valor de resgate) trazido a valor presente pelo fator de desconto.

Para as rubricas empréstimos, financiamentos e debêntures, o método de mensuração utilizado para cômputo do valor de mercado foi o fluxo de caixa descontado, considerando expectativas de liquidação desses passivos e taxas de mercado vigentes, respeitando as particularidades de cada instrumento na data do balanço.

Para as demais rubricas, o valor contábil dos instrumentos financeiros é uma aproximação razoável do valor justo. Logo, a Companhia optou por divulgá-los com valores equivalentes ao valor contabilizado.

Operações com instrumentos financeiros derivativos

O instrumento financeiro derivativo mantido pela Companhia corresponde a operação de proteção de exposição ao risco de variação de taxa flutuante das Debêntures que resulta de posições passivas vinculada à variação do IPCA. Inicialmente, os derivativos são reconhecidos pelo valor justo na data em que um contrato é celebrado e subsequentemente remensurado ao seu valor justo.

A operação descrita acima se qualifica para hedge accounting, sendo um hedge de fluxo de caixa. Na contratação da operação a Companhia elaborou uma documentação formal com detalhes sobre os objetivos e estratégias da gestão do risco, da relação entre a transação objeto do hedge e o instrumento de hedge utilizado para a proteção esperada. São contabilizados como ativos financeiros quando o valor justo for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo. A parcela altamente eficaz do hedge, os ganhos e as perdas decorrentes das variações do valor justo do instrumento são reconhecidos no patrimônio líquido, na rubrica “Outros resultados abrangentes”. A parcela não efetiva do hedge é registrada no resultado do período, juntamente com os juros da operação.

Quando um instrumento de hedge vence, é vendido ou extinto; ou quando um hedge não mais atende aos critérios da contabilidade de hedge, todo ganho ou perda acumulado diferido e os custos de hedge diferidos existentes no patrimônio, são imediatamente reclassificados para o resultado.

A Companhia monitora o risco relacionado a possibilidade de perdas em decorrência de flutuação de Debêntures indexadas ao índice IPCA. Dessa forma, a 24ª Emissão de Debêntures (2ª série) vinculada ao IPCA está protegida por contrato de *Swap*.

O contrato em aberto em 31 de dezembro de 2019 é o seguinte:

Operação de Hedge de fluxo de caixa sobre debêntures

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Contrato de *Swap* IPCA (Indexador Ativo) x CDI (Indexador Passivo): O Valor Nominal agregado é de R\$ 800.000 com vencimento em 15 de maio de 2026 e pagamentos de juros semestrais em linha com o fluxo da dívida a que está atrelado.

O indexador passivo CDI foi utilizado para proteger os fluxos de caixa da dívida das flutuações dos índices de inflação e trazer a um índice menos volátil no mercado. As características do referido instrumento financeiro, permite a Companhia aplicar as regras de contabilidade de hedge de fluxo de caixa para o seu registro contábil. Dessa forma, o instrumento de hedge (*swap*) é mensurado pelo valor justo em contrapartida do Patrimônio Líquido, protegendo a Companhia dos efeitos financeiros, bem como dos impactos da variação da inflação sobre a 24ª emissão de debêntures (2ª série).

Os valores da curva e de mercado do contrato de derivativo (*swap*) em 31 de dezembro de 2019 estão detalhados a seguir:

Contraparte	Data do Contrato	Vencimento	Valor da Curva	Valor Justo (Contábil)	Outros resultados abrangentes
Bradesco	26/06/2019	15/05/2026	7.957	48.607	40.650

O valor justo (contábil) é a diferença entre o efeito das pontas ativa e passiva no balanço patrimonial. Os valores da dívida líquidos da posição do *hedge* estão demonstrados a seguir:

		Posição em 31.12.2019
Dívida	Taxa de Juros Contratual	Total
Debentures - 24ª Emissão (2ª série)	100% IPCA + 4,0134% a.a.	793.114
Operação com instrumento derivativo - ponta passiva	100% CDI + 0,7200% a.a.	805.073
Operação com instrumento derivativo - ponta ativa	100% IPCA + 4,0134% a.a.	(853.680)
		744.507

A diferença entre o valor na curva (*accrua*) e o valor a mercado se dá pela distinta metodologia de cálculo, pois enquanto o saldo de *swap* na curva é calculado pelo valor do principal mais juros até 31 de dezembro de 2019, o saldo do *swap* a mercado é calculado considerando a curva futura dos indicadores descontada pelo CDI futuro.

31.1.2 Hierarquia do valor justo

A tabela a seguir apresenta os instrumentos financeiros registrados a valor justo, conforme método de mensuração:

	2019				2018			
Valor justo	Mensuração			Valor justo	Mensuração			
	Nível 1	Nível 2	Nível 3		Nível 1	Nível 2	Nível 3	
ATIVO (Circulante e não circulante)								
Investimentos de curto prazo (CDBs e operações compromissadas)	1.696	-	1.696	-	861	-	861	
Investimentos de curto prazo (fundo de investimento)	3.800	-	3.800	-	3.895	-	3.895	
Operação com derivativo	48.607	-	48.607	-	-	-	-	
Total	54.103	-	54.103	-	4.756	-	4.756	

A mensuração dos instrumentos financeiros está agrupada em níveis de 1 a 3, com base no grau em que seu valor justo é cotado:

Nível 1 - preços cotados nos mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Nível 2 - outras técnicas para as quais todos os dados que tenham efeito significativo sobre o valor justo registrado sejam observáveis, direta ou indiretamente; e

Nível 3 - técnicas que usam dados que tenham efeito significativo no valor justo registrado que não sejam baseados em dados observáveis no mercado.

Durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não houve transferências decorrentes de avaliações de valor justo entre os níveis 1 e 2, nem para dentro ou fora do nível 3.

31.2 Gerenciamento de riscos

A Companhia segue as políticas de gerenciamento de riscos definidas por seu acionista controlador (Enel Spa). As políticas estabelecem os riscos enfrentados e as diretrizes para seu monitoramento interno e são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações financeiras periódicas.

O sistema de gestão de riscos cobre 3 tipos de atividades: 1) controles de primeiro nível, que consistem em atividades de controle realizadas por cada unidade operacional, em seus próprios processos, como forma de assegurar a correta realização das operações; 2) controles de segundo nível, os quais são executados por áreas corporativas específicas e que visam monitorar e gerir tipos específicos de riscos; 3) controles de terceiro nível (auditoria interna), que visam verificar a estrutura e funcionamento do sistema como um todo, através do monitoramento dos controles, assim como do trabalho executado pelo segundo nível.

O sistema está sujeito a testes periódicos e verificações, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas.

(a) Estrutura de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de gerenciamento de riscos da Companhia é multidisciplinar e conta com as áreas de Gestão de Riscos, Controles Internos e Auditoria Interna, conforme descritas a seguir.

Gestão de Riscos

A Companhia segue as diretrizes do Sistema de Controle de Gestão de Riscos (SCGR) definido a nível Holding (Enel Spa), que estabelece as diretrizes na gestão dos riscos através das respectivas normas, procedimentos, sistemas, etc., para aplicar nos diferentes níveis da Companhia, nos processos de identificação, análise, avaliação, tratamento e comunicação dos riscos que o negócio enfrenta continuamente. Essas diretrizes são aprovadas pelo Conselho de Administração da Enel SpA, o qual abriga um Comitê de Controles e Riscos, que dá suporte à avaliação e decisões do Conselho, relativas aos controles internos e sistema de gestão de riscos, bem como aquelas relativas à aprovação das demonstrações contábeis periódicas. Para seu cumprimento existe uma política específica de Gestão de Riscos dentro de cada Companhia, a mesma que é revisada e aprovada ao início de cada ano por parte do Diretório, observando e aplicando as exigências locais em termos de cultura de riscos.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel considera três linhas de ação (de defesa) para obter um gerenciamento eficaz e eficiente de riscos e controles, em que a primeira linha é o controle da unidade de negócio, a segunda linha de ação é através das diversas funções de controles internos desenvolvidos para assegurar a ótima gestão de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela unidade de negócio, e a terceira linha é avaliação independente.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Cada uma dessas três “linhas” desempenha um papel distinto dentro da estrutura mais ampla de governança da organização. Cada linha de defesa tem sua obrigação de informar e manter atualizado a alta administração e diretores sobre a gestão de riscos, sendo que a Alta Administração é informada pela primeira e segunda linha de defesa e o Conselho Administrativo, pela sua vez, pela segunda e terceira linha de defesa. Os órgãos de governança e a alta administração são as principais partes interessadas atendidas pelas “linhas” e são as partes em melhor posição para ajudar a garantir que o modelo de Três Linhas de Defesa seja aplicado aos processos de gerenciamento de riscos e controle da organização.

O sistema de gestão de riscos do Grupo Enel está sujeito a testes periódicos e verificações de auditoria, levando em consideração a evolução das operações corporativas e a situação em questão, assim como as melhores práticas e diretrizes da normativa interna e normativa internacional como a ISO 31000:2018 (G31000), *COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission)*, etc.

A Companhia busca proteção para todos os riscos que possam afetar seus objetivos, sendo os principais: financeiros; regulatórios; negócio (mercado/*Commodity*); operacionais; estratégicos; sustentabilidade; reputação/ imagem; legais; e CyberSecurity.

Controles Internos

A área de Controles Internos tem como principal atribuição assessorar as áreas de negócios na revisão de processos e implementação de controles para garantir exatidão das informações financeiras e o cumprimento das leis, normas, regulamentos e procedimentos internos.

Visando garantir o alinhamento dos processos com as exigências de controle da Companhia, a área de Controles Internos atua na gestão dos controles de acessos ao sistema financeiro e realiza acompanhamento das deficiências de controle identificadas pela auditoria externa para garantir a mitigação de todos os riscos nos prazos acordados.

A Companhia analisa todas as oportunidades de melhorias reportadas pelos auditores independentes na carta de recomendação e define planos de ação para implementação de todas as recomendações que considere pertinentes. A área de Controles Internos acompanha a implementação dos planos de ação e o resultado dos mesmos.

Auditoria Interna

A Diretoria de Auditoria Interna atua na avaliação dos processos e controles relacionados aos segmentos operacional (infraestrutura e redes), comercial (mercado), administrativo, compras e de tecnologia da informação. A Diretoria de Auditoria Interna avalia a eficiência dos processos e procedimentos ligados à operação da Companhia, dos controles associados às demonstrações contábeis, bem como dos controles de segurança da informação, todos em conformidade com as exigências da legislação brasileira, normas regulatórias do setor elétrico e normas e procedimentos internos.

O plano anual de auditoria é elaborado em conformidade com o resultado da avaliação de riscos e tem como principal objetivo prover avaliação independente sobre riscos, ambiente de controles e deficiências significativas que possam impactar as demonstrações contábeis e processos da Companhia.

O plano de auditoria é aprovado pelo Conselho de Administração. Além disto, o resultado das respectivas auditorias e a evolução dos planos de ação para implementação de potenciais melhorias e regularizações são apresentados periodicamente aos Diretores, e membros do Conselho de Administração.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A Auditoria Interna possui uma política interna, que descreve as responsabilidades e principais atividades da área de auditoria, incluindo documentos gerados, comunicação com responsáveis, divulgação dos relatórios, acompanhamento dos planos de ação, entre outros.

Adicionalmente, a Auditoria Interna também é responsável pela gestão do Programa de *Compliance* da Companhia, que tem como objetivo promover a obediência às políticas e diretrizes da empresa, bem como às leis e regulamentações vigentes e a ela aplicáveis, além de encorajar uma cultura organizacional pautada pela ética.

(b) Riscos resultantes de instrumentos financeiros

A Companhia possui exposição para os seguintes riscos resultantes de instrumentos financeiros:

(b.1) Risco de crédito

Consiste no risco da Companhia incorrer em perdas devido a um cliente ou uma contraparte do instrumento financeiro não cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente de: (i) contas a receber de clientes; (ii) equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo; e (iii) ativo regulatório (ativo financeiro setorial).

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito. A exposição máxima ao risco do crédito na data de 31 de dezembro de 2019 é:

	Nota	2019
Caixa e equivalentes de caixa	b.1.1	1.280.195
Investimentos de curto prazo	b.1.1	5.496
Consumidores, revendedores e outros	b.1.2	2.336.244
Contas a receber - acordos	b.1.2	153.954
Ativo financeiro setorial	b.1.3	2.089.261
Operação com derivativo	b.1.4	48.607
Total da exposição		5.913.757

Os saldos apresentados anteriormente estão líquidos das respectivas perdas esperadas com crédito de liquidação duvidosa (nota explicativa nº 6).

(b.1.1) Caixa e equivalentes de caixa, investimentos de curto prazo e depósitos vinculados

Risco associado às aplicações financeiras e depósitos vinculados realizados em instituições financeiras que estão suscetíveis às ações do mercado e ao risco a ele associado, principalmente à falta de garantias para os valores aplicados, podendo ocorrer perda desses valores.

A Companhia atua de modo a diversificar o risco de crédito junto às instituições financeiras, centralizando as suas transações apenas em instituições de primeira linha e estabelecendo limites de concentração, seguindo suas políticas internas quanto à avaliação dos investimentos em relação ao patrimônio líquido das instituições financeiras e aos respectivos *ratings* das principais agências.

A Companhia utiliza a classificação das agências Fitch Ratings (Fitch), Moody's ou Standard & Poor's (S&P) para identificar os bancos elegíveis de composição da carteira de investimentos. Quaisquer instituições financeiras que apresentem, em uma das agências de risco *rating* inferior ao estabelecido (AA-), em escala nacional em moeda local não poderão fazer parte da carteira de investimentos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Quanto aos valores de exposição máxima por instituições financeiras, vale o mais restritivo dos seguintes critérios definidos pela Companhia: (i) Critério de Caixa da Companhia: Aplicações de no máximo 20% do total da carteira da Companhia em instituições financeiras com PL inferior a R\$ 6.000.000 até 25% em instituições financeiras com PL superior a R\$ 6.000.000; (ii) Critério de PL da Companhia: Aplicações de no máximo 20% de seu PL por instituição financeira; e (iii) Critério de PL da instituição financeira recebedora de recursos: Cada instituição financeira poderá receber recursos de no máximo 3% (PL inferior a R\$ 6.000.000) até 5% (PL superior a R\$ 6.000.000) de seu PL; todas as instituições financeiras deverão apresentar PL superior a R\$500.000. Vale o mais restritivo dos critérios i, ii e iii.

Os depósitos vinculados são efetuados em bancos da união, conforme determinação do Conselho Nacional de Justiça. A Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito relacionado a tais depósitos.

(b.1.2) Consumidores, revendedores e contas a receber de acordos

A Companhia está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e por cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor de energia elétrica, a Companhia tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuem o pagamento das faturas.

A Companhia tem executado diversas ações objetivando a redução e combate à inadimplência tais como: negatização de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte do fornecimento de energia elétrica, cobrança judicial, protesto de clientes junto aos cartórios, contratação de agências de cobranças, envio de cartas de aviso de cobrança e de mensagens via "SMS", e-mail e "URA" (Unidade de Resposta Audível). Adicionalmente, foi lançado o portal de negociação e realização de negociações através de feirões e do *call center*. A Companhia utiliza uma solução de análise preditiva ("*Predictive Analytics*") possibilitando avaliar a propensão de pagamento de acordo ao perfil de cada cliente, para definir a melhor estratégia de cobrança.

(b.1.3) Ativo regulatório (ativo financeiro setorial)

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco desse crédito, visto que o contrato firmado assegura o direito incondicional de receber caixa ao final da concessão a ser pago pelo Poder Concedente: (i) referente a custos não recuperados por meio de tarifa (ativo financeiro setorial).

(b.1.4) Operação com instrumento derivativo

A Administração da Companhia considera bastante reduzido o risco de crédito da operação com derivativo que mantém com o banco Bradesco, que é considerado como de primeira linha pela mesma.

(b.2) Risco de gerenciamento de capital

A Companhia controla sua estrutura de capital de acordo com as condições macroeconômicas e setoriais, de forma a possibilitar o pagamento de dividendos, maximizar o retorno de capital aos acionistas, bem como a captação de novos empréstimos e emissões de valores mobiliários junto ao mercado financeiro e de capitais, entre outros instrumentos que julgar necessário.

De forma a manter ou ajustar a estrutura de capital, a Companhia pode revisar a sua prática de pagamento de dividendos, aumentar o capital através de emissão de novas ações ou vender ativos para reduzir o nível de endividamento, se for o caso.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A Companhia também monitora constantemente sua liquidez e os seus níveis de alavancagem financeira, além de buscar o alongamento do perfil de suas dívidas, de forma a mitigar o risco de refinanciamento.

A Companhia inclui dentro da estrutura de dívida líquida: empréstimos e financiamentos e debêntures, menos caixa e equivalentes de caixa e investimentos de curto prazo.

Na tabela a seguir, está demonstrada a dívida líquida da Companhia:

	2019	2018
Empréstimos e financiamentos	274.423	493.369
Debêntures	3.612.989	3.572.963
Arrendamento financeiro	261.882	78.856
Operação com instrumento derivativo	(48.607)	-
Caixa e equivalentes de caixa	(1.280.195)	(936.678)
Investimentos de curto prazo	(5.496)	(4.756)
Dívida líquida	2.814.996	3.203.754
Patrimônio líquido	3.969.216	2.880.980
Dívida líquida / Patrimônio líquido	70,92%	111,20%

Do endividamento financeiro total em 31 de dezembro de 2019, 21,8% era de curto prazo (17,1% em 31 de dezembro de 2018) e o prazo médio era de 3,71 anos (3,59 anos em 31 de dezembro de 2018).

(b.3) Risco de liquidez

O risco de liquidez acontece com a dificuldade de cumprir com obrigações contratadas em datas previstas.

A Companhia adota como política de gerenciamento de risco: (i) manter um nível mínimo de caixa como forma de assegurar a disponibilidade de recursos financeiros; (ii) monitorar diariamente os fluxos de caixa previstos e realizados; (iii) manter aplicações financeiras com vencimentos diários ou que fazem frente aos desembolsos, de modo a promover máxima liquidez; (iv) estabelecer diretrizes para contratação de operações de hedge para mitigação dos riscos financeiros da Companhia, bem como a operacionalização e controle destas posições.

Adicionalmente, a Companhia possui limite de mútuo com sua controladora Enel Brasil aprovados pela Aneel, por meio do Despacho N°3.037, até 13 de dezembro de 2022 no valor de até R\$ 2.000.000.

A tabela a seguir apresenta informações sobre os vencimentos futuros dos passivos financeiros da Companhia. Para as rubricas de “empréstimos e financiamentos” e “debêntures” estão sendo considerados os fluxos de caixa projetados. Por se tratar de uma projeção, estes valores diferem dos divulgados na nota explicativa nº 14. As informações refletidas na tabela a seguir incluem os fluxos de caixa de principal e juros.

Posição em 31 de dezembro de 2019	Menos de 3 meses	De 3 a 12 meses	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais que 5 anos
Fornecedores	1.865.919	-	-	-	-
Empréstimos e financiamentos	222.208	9.968	24.995	15.413	-
Debêntures	53.906	114.929	1.504.012	1.224.133	546.113
Arrendamento financeiro	22.441	47.407	42.224	93.160	56.650
Dividendos e juros sobre capital próprio a pagar	214.054	-	-	-	-
Total	2.378.528	172.304	1.571.231	1.332.706	602.763

De acordo com o CPC 40 (R1) Instrumentos financeiros: Evidenciação, quando o montante a pagar não é fixado, o montante evidenciado é determinado com referência às condições existentes na data de encerramento do exercício. Portanto, CDI, IPCA e TJLP utilizados nas projeções correspondem aos índices verificados na data de 31 de dezembro de 2019.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(b.4) Riscos de mercado

(b.4.1) Riscos de taxas de juros

A Companhia possui empréstimos e debêntures relevantes remunerados pela variação do CDI, IPCA e TJLP. Consequentemente, o resultado da Companhia é afetado pela variação desses índices. Em 31 de dezembro de 2019 as aplicações financeiras da Companhia foram alocadas em CDBs rentabilizados pelo CDI.

O montante de exposição líquida da Companhia aos riscos de taxas de juros na data-base de 31 de dezembro de 2019 é:

	2019
Equivalentes de caixa	1.054.767
Investimentos de curto prazo	5.496
Empréstimos e financiamentos	(273.544)
Debêntures	(3.651.705)
Operação com derivativo	48.607
Total da exposição líquida	(2.816.379)

Os montantes de empréstimos, financiamentos e debêntures apresentados na tabela acima referem-se somente às dívidas indexadas ao CDI, IPCA e TJLP e não contemplam os saldos de custos a amortizar.

Análise de sensibilidade ao risco de taxa de juros

Com a finalidade de verificar a sensibilidade dos indexadores nos investimentos e nas dívidas, aos quais a Companhia estava exposta na data base de 31 de dezembro de 2019, foram definidos 5 cenários diferentes. Com base no relatório FOCUS de 27 de dezembro de 2019, foi extraída a projeção dos indexadores CDI, IPCA e TJLP para um ano e assim definindo-os como o cenário provável; a partir deste foram calculadas variações de 25% e 50%.

Para cada cenário foi calculada a receita e despesa financeira bruta, que representa o efeito esperado no resultado e patrimônio líquido em cada cenário projetado, não levando em consideração incidência de tributos e o fluxo de vencimentos de cada contrato programado para um ano. A data base utilizada da carteira foi 31 de dezembro de 2019, projetando os índices para um ano e verificando a sensibilidade dos mesmos em cada cenário. A projeção do cálculo considera a taxa de juros contratual: índice mais spread.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Aplicações financeiras	Taxa de juros	Posição em 31.12.2019	Projeção receitas financeiras - 01 ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			2,20%	3,30%	4,40%	5,50%	6,60%
Equivalentes de caixa	CDI	1.054,767	23.205	34.807	46.410	58.012	69.615
Investimentos de curto prazo	CDI	5.496	121	181	242	302	363
Subtotal		1.060.263	23.326	34.988	46.652	58.314	69.978
Dividas	Taxa de juros contratual	Posição em 31.12.2019	Projeção despesas financeiras - 01 ano				
			Cenário I (-50%)	Cenário II (-25%)	Cenário Provável	Cenário III (+25%)	Cenário IV (+50%)
CDI			2,20%	3,30%	4,40%	5,50%	6,60%
Debêntures - 23ª Emissão (1ª série)	108,25% do CDI	(715,365)	(17,036)	(25,555)	(34,073)	(42,591)	(51,109)
Debêntures - 23ª Emissão (2ª série)	111% do CDI	(1.418,954)	(34,651)	(51,976)	(69,302)	(86,627)	(103,953)
Debêntures - 24ª Emissão (1ª série)	CDI+0,80 a.a.	(704,506)	(21,259)	(29,071)	(36,882)	(44,694)	(52,505)
Nota Promissória - 6ª emissão	104% do CDI	(218,525)	(5,000)	(7,500)	(10,000)	(12,500)	(15,000)
TJLP			2,79%	4,18%	5,57%	6,96%	8,36%
FINEP 2	TJLP+5,00% a.a.	(55,019)	(4,363)	(5,166)	(5,969)	(6,772)	(7,581)
Contrato de Swap			2,16%	3,23%	4,31%	5,39%	6,47%
Debêntures - 24ª Emissão (2ª série)	100% do IPCA + 4,0134% a.a.	(812,880)	(50,887)	(59,934)	(69,065)	(78,197)	(87,328)
Derivativo (swap) - Ponta Ativa	100% do IPCA + 4,0134% a.a.	853,680	53,441	62,942	72,532	82,122	91,711
Derivativo (swap) - Ponta Passiva	100% do CDI + 0,7200%	(805,073)	(23,636)	(32,555)	(41,475)	(50,394)	(59,314)
Subtotal		(3,876,642)	(103,391)	(148,815)	(194,234)	(239,653)	(285,079)
Total da exposição líquida		(2,816,379)	(80,065)	(113,827)	(147,582)	(181,339)	(215,101)

(b.4.2) Risco de moeda

A Companhia está exposta ao risco de variação cambial temporal, atrelado ao dólar norte-americano, através dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, entretanto, as alterações de variação cambial são repassadas ao consumidor na tarifa, através do mecanismo da Conta de Compensação de Variações de Itens da Parcela A/CVA (Ativo e passivo financeiro setorial).

Exposição às taxas de câmbio	2019		2018	
	Moeda estrangeira	R\$	Moeda estrangeira	R\$
Fornecedores (Itaipu)	118.528	477.751	121.987	472.676
Passivo líquido exposto	118.528	477.751	121.987	472.676

(b.4.3) Risco de preço

Vide nota explicativa nº 1.1.

(b.4.3.1) Revisão e Reajuste Tarifário – conforme requerido pelo manual de contabilidade do setor elétrico

a) Revisão Tarifária Periódica

O processo de Revisão Tarifária Periódica tem como principal objetivo analisar, após um período previamente definido no contrato de concessão de cada distribuidora (de 4 em 4 anos no caso da Companhia), o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A última Revisão Tarifária Periódica da Companhia ocorreu em 2019 e a próxima está prevista para ocorrer em 2023.

Destaca-se que nos Reajustes Tarifários Anuais a Parcela B (custos gerenciáveis) da receita é atualizada monetariamente pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), conforme divulgado pela Fundação Getúlio Vargas, ajustado pelo Fator X. Já na Revisão Tarifária Periódica é definida uma nova Parcela B, com o objetivo de se definir a cobertura tarifária para os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada sobre os investimentos realizados com prudência. Adicionalmente, é definida a componente de produtividade do referido Fator X, de modo a se compartilhar com o consumidor os ganhos de produtividade obtidos no período analisado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A metodologia de Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica está descrita no Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET.

b) Composição da Base de Remuneração Regulatória

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração regulatória (BRR) no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTTP vigente, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- (i) A base de remuneração aprovada no CRTTP anterior deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações monetárias;
- (ii) As adições de ativos imobilizados em serviço entre as datas-bases do CRTTP vigente e anterior, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTTP vigente;
- (iii) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-bases dos CRTTP – base incremental (item b);
- (iv) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do CRTTP vigente; e
- (v) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M (ou IPCA para processos de RTP posteriores a dez/2015), entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de distribuição de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

A tabela a seguir resume os valores da Base de Remuneração Regulatória da Companhia, bem como destaca os valores da quota de reintegração e da remuneração de capital. Estes valores referem-se ao último processo de revisão tarifária periódica da Companhia (julho de 2019).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Descrição	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	26.354.017
(2) Índice de Aproveitamento Integral	140.245
(3) Obrigações Especiais Bruta	3.189.140
(4) Bens Totalmente Depreciados	7.171.017
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	15.853.615
(6) Depreciação Acumulada	16.445.188
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	9.908.828
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	46.814
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	9.862.015
(10) Almoxarifado em Operação	27.507
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	1.934.331
(13) Terrenos e Servidões	618.607
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	8.573.798
(15) Saldo RGR PLPT	-
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	61.996
(17) Taxa de Depreciação	3,84%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	456.671
(19) WACC real antes de impostos	12,26%
(20) Taxa RGR PLPT	0,73%
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	2,88%
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+[(14)-(15)-(16)]*19	1.045.332,40

c) Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis - CAIMI

O Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis, também denominado Anuidades, refere-se aos investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em hardware, software, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo.

Os ativos que compõem a Base de Anuidade Regulatória (BAR) não são considerados no Ativo Imobilizado em Serviço (AIS) que comporá a base de remuneração. Esses ativos são determinados como uma relação do AIS.

A tabela a seguir resume os valores relativos ao CAIMI da última revisão tarifária ocorrida em 2019:

Descrição	Valores
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	1.352.104
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	608.447
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	162.253
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	581.405
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	68.500
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	33.125
(7) Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	145.339
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	246.964

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

d) Revisão Tarifária de 2019

O Reajuste Tarifário Anual, que ocorre entre as Revisões Tarifárias Periódicas, é feito com base em fórmula definida no contrato de concessão, que considera para os custos não gerenciáveis (Parcela A) as variações incorridas no período entre reajustes e, para os custos gerenciáveis (Parcela B), a variação do IGP-M ajustado pela aplicação do Fator X.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – estabeleceu por meio da Resolução Homologatória nº 2.568, de 02 de julho de 2019, as tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso dos sistemas de distribuição da Companhia resultantes do processo de revisão tarifária de 2019, correspondendo a um efeito médio de +7,03% percebido pelos consumidores a partir de 4 de julho de 2019.

e) Resumo da revisão tarifária periódica de 2019

A revisão tarifária de 2019 da Companhia é sintetizada na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens que compõem a receita da concessionária, bem como a contribuição de cada um deles no processo de revisão tarifária e sua respectiva participação na receita:

Descrição	Data de Referência Anterior - DRA (R\$ mil)	Data do Reajuste em Processamento - DRP (R\$ mil)	Impacto na Revisão Tarifária (%)	Part. Receita (%)
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	12.176.250	11.898.802	-1,80%	76,04%
1.1. Encargos Setoriais	3.634.750	2.930.871	-4,58%	18,73%
TFSEE	13.809	18.951	0,03%	0,12%
CDE	2.768.262	2.050.641	-4,66%	13,10%
PROINFA	338.965	388.077	0,32%	2,48%
P&D (Eficiência Energética)	134.146	148.476	0,09%	0,95%
ONS	617	615	0,00%	0,00%
ESS/EER	378.951	324.110	-0,36%	2,07%
1.2. Transmissão	1.618.886	1.787.955	1,10%	11,43%
Rede Básica	986.183	1.087.672	0,66%	6,95%
Rede Básica Fronteira	227.662	264.409	0,24%	1,69%
Itaipu	304.230	339.786	0,23%	2,17%
Conexão	89.104	86.411	-0,02%	0,55%
CUSD	10.909	9.135	-0,01%	0,06%
Outros	797	541	0,00%	0,00%
1.3. Compra de Energia	6.922.614	7.179.976	1,67%	45,88%
2. PARCELA B	3.207.684	3.749.571	3,52%	23,96%
3. Reposicionamento Econômico	15.383.934	15.648.373	1,72%	100%
4. Componentes Financeiros		1.707.930	11,07%	
5. Reposicionamento com Financeiros		17.356.303	12,79%	
6. Financeiros Retirados do IRT anterior			-5,75%	
7. Efeito para Consumidor			7,03%	

(b.4.4) Risco de aceleração de dívidas

A Companhia tem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures, com cláusulas restritivas (“covenants”) normalmente aplicáveis a esses tipos de operações, relacionadas ao atendimento de índices econômico-financeiros, geração de caixa e outros. Em 31 de dezembro de 2019, a Companhia estava em cumprimento de todos os termos dos *covenants* (nota explicativa nº 14.8) exigidos por seus contratos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

(c) Outros riscos

(c.1) Risco de regulação

As atividades da Companhia, assim como de seus concorrentes são regulamentadas e fiscalizadas pela ANEEL. Qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre as atividades da Companhia.

Plano de recuperação dos indicadores

Em 12 de julho de 2017, a Companhia foi informada pela ANEEL que, apesar da evolução da qualidade do serviço ter apresentado melhorias nos últimos anos, participaria do segundo ciclo do plano de recuperação dos indicadores, tendo em vista que ainda figurava entre as 16 distribuidoras que necessitam de aprimoramento na qualidade do serviço. Em decorrência disso, no dia 31 de agosto de 2017, a Companhia protocolou na ANEEL o plano de recuperação com a finalidade de fazer frente ao segundo ciclo de recuperação dos indicadores, o qual encontra-se em andamento, e foi aprovado pelo regulador em 21 de dezembro de 2017.

Em janeiro, maio e setembro dos anos de 2018 e 2019, a Companhia apresentou à ANEEL os relatórios quadrimestrais de acompanhamento do plano de recuperação dos indicadores, onde foi evidenciada a evolução das ações realizadas, os recursos investidos para a melhoria contínua da prestação do serviço e os resultados alcançados em todas as dimensões do plano: qualidade do fornecimento, serviços comerciais, segurança do trabalho e da população e sustentabilidade econômico-financeira.

Acerca dos resultados alcançados, destaca-se a conclusão das obras e a significativa melhora dos indicadores de continuidade do fornecimento, que acompanharam a trajetória de redução planejada, mantendo-se para o indicador DEC a posição de 0,20 horas (3%) abaixo da meta do Plano de Resultados e, para o FEC, 0,93 vezes (18%) abaixo da meta. Ademais, os indicadores comerciais e de segurança em sua maioria atingiram as metas planejadas, em mais de 90% das apurações.

Em 31 de outubro de 2019, o órgão regulador emitiu o parecer final concluindo que: "De maneira geral, a ARSESP considera que o cumprimento das ações propostas pela Distribuidora e o desempenho da maioria dos indicadores estão satisfatórios, todavia, todos os temas continuarão a ser monitorados pela ANEEL e acompanhados pela ARSESP". Neste contexto, recomendou-se o arquivamento e a finalização do processo.

Continuamente, em 16 de outubro de 2019, a Companhia foi informada pela ANEEL que, apesar da evolução da qualidade do serviço ter apresentado melhorias significativa nos últimos anos, participaria ainda do terceiro ciclo do plano de resultados, (entre os meses de outubro de 2019 a setembro de 2020), em atenção aos indicadores de continuidade do fornecimento, faturamento e ressarcimento de danos elétricos.

(c.2) Risco de contratação de energia

O portfólio de contratos de energia de 2019 consiste nos seguintes componentes: Contrato de Itaipu e PROINFA; Contratos de Cotas de Garantia Física - CCGF, Cotas de Angra 1 e 2 e Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR's.

De acordo com o Decreto MME nº 5.163/2004, a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição deverá ser realizada através de licitação na modalidade de leilão, sendo que a duração desses contratos (CCEAR's) será estabelecida pelo próprio MME.

A legislação atual estabelece que as empresas de distribuição devem garantir o atendimento a 100% dos seus mercados de energia e prevê que a ANEEL deverá considerar, no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica, até 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

A estratégia para contratação de energia pela Companhia busca assegurar que o nível de contratação permaneça na faixa entre 100% e 105%, minimizando os custos com a compra de energia requerida para atendimento ao mercado cativo. Adotou-se, dessa forma, uma abordagem de gestão de risco na compra de energia focada na identificação, mensuração de volume, preços e período de suprimento, além da utilização de ferramentas de otimização para suporte na decisão de contratação de energia.

As incertezas do cenário macroeconômico e meteorológico impactam significativamente as projeções da carga para contratação. Porém, os modelos utilizados norteiam as contratações com níveis de riscos aceitáveis e no decorrer do tempo há a possibilidade de ajustes dos níveis contratuais.

Os principais fatores de incerteza na compra de energia estão relacionados à previsão da necessidade de aquisição de energia nova com antecedência de 3 a 7 anos em relação ao início do suprimento da energia elétrica adquirida e à expectativa de preços futuros. O não atendimento a 100% do mercado poderá ensejar a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação e repasse não integral às tarifas dos custos de compra de energia no Mercado de Curto Prazo. As penalidades decorrentes do não atendimento à totalidade do mercado de energia elétrica dos agentes de distribuição não serão aplicáveis na hipótese de exposição contratual involuntária reconhecida pela ANEEL.

Adicionalmente, a ANEEL não repassará os custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, caso o nível de contratação seja superior a 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição. Na hipótese de sobrecontratação involuntária ser reconhecida pela ANEEL, haverá o repasse integral dos custos de compra de energia à tarifa mesmo em níveis de contratação acima de 105% em relação à carga anual de fornecimento.

Para mitigação dos riscos de sobre e subcontratação (exposição), há instrumentos previstos na regulamentação tais como (i) leilões de ajuste, (ii) MCS (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits) de energia nova e existente, (iii) acordos bilaterais de redução contratual, (iv) venda de energia temporária, (v) opção por redução dos CCEAR's de energia existente devido a migração de clientes ao mercado livre, acréscimos na aquisição de energia decorrentes de contratos celebrados antes da edição da Lei nº 10.848/2004 e outras variações de mercado, (vi) a venda de energia ao mercado livre em Leilão de Excedentes e (vii) o reconhecimento de sobrecontratação ou exposição involuntária.

Conforme disposto na Resolução Normativa ANEEL nº 453, de 18 de outubro de 2011, a eventual exposição ou sobrecontratação involuntária a qual as Distribuidoras possam ser submetidas, por fatos alheios a sua vontade, poderá ser repassada às respectivas tarifas. Este repasse deverá ser concedido, desde que os agentes de distribuição utilizem de todos os mecanismos previstos na regulamentação para atendimento à obrigação de contratação da totalidade de seu mercado de energia elétrica.

No caso da sobrecontratação voluntária acima do limite de repasse de 105%, a diferença entre a receita de venda da sobrecontratação no mercado de curto prazo e o custo de compra de energia é absorvida pela concessionária podendo resultar em risco ou oportunidade dependendo do cenário de preços de energia ao longo do ano.

A Companhia encerrou o ano de 2016 com um nível de contratação de 110,2%, sendo o impacto acima do limite de 105% equivalente a R\$ 88.091 (valor atualizado de R\$ 116.975 em 31 de dezembro de 2019) caso não venha a ser considerado como sobrecontratação involuntária pela ANEEL.

Existem dois principais fatores que contribuíram para a sobrecontratação no ano de 2016. O primeiro refere-se à participação no leilão A-1 no ambiente regulado (CCEAR) realizado em dezembro de 2015, no qual a Companhia compulsoriamente teve que repor a energia vinculada ao contrato bilateral com a AES Tietê, cujo término ocorreu em 31 de dezembro de 2015. Por força do Decreto nº 5.163, a Companhia teve que comprar no mínimo 96% do seu montante de reposição, mesmo tendo ressaltado em sua declaração a necessidade de volume inferior ao mínimo. Em 3 de agosto de 2016, foi publicado Decreto nº 8.828, alterando o Decreto nº 5.163, retirando a trava de obrigação de declaração para os montantes de reposição. O novo decreto é aderente às argumentações da Companhia em relação à obrigatoriedade imposta para o leilão A-1 de dezembro de 2015.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Outro fator que impactou consideravelmente o nível de contratação foi a migração de consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre. O direito à redução de contratos de compra de energia em caso de migração dos consumidores atendidos por fontes alternativas ao mercado livre foi reconhecido a partir da Resolução nº 726/2016, após discussão na Audiência Pública nº 85/2013. Entretanto, a redução contratual só vale para contratos firmados em leilões de energia posteriores à publicação da Resolução, não foi útil, portanto, para reduzir o nível de contratação de 2016.

Diante dos fatores expostos anteriormente, a Companhia entende, baseada em parecer técnico elaborado por escritório de advocacia renomado, que a sobrecontratação advinda da compra compulsória em Leilão A-1 e da saída de consumidores para o mercado livre é involuntária e, portanto, deve ser integralmente repassada aos seus consumidores.

O reconhecimento da sobrecontratação involuntária referente ao leilão A-1 e a migração de consumidores especiais é suficiente para prover repasse tarifário integral dos custos de sobrecontratação.

Adicionalmente, para reduzir o nível de sobrecontratação a Companhia celebrou acordos bilaterais nos termos da Resolução Normativa nº 711 de 2016 e participou de Mecanismos de Compensação de Sobras e Déficits - MCSs de energia existente e de energia nova. Desde 2016, a Companhia realizou diversos acordos bilaterais e participou em quase todos os meses de MCSs. Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019 o nível de sobrecontratação da companhia está dentro do limite regulatório. Para o ano de 2020, a Companhia projeta permanecer dentro do limite regulatório.

Em 25 de abril de 2017, a ANEEL deliberou o pleito de sobrecontratação involuntária das distribuidoras referente tanto ao leilão A-1 quanto à migração dos consumidores especiais. A decisão, de caráter geral, foi negar o pleito, com a ressalva de que as situações particulares de reconhecimento como sobrecontratação involuntária devem ser avaliadas pela ANEEL mediante comprovação do máximo esforço na redução da posição contratual. O processo continua em fase de instrução na ANEEL, agora com sua Diretoria já reconhecendo a possibilidade dos dois tipos de sobrecontratação serem involuntárias. A Companhia mantém o seu posicionamento de que os dois fatores mencionados são sobrecontratação involuntária.

Na revisão tarifária de 2019, de forma similar ao ocorrido quando do reajuste tarifário de 2018, a ANEEL manteve o componente de sobrecontratação involuntária referente ao ano civil de 2016 em caráter provisório, tendo em vista que ainda permanece avaliando o máximo esforço individualmente para cada distribuidora, conforme decisão de 25 de abril de 2017.

Embora haja o repasse dos custos relacionados à sobrecontratação involuntária para a tarifa, há um descasamento de caixa temporário, visto que os mesmos ocorrem em momentos distintos. O mesmo efeito ocorre quando há aumento de custos de compra de energia e encargos setoriais, o que pode gerar a necessidade da Companhia em se financiar através de capital de giro.

(c.3) Risco socioambiental

A instalação, ampliação e operação de empreendimentos voltados à distribuição de energia elétrica utilizam e/ou interferem em recursos naturais e podem causar impactos ambientais relacionados à fauna e à flora, emissões atmosféricas, água e solo. Portanto, as atividades da Companhia estão sujeitas aos padrões de qualidade e de proteção ambiental estabelecidos por diversas leis e regulamentos ambientais que, se violados, podem sujeitar os infratores às sanções administrativas e criminais, além da obrigação de reparação de danos ambientais na esfera cível.

A edição de novas leis e regulamentos mais severos ou a ocorrência de eventos não previstos que possam resultar em significativos passivos ambientais pode ter um efeito adverso material sobre os negócios da empresa, não apenas sob o aspecto financeiro, mas também operacional. De acordo com a Lei nº 9.605 de 1998 – Lei de Crimes Ambientais, o valor máximo de multa por descumprimento da

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Lei ambiental é de R\$ 50.000 podendo ser cumulado com penalidade de embargo ou interdição de atividade.

Baseando-se no arcabouço legal ambiental, a Companhia mapeou e monitora continuamente seus riscos ambientais através de um sistema de gestão de riscos, de acordo com a norma ISO 31000. Os principais riscos ambientais foram mapeados, descritos e avaliados qualitativa e quantitativamente, e foram classificados de acordo com sua probabilidade de materialização e impacto para a Companhia.

Desta forma, as ações de mitigação praticadas são avaliadas continuamente quanto a sua adequação/suficiência para a mitigação dos riscos à Companhia.

Com o objetivo de manter-se preparada para prevenir acidentes e responder às eventuais situações de emergência e assim evitar ou mitigar os impactos negativos dessas situações na sociedade e no meio ambiente, a Companhia estabelece procedimentos e planos de preparação e respostas a emergências, mantém contrato com empresa especializada em atender a emergências ambientais e se mantém preparada para atender aos principais cenários emergenciais, identificados em seu Sistema de Gestão Ambiental certificado pela ISO 14001:2015. O gerenciamento ambiental de todas as atividades da Companhia é realizado com foco na prevenção à poluição e mitigação de impactos ambientais, atendimento à legislação e melhoria contínua de seus processos, além de práticas de relacionamento e educação da população para o uso seguro e eficiente da energia elétrica. A Política do Sistema de Gestão Integrado consolida o compromisso da Companhia com o desenvolvimento sustentável, e estabelece as diretrizes para sua atuação considerando os aspectos social, ambiental e econômico.

A Companhia contribui, ainda, com o desenvolvimento sustentável da sociedade e do país assumindo os seguintes compromissos voluntários: Pacto Global, Objetivos do Desenvolvimento Sustentável e Empresa Amiga da Criança.

32. Informações complementares

32.1 Às demonstrações do fluxo de caixa

As principais transações que não impactaram caixa e equivalentes de caixa foram as seguintes:

	2019	2018
Compensações de PIS e COFINS	17.805	27.576
Doações de linhas e redes (Adição de ativo imobilizado)	15.728	15.590

A Companhia classifica os juros pagos e recebidos como atividade operacional (juros de dívidas e aplicações financeiras, dentre outros), com exceção aos juros pagos que são capitalizados como parte do custo de construção da infraestrutura, os quais são classificados como desembolso de caixa, nas atividades de investimento (adições de ativos intangíveis da concessão). A seguir é demonstrada a conciliação dos pagamentos de juros alocados por atividade nas Demonstrações dos Fluxos de Caixa:

	2019	2018
Pagamento de juros apresentados nas atividades operacionais	301.958	320.347
Pagamento de juros apresentados nas atividades de investimento (juros capitalizados)	6.986	12.077
Pagamento de juros	308.944	332.424

33. Investimentos e gastos em meio ambiente

A Companhia manteve em 2019 seu escopo de certificação ambiental ISO 14001 e mantém programas e práticas que evidenciam a sua responsabilidade para com o meio ambiente. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, o montante dos investimentos foi no valor de R\$ 79.438 (R\$ 76.199 em 31 de dezembro de 2018), sendo R\$ 75.789 (R\$ 56.221 em 31 de dezembro de 2018) registrados no resultado do exercício e R\$ 3.649 (R\$ 19.978 em 31 de dezembro de 2018) destinados a investimento

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

ao ativo imobilizado. Foram realizados licenciamentos e compensações ambientais, plantios compensatórios e manutenções, gestão de resíduos perigosos, estudos de áreas impactadas, prevenção a poluição, compensação de emissões (créditos de carbono) e treinamentos.

34. Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia acontecerão nos valores de R\$ 7.538.078 em 2020, R\$7.711.129 em 2021, R\$ 7.941.194 em 2022, R\$ 8.515.154 em 2023 e R\$ 128.598.198 após 2023.

Estes contratos representam o volume e preço total homologados pela ANEEL, atualizado pelo IPCA projetado, no exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

35. Conciliação do Balanço Patrimonial Regulatório e Societário

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações apresentadas seguindo as práticas societárias.

Conciliação do balanço patrimonial societário e regulatório

Ativo	Nota	2019				2018			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Ativo circulante									
Caixa e equivalentes de caixa		1.280,195	-	-	1.280,195	936,678	-	-	936,678
Investimentos de curto prazo		5,496	-	-	5,496	4,756	-	-	4,756
Consumidores, concessionárias e permissionárias	35,7	2,336,244	110,931	-	2,447,175	2,273,766	49,808	-	2,323,574
Contas a receber - Acordos	35,7	145,349	71,491	-	216,840	165,013	27,418	-	192,431
Imposto de renda e contribuição social compensáveis		68,086	-	-	68,086	23,293	-	-	23,293
Outros tributos compensáveis		697,049	-	-	697,049	129,414	-	-	129,414
Almoxarifado operacional		15,830	-	-	15,830	31,465	-	-	31,465
Ativos financeiros setoriais	35,1	1,629,162	-	(21,010)	1,608,152	1,845,229	-	(35,995)	1,809,234
Despesas pagas antecipadamente		33,166	-	-	33,166	43,140	-	-	43,140
Serviços em curso		188,528	-	-	188,528	139,003	-	-	139,003
Outros ativos circulantes	35,7	195,031	550	-	195,581	228,420	(589)	-	227,827
Ativo não circulante									
Consumidores, concessionárias e permissionárias	35,7	26,114	(194)	-	25,920	26,040	(982)	-	25,058
Contas a receber - Acordos		8,605	-	-	8,605	10,882	-	-	10,882
Operações com instrumento derivativo		49,881	-	-	49,881	-	-	-	-
Outros tributos compensáveis		4,495,140	-	-	4,495,140	84,967	-	-	84,967
Depósitos judiciais e cauções		808,869	-	-	808,869	539,358	-	-	539,358
Tributos diferidos	35,2	4,423,260	(95,785)	-	4,327,475	2,495,974	(336,303)	-	2,159,671
Ativos financeiros setoriais	35,1	460,099	-	(15,505)	444,594	836,685	-	(128)	836,557
Investimentos - Bens e direitos para uso futuro	35,4,4	42,859	(1,809)	-	41,250	42,695	2,382	-	45,377
Outros ativos não circulantes		41,713	-	-	41,713	47,208	-	-	47,208
Bens e atividades não vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica		64	(64)	-	-	67	(67)	-	-
Ativo contratual (infraestrutura em construção)		-	466,563	-	466,563	-	634,918	-	634,918
Ativo financeiro da concessão	35,3	-	4,532,124	-	4,532,124	-	3,795,279	-	3,795,279
Imobilizado	35,4	10,853,680	(10,822,574)	-	31,106	9,546,831	(9,480,512)	-	66,329
Intangível	35,4	312,242	3,929,264	-	4,241,506	285,244	4,162,217	-	4,447,461
Total do ativo		28,116,662	(1,610,603)	(36,515)	26,469,544	19,737,128	(1,146,425)	(36,123)	18,554,990

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Passivo	Nota	2019				2018			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Passivo circulante									
Fornecedores		1,878,554	(12,635)	-	1,865,919	1,625,422	-	-	1,625,422
Empréstimos e financiamentos		230,884	-	-	230,884	437,652	-	-	437,652
Debêntures		42,624	-	-	42,624	239,953	-	-	239,953
Arrendamento financeiro		21,059	48,789	-	69,848	31,254	-	-	31,254
Subvenções governamentais		3,273	-	-	3,273	4,083	-	-	4,083
Imposto de renda e contribuição social a pagar		-	-	-	-	-	-	-	-
Outros tributos a pagar		515,091	-	-	515,091	497,503	-	-	497,503
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		214,054	-	-	214,054	358	-	-	358
Obrigações sociais e trabalhistas		134,354	-	-	134,354	190,358	-	-	190,358
Obrigações com benefícios pós-emprego		12,358	-	-	12,358	11,160	-	-	11,160
Contas a pagar - acordo Eletrobras		342,811	-	-	342,811	-	-	-	-
Provisão para processos judiciais e outros		348,486	-	-	348,486	520,852	-	-	520,852
Encargos setoriais		419,534	-	-	419,534	404,688	-	-	404,688
Passivos financeiros setoriais	35.1	978,979	-	(21,010)	957,969	1,265,319	-	(35,996)	1,229,323
Reserva de reversão		7,342	-	-	7,342	7,342	-	-	7,342
Operações com instrumento derivativo		1,274	-	-	1,274	-	-	-	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		578,763	-	-	578,763	-	-	-	-
Outros passivos circulantes		295,140	-	-	295,140	255,919	-	-	255,919
Passivo não circulante									
Empréstimos e financiamentos		43,539	-	-	43,539	55,717	-	-	55,717
Debêntures		3,570,365	-	-	3,570,365	3,333,010	-	-	3,333,010
Arrendamento financeiro		35,322	156,112	-	192,034	47,602	-	-	47,602
Subvenções governamentais		5,215	-	-	5,215	8,488	-	-	8,488
Obrigações com benefícios pós-emprego		5,982,423	-	-	5,982,423	3,895,506	-	-	3,895,506
Obrigações sociais e trabalhistas		-	-	-	-	401	-	-	401
Contas a pagar - acordo Eletrobras		1,019,775	-	-	1,019,775	-	-	-	-
Provisão para processos judiciais e outros		573,606	-	-	573,606	1,965,093	-	-	1,965,093
Encargos setoriais		34,553	-	-	34,553	38,689	-	-	38,689
Passivos financeiros setoriais	35.1	537,933	-	(15,505)	522,428	802,153	-	(127)	802,026
Reserva de reversão		44,056	-	-	44,056	51,399	-	-	51,399
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores		4,995,313	-	-	4,995,313	-	-	-	-
Outros passivos não circulantes		77,597	-	-	77,597	19,802	-	-	19,802
Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica	35.5	1,988,739	(1,988,739)	-	-	1,806,459	(1,806,459)	-	-
Total do passivo		24,333,376	(1,796,533)	(36,515)	22,500,328	17,516,182	(1,806,459)	(36,123)	15,673,600
Patrimônio líquido									
Capital social		3,079,525	-	-	3,079,525	2,823,486	-	-	2,823,486
Reservas de capital		2,268,430	-	-	2,268,430	891,470	-	-	891,470
Ações em tesouraria		-	-	-	-	(49,236)	-	-	(49,236)
Ajustes de avaliação patrimonial	35.4 e 35.5	1,300,364	(483,690)	-	816,684	681,016	214,063	-	895,079
Outros resultados abrangentes		(3,033,955)	-	-	(3,033,955)	(1,676,585)	-	-	(1,676,585)
Aumento de capital proposto		-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva de lucros:									
Reserva líquida		196,766	-	-	196,766	196,766	-	-	196,766
Reserva estatutária		-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva especial para reforço de capital de giro		171,137	-	-	171,137	-	-	-	-
Prejuízos acumulados	35.2/35.3/35.4	(669,610)	669,610	-	-	(445,971)	445,971	-	-
Proposta para distribuição de dividendos adicionais		470,629	-	-	470,629	-	-	-	-
Total do patrimônio líquido		3,783,286	185,930	-	3,969,216	2,220,946	660,034	-	2,880,980
Total do passivo e do patrimônio líquido		28,116,662	(1,610,603)	(36,515)	26,469,544	19,737,128	(1,146,425)	(36,123)	18,554,580

Conciliação das demonstrações dos resultados societário e regulatório

Nota	2019				2018			
	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Operações em continuidade								
Receita								
Fornecimento de energia elétrica	11,870,742	-	-	11,870,742	11,709,130	-	-	11,709,130
Energia elétrica de curto prazo	262,064	-	-	262,064	442,451	-	-	442,451
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	10,236,087	(45,916)	-	10,190,171	8,485,905	(33,260)	-	8,452,645
Ativos e passivos financeiros setoriais	(130,558)	-	448,843	318,285	754,899	829,761	-	1,584,660
Serviços cobráveis	13,006	-	-	13,006	13,118	-	-	13,118
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido	454,445	-	(86,030)	368,415	466,142	(103,341)	-	362,801
Receita de construção	-	730,752	-	730,752	-	1,266,166	-	1,266,166
Atualização do ativo financeiro da concessão	-	280,976	-	280,976	-	121,293	-	121,293
Outras receitas	145,391	-	-	145,391	145,261	-	-	145,261
Tributos								
ICMS	(4,133,537)	-	-	(4,133,537)	(3,805,592)	-	-	(3,805,592)
PIS-PASEP	(378,332)	-	-	(378,332)	(359,605)	-	-	(359,605)
COFINS	(1,744,069)	-	-	(1,744,069)	(1,657,930)	-	-	(1,657,930)
ISS	(158)	-	-	(158)	(194)	-	-	(194)
Encargos - Parcela "A"								
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(67,862)	-	-	(67,862)	(64,956)	-	-	(64,956)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE	(2,514,721)	-	-	(2,514,721)	(2,848,952)	-	-	(2,848,952)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(67,862)	-	-	(67,862)	(64,956)	-	-	(64,956)
Taxa de fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSSE	(16,342)	-	-	(16,342)	(13,166)	-	-	(13,166)
Outros encargos	(190,027)	-	(362,813)	(552,840)	(65,915)	(726,420)	-	(792,335)
Receita líquida	13,738,237	965,812	-	14,704,049	13,135,640	1,354,199	-	14,489,839
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"								
Energia elétrica comprada para revenda	(7,940,730)	-	-	(7,940,730)	(8,075,460)	-	-	(8,075,460)
Energia elétrica comprada para revenda - PROINFA	(292,901)	-	-	(292,901)	(254,867)	-	-	(254,867)
Encargo de transmissão, conexão e distribuição	(1,672,827)	-	-	(1,672,827)	(1,579,054)	-	-	(1,579,054)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	3,831,779	965,812	-	4,797,591	3,226,259	1,354,199	-	4,580,458
Custos gerenciáveis - Parcela "B"								
Pessoal e administradores	(707,902)	-	(31,912)	(739,814)	(981,163)	-	(34,904)	(1,016,067)
Entidade de previdência privada	(26,502)	-	-	(26,502)	(20,880)	-	-	(20,880)
Material	(58,260)	(462)	-	(58,722)	(70,533)	-	(1,172)	(71,705)
Serviços de terceiros	(462,032)	(1,711)	(45,523)	(509,266)	(527,594)	-	(69,296)	(596,890)
Arrendamento e aluguel	(59,683)	50,717	(2,163)	(11,129)	(32,365)	-	(937)	(33,302)
Seguros	(4,708)	-	(31)	(4,739)	(4,834)	-	(6)	(4,840)
Doações, contribuições e subvenções	(7,921)	-	-	(7,921)	(7,277)	(61)	-	(7,338)
Custo de construção	-	(730,752)	-	(730,752)	-	(1,266,166)	-	(1,266,166)
Perda Estimada com créditos de liquidação duvidosa, líquida	(338,570)	107,133	-	(231,437)	(218,822)	161,400	-	(57,422)
Provisão para processos judiciais e outros, líquidos	(57,745)	-	-	(57,745)	(277,407)	-	-	(277,407)
Perdas na alienação/desativação de bens e direitos	(151,757)	39,633	80,164	(31,960)	(186,011)	28,982	106,333	(50,696)
(-) Recuperação de despesas	14,645	-	-	14,645	2,895	-	-	2,895
Tributos	(49,749)	-	(73)	(49,822)	(49,846)	-	(28)	(49,874)
Depreciação e amortização	(631,003)	(18,969)	-	(649,972)	(562,125)	3,238	-	(558,887)
Outros custos operacionais	(137,354)	153,052	-	15,698	(144,992)	115,199	-	(29,893)
RESULTADO DA ATIVIDADE	1,153,238	964,915	-	1,718,153	145,505	396,791	-	542,296
Receitas financeiras	472,354	(121,180)	(34,468)	316,706	382,286	(108,980)	(96,949)	176,357
Despesas financeiras	(892,831)	(7,956)	34,468	(866,319)	(1,283,116)	17,764	96,949	(1,168,403)
Variações cambiais, líquidas	(754)	-	-	(754)	831	-	-	831
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS SOBRE OS LUCROS	722,007	435,779	-	1,157,786	(754,394)	305,575	-	(448,819)
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS correntes	22,287	-	-	22,287	-	-	-	-
Despesa com impostos sobre os lucros - IR/CS diferidos	(262,387)	(150,619)	-	(413,006)	235,003	(101,445)	-	133,558
Resultado líquido das operações em continuidade	491,907	285,160	-	777,067	(519,391)	204,130	-	(315,261)
Prejuízo líquido do exercício	491,907	285,160	-	777,067	(519,391)	204,130	-	(315,261)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Notas	2019	2018
Patrimônio líquido conforme contabilidade societária		3.969.216	2.880.980
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória			
Reavaliação regulatória compulsória	35.4.1 e 35.5	1.970.249	1.031.843
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reavaliação regulatória	35.2	(669.885)	(350.827)
Reavaliação societária	35.4.1 e 35.5	(1.237.399)	(1.356.183)
Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre reavaliação societária	35.2	420.716	461.102
Ajustes ICPC 01 - Efeito bifurcação	35.3	108.272	69.084
Ajustes ICPC 01 - Efeito atualização do ativo financeiro da concessão	35.3	(946.406)	(665.430)
Imposto de renda e contribuição social diferidos - ICPC 01	35.2	284.967	200.307
Ajustes CPC 48 - Perda esperada crédito liquidação duvidosa	35.7	(182.784)	(75.651)
Imposto de renda e contribuição social diferidos - CPC 48	35.2	62.147	25.721
Direito de uso do ativo (IFRS 16)	35.8	(185.913)	-
Obrigações por arrendamento (IFRS 16)	35.8	192.266	-
Imposto de renda e contribuição social diferidos IFRS 16	35.2	(2.160)	-
Patrimônio líquido regulatório		3.783.286	2.220.946

Conciliação do prejuízo líquido societário e regulatório

	Nota	2019	2018
Lucro (Prejuízo) conforme contabilidade societária		777.067	(315.261)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória			
Receita de construção	35.6	730.752	1.266.166
Custo de construção	35.6	(730.752)	(1.266.166)
Atualização do ativo financeiro da concessão (ICPC 01)	35.3	(280.976)	(121.293)
Baixas de ativos financeiros da concessão	35.3	11.347	9.274
Depreciação e amortização	35.4 e 35.5	(25.738)	(3.238)
Depreciação e amortização (IFRS 16)	35.8	44.707	-
Perdas na alienação/desativação de bens e direitos	35.4.3	(39.633)	(28.918)
Perda esperada crédito liquidação duvidosa (CPC 48)	35.7	(107.133)	(161.400)
Obrigações por arrendamento (IFRS 16)	35.8	(38.353)	-
Tributos sobre as diferenças de práticas contábeis	35.2	150.619	101.445
Lucro (Prejuízo) líquido regulatório		491.907	(519.391)

A seguir são detalhadas a natureza e explicações dos ajustes apresentados entre a contabilidade societária e a regulatória:

35.1 Ativos e passivos regulatórios (financeiros setoriais)

As diferenças patrimoniais são decorrentes meramente da forma de apresentação dos saldos nas demonstrações contábeis societárias, os quais a Companhia apresenta os saldos da conta "Ativos financeiros setoriais" líquidos do saldo da conta "Passivos financeiros setoriais". Conforme demonstrado no quadro abaixo, não existem diferenças quando se compara os saldos totais circulantes e não circulantes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

	Regulatório		Societário	
	2019	2018	2019	2018
Circulante:				
Ativo financeiro setorial	1.629.162	1.845.230	1.608.152	1.809.234
Passivo financeiro setorial	(978.979)	(1.265.319)	(957.969)	(1.229.323)
Ativo financeiro setorial, líquido	650.183	579.911	650.183	579.911
Não circulante:				
Ativo financeiro setorial	460.099	836.684	444.594	836.557
Passivo financeiro setorial	(537.633)	(802.153)	(522.128)	(802.026)
Ativo (Passivo) financeiro setorial, líquido	(77.534)	34.531	(77.534)	34.531

A diferença na receita operacional líquida decorre da aplicação da orientação do Despacho ANEEL nº 4.356/2017, que basicamente determinou a forma de contabilização dos repasses à Conta ou da conta centralizadora dos recursos de bandeiras tarifárias (CCRBT). A referida orientação determinou que os registros ocorram contra a conta de doação para o repasse recebido, encargos para o valor repassado pela Companhia e em conta de ativo/passivo setorial a diferença a ser ressarcida ao consumidor. Para as demonstrações contábeis societárias, os valores da CCRBT são registrados líquidos na conta de encargos. Dessa forma a diferença é somente entre rubricas, e não geram efeito na receita operacional.

Quanto as diferenças no resultado financeiro, também são decorrentes da forma de apresentação das demonstrações contábeis societárias, nas quais a Companhia apresenta de forma líquida a atualização monetária dos ativos financeiros e dos passivos financeiros setoriais, sendo uma receita ou despesa financeira.

35.2 Tributos diferidos

Os ajustes são decorrentes da incidência de imposto de renda e contribuição social diferidos sobre as diferenças das práticas na contabilidade societária e regulatória quanto ao reconhecimento (i) da reserva de reavaliação regulatória compulsória; (ii) da atualização do ativo financeiro da concessão, que é somente registrada na contabilidade societária; (iii) das diferenças nas bases de depreciação e amortização dos ativos imobilizado e intangível e das obrigações especiais vinculadas à concessão; (iv) da perda esperada com créditos de liquidação duvidosa, decorrentes da adoção do CPC 48 – Instrumentos financeiros, o qual não foi adotado pela contabilidade regulatória; e (v) dos arrendamentos, decorrente do CPC 06 (R2)/IFRS 16 que não foi adotado pela contabilidade regulatória.

35.3 Ativos financeiros da concessão (ICPC 01)

Os ajustes são decorrentes do reconhecimento, na contabilidade societária, da parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura que não serão amortizados até o final da concessão, ou seja, que não serão recuperados via tarifa durante o período da concessão. Este reconhecimento, na contabilidade societária, foi realizado em atendimento ao disposto na ICPC 01 – Contratos de Concessão. Para fins de contabilidade regulatória, esta prática não é adotada, gerando diferenças devido à bifurcação do saldo imobilizado e intangível regulatório entre ativo financeiro da concessão e ativo intangível da concessão.

Nos períodos entre as datas de Revisão Tarifária, a Companhia atualiza o ativo financeiro, utilizando o critério determinado pela ANEEL para atualização da Base de Remuneração entre os períodos de revisão. Com base no item 8 e no Submódulo 2.3 do PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária, vigente a partir de 23 de novembro de 2015, a Companhia passou a aplicar o IPCA como fator de atualização.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

35.4 Imobilizado e intangível

Os ativos relacionados ao contrato de concessão estão segregados entre ativos financeiros, ativo contratual e ativos intangíveis, devido à adoção do ICPC 01 para a contabilidade societária.

Quando da adoção do ICPC 01 em 2010, a Companhia utilizou a Base de Remuneração Regulatória para apurar o saldo do ativo financeiro, sendo o intangível apurado pela diferença entre o saldo contábil do imobilizado antes da bifurcação ("método do valor residual") e o saldo do ativo financeiro.

Os ativos classificados como intangível nas demonstrações contábeis societárias representam o direito da Companhia de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público e são amortizados de forma linear pela vida útil regulatória dos ativos ou pelo prazo remanescente do contrato de concessão, dos dois o menor.

O ICPC 01 não é aplicado na contabilidade regulatória, gerando assim divergências entre as demonstrações societárias e as regulatórias.

O saldo de imobilizado da contabilidade societária refere-se aos contratos de arrendamento mercantil financeiro. Os referidos saldos também são reconhecidos na contabilidade regulatória, exceto os impactos oriundos do IFRS 16 – CPC 06 (R2).

35.4.1 Reavaliação regulatória compulsória

A reavaliação regulatória compulsória foi determinada pela Resolução Normativa nº 396 de 23 de fevereiro de 2010. A reavaliação regulatória compulsória não é aplicada para a contabilidade societária, desta forma as diferenças são decorrentes da divergência de práticas contábeis entre a contabilidade regulatória e societária.

35.4.2 Depreciação e amortização

As diferenças na depreciação são oriundas das diferenças das bases dos bens depreciados, visto que na contabilidade societária é reconhecida a amortização do ativo intangível de concessão (já bifurcado), e na contabilidade regulatória é reconhecida a depreciação do ativo imobilizado, incluindo a reserva de reavaliação regulatória.

35.4.3 Investimentos - Bens e direitos para uso futuro

A diferença na rubrica de investimentos é originada pela desativação de bens destinados para uso futuro, e é decorrente dos mesmos fatores citados no item 35.4.3.

35.5. Obrigações vinculadas à concessão do Serviço Público de Energia Elétrica

35.5.1. Reavaliação compulsória

Os saldos das obrigações especiais são apresentados líquidos do ativo intangível de concessão, e na contabilidade regulatória a apresentação é segregada do imobilizado, sendo os saldos apresentados no passivo. Cabe destacar que para a contabilidade societária, o saldo das obrigações especiais, também foi bifurcado, pela adoção do ICPC 01.

35.5.2. Amortização

As diferenças na amortização são oriundas das diferenças das bases dos bens amortizados, visto que na contabilidade societária é reconhecida a amortização do ativo intangível de concessão (já bifurcado), e na contabilidade regulatória é reconhecida a depreciação do ativo imobilizado, incluindo a reserva de reavaliação regulatória.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

35.6. Receita e custo de construção

As entidades abrangidas dentro do escopo do ICPC 01 Contratos da Concessão, devem registrar a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão de acordo com o CPC 47 Receita de contrato com cliente. As receitas e as despesas correspondentes a esses serviços de construção são reconhecidas, na contabilidade societária, tomando como base a proporção do trabalho executado até a data do balanço.

Considerando o modelo regulatório vigente, o qual não prevê remuneração específica para a construção ou melhoria da infraestrutura da concessão, que as construções e melhorias são substancialmente executadas através de serviços especializados de terceiros, e que toda receita de construção está relacionada à construção de infraestrutura dos serviços de distribuição de energia elétrica, a Administração da Companhia decidiu registrar a receita de contratos de construção com margem de lucro zero.

Para fins de contabilidade regulatória, esta prática contábil não é adotada.

35.7. CPC 48/IFRS 09 – Instrumentos Financeiros

O CPC 48/IFRS 9 propõe um modelo prospectivo de perdas esperadas, que substitui o modelo atual de perdas incorridas do CPC 38/IAS 39, em que a Companhia deve registrar contabilmente a expectativa de perda em créditos, e modificações nessas expectativas a cada data de reporte, refletindo as mudanças no risco de crédito desde o reconhecimento inicial do ativo financeiro. Esta metodologia é aplicável aos instrumentos financeiros classificados como custo amortizado ou valor justo por meio de outros resultados abrangentes (com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais, tais como ações).

O aumento das perdas esperadas, deve-se principalmente pela diferença da base de cálculo, pois o modelo proposto pelo pronunciamento é mais abrangente do que o critério utilizado e definido pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico. O novo Pronunciamento estende a perda esperada com créditos de liquidação duvidosa inclusive para os saldos das contas a receber não vencidas e contas a receber de receita não faturada

Para fins de contabilidade regulatória, esta prática contábil não é adotada, permanecendo os critérios definidos pelo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico.

35.8. CPC 47/IFRS 15 – Receita de contratos com clientes

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

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

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.

35.9. CPC 06 (R2)/IFRS 16 – Arrendamentos

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

Para fins de contabilidade regulatória, o CPC 06 (R2)/IFRS 16 não foi adotado, permanecendo os critérios definidos no CPC 06 (R1) | IAS 17.

36. Eventos subsequentes

36.1 Emissão dívida em moeda estrangeira

Em 06 de março de 2020 foi contratado um empréstimo em moeda estrangeira com o Bank of Tokyo (MUFG Bank Ltd.), no valor de US\$ 32.500, correspondente ao valor de R\$ 149.997 com desembolso em 10 de março, com pagamento de juros semestrais e vencimento final em 08 de março de 2021, conforme a taxa de juros indicada na tabela abaixo. Em conjunto com a dívida, foi contratado uma operação de derivativo (swap), para troca de indexação de "dólar venda" para CDI, seguindo o mesmo fluxo de vencimentos da dívida contratada.

Em 24 de março de 2020 foi contratado um empréstimo em moeda estrangeira com o Scotiabank no valor de US\$ 51.181, correspondente ao valor de R\$ 260.000 com desembolso em 31 de março, com pagamento de juros semestrais a uma taxa fixa de 1,65% a.a. e vencimento final em 31 de março de 2021. Em conjunto com a dívida, foi contratado uma operação de derivativo (swap), para troca de indexação de "dólar venda" para CDI, seguindo o mesmo fluxo de vencimentos da dívida contratada.

Em 13 de abril de 2020 foi contratado um empréstimo em moeda estrangeira com o BNP Paribas no valor de US\$ 86.688, correspondente ao valor de R\$ 450.000 com desembolso em 17 de abril de 2020, com pagamento de juros semestrais a uma taxa fixa de 2,96% a.a. e vencimento final em 19 de abril de 2021. Em conjunto com a dívida, foi contratado uma operação de derivativo (swap), para troca de indexação de "dólar venda" para CDI, seguindo o mesmo fluxo de vencimentos da dívida contratada.

A seguir um resumo das principais características das referidas dívidas:

Descrição	Valor do ingresso em moeda estrangeira	Valor do ingresso em moeda nacional	Data da emissão	Taxa contratual a.a.	Pagamentos juros	Amortização	Data da amortização	Finalidade
TOKIO 4131	US\$ 32,500	R\$ 149,997	março de 2020	Dólar + 1,36% a.a.	Semestral	R\$ 149,997	março de 2021	Reforço de capital de giro
SCOTIABANK 4131	US\$ 51,181	R\$ 260,000	março de 2020	Dólar + 1,65% a.a.	Semestral	R\$ 260,000	março de 2021	Reforço de capital de giro
BNP 4131	US\$ 86,688	R\$ 450,000	abril de 2020	Dólar + 2,96% a.a.	Semestral	R\$ 450,000	abril de 2021	Reforço de capital de giro

36.2 Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE

Trata-se de início de execução de sentença decorrente de Medida Judicial que se encerrou desfavoravelmente a Companhia, proposta pelos Municípios de Aparecida, Mauá, Praia Grande, Rio Grande da Serra, São Sebastião e Cubatão, a fim de cobrar o pagamento em dinheiro das quotas-partes do Imposto Único sobre Energia Elétrica - IUEE pertencentes aos Municípios, até a entrada em vigor da Constituição Federal de 1988, na época pagas em ações societárias da Companhia. Após o início da execução da decisão, a Companhia teve suas contas bloqueadas, em 01 de abril de 2020, no valor cobrado pelo Municípios, de R\$ 40.645, o qual foi convertido em depósito judicial. A Companhia

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

está elaborando impugnação ao valor exigido pelos Municípios e recorreu ao Tribunal a fim de apresentar seguro garantia. O prognóstico de perda é possível.

36.3 Auto de Infração ANEEL nº 0001/2020

Em março de 2020, a Companhia recebeu Auto de Infração nº 0001/2020 no valor de R\$ 13.561 referente a ineficiência na identificação da gravidade e extensão de danos causados as linhas de transmissão aérea, envolvendo a queda de uma árvore. A Companhia avaliou o risco jurídico do referido AI e decidiu pelo provisionamento do montante de R\$ 10.802. A Companhia aguarda manifestação da ANEEL sobre o recurso apresentado e classifica como probabilidade possível o montante de R\$ 2.759.

36.4 Destinação dos resultados relativos ao exercício findo em 31 de dezembro 2019

Em Assembleia Geral Ordinária - AGO realizada em 8 de abril de 2020, foi aprovada a destinação do resultado referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a qual segue: (i) dividendo mínimo obrigatório no montante de R\$ 213.923; (ii) R\$ 171.137 destinados para reserva especial estatutária; e (iii) dividendos complementares ao mínimo obrigatório no montante de R\$ 470.629. Os dividendos declarados serão pagos em várias parcelas até 31 de dezembro de 2020, sendo que em 9 de abril de 2020 ocorreu o pagamento de R\$ 100.000 para a controladora Enel Brasil.

36.5 Coronavírus (Covid-19) - Impactos econômico-financeiros

A epidemia do novo Coronavírus (COVID-19) iniciou em Wuhan, China, e foi relatada pela primeira vez pelas autoridades nacionais à Organização Mundial da Saúde em 30 de dezembro de 2019.

Desde as primeiras semanas de 2020, apesar de uma forte conscientização sobre o assunto por organizações internacionais, a epidemia afetou regiões da Ásia e do Oriente Médio, contudo, limitada a certas regiões da China, Coreia do Sul e Irã.

Na segunda quinzena de fevereiro, os primeiros casos de COVID-19 foram identificados na Europa, especificamente na Itália, com uma rápida escalada de sua disseminação por toda a Europa.

Em 26 de fevereiro de 2020 o primeiro caso de infecção por Coronavírus foi identificado no Brasil, especificamente no município de São Paulo, conforme divulgações públicas do Ministério da Saúde.

No dia 11 de março de 2020, a Organização Mundial da Saúde atribuiu o status de pandemia ao afastamento mundial causada pela COVID-19.

No Brasil, os governos federais e estaduais implementaram diversas medidas para lidar com a emergência na saúde pública. No estado de São Paulo as medidas incluíram isolamento horizontal e restrições ao funcionamento de atividades não essenciais como forma de retardar a progressão do vírus.

Pessoas e sociedade

A Enel e suas subsidiárias no Brasil têm adotado o trabalho remoto há alguns anos. Conforme os efeitos da COVID-19 avançaram e tornaram-se pandêmicos, a Companhia 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, cujas atividades são imprescindíveis para a manutenção da prestação do serviço com a qualidade que sempre foi entregue, a Companhia 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, a Companhia também estendeu o benefício de saúde, com apólices de seguro com cobertura

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

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 pela Enel e suas subsidiárias no decorrer dos últimos anos. Essa nova realidade se tornou uma oportunidade para que a Enel e suas subsidiárias colocassem em prática um plano anterior de expansão do trabalho remoto.

Monitoramento e plano estratégico

Durante o primeiro semestre de 2020, a Enel e suas subsidiárias têm realizado 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, como também demonstraram que, apesar de toda crise causada pela pandemia da COVID-19, nenhum dos negócios mantidos apresentou indicativos de descontinuidade.

A Enel e suas subsidiárias, adicionaram indicadores de performance para cada área de negócio, o que tem proporcionado de forma tempestiva informações relacionadas às operações, transações e resultados operacionais. Nesse contexto, 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 da Enel e suas subsidiárias 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 por meio 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 7 de abril de 2020, determinou o repasse aos agentes de mercado. Sendo assim, a Companhia recebeu em 8 de abril e 13 de maio de 2020, os montantes de R\$ 141.312 e R\$14.448,

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

respectivamente. Tais montantes foram contabilizados como passivo financeiro setorial e 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 8 de abril de 2020, o Presidente da República, por meio da Medida Provisória ("MP") nº 950, que vigorou de 1 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\$ 61.629, referentes às competências de abril e maio de 2020, e previsão de recebimento em julho referente à competência de junho, no valor homologado de R\$ 40.600.

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\$ 1.389.233, e estima receber tais recursos durante o segundo semestre de 2020.

Os recursos financeiros recebidos da CONTA-COVID, serão tratados pelas distribuidoras como antecipação dos ativos e passivos financeiros setoriais existentes em sua contabilidade, em contrapartida ao registro de um passivo regulatório de igual montante, que será compensado nos processos tarifários até 2022, promovendo diluição dos aumentos tarifários neste período.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

31 de dezembro de 2019 e 2018

(em milhares de reais - R\$, exceto quando indicado de outra forma)

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

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 áleas 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.

Para o semestre findo em 30 de junho de 2020, a Companhia não reconheceu ativo financeiro setorial referente ao direito do reequilíbrio econômico da concessão em seu balanço e demonstração de resultado, visto que ainda depende de regulamentação por parte do órgão regulador.

Declaração dos Diretores sobre as Demonstrações Contábeis Regulatórias 2019

Os Diretores da ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S.A. ("Companhia"), inscrita no CNPJ/MF sob o nº 61.695.227/0001-93, com sede na Avenida Doutor Marcos Penteado de Ulhôa Rodrigues, nº 939, lojas 1 e 2 (térreo) e 1º ao 7º andar, Bairro Sítio Tamboré, Torre II do Condomínio Castelo Branco Office Park, Barueri – SP, DECLARAM que reviram, discutiram e concordam com as Demonstrações Contábeis Regulatórias da Companhia referentes ao exercício social encerrado em 31 de dezembro de 2019.

Barueri, 28 de julho de 2020.

Diretores:

Max Xavier Lins

Diretor Presidente

Raffaele Enrico Grandi

Diretor de Administração, Finanças, Controle e Relações com Investidores

Rosario Zaccaria

Diretor de Operações de Infraestrutura e Redes

Marcia Massotti de Carvalho

Diretora de Sustentabilidade

Flavia da Silva Baraúna

Diretora de Serviços

Janaina Savino Vilella Carro

Diretora de Comunicação

José Nunes de Almeida Neto

Diretor de Relações Institucionais

Anna Paula Hiotte Pacheco

Diretora de Regulação

Marcia Sandra Roque Vieira Silva

Diretora de Mercado

Margot Frota Cohn Pires

Diretora de Compras