

Equatorial Piauí
Distribuidora de
Energia S.A.

(anteriormente, denominada
"Companhia Energética do Piauí
— CEPISA")

**Demonstrações contábeis
regulatórias em
31 de dezembro de 2019**

Conteúdo

Relatório da administração	3
Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias	25
Balancos patrimoniais	30
Demonstrações do resultado	31
Demonstrações do resultado abrangente	32
Demonstrações das mutações do patrimônio líquido	32
Demonstrações dos fluxos de caixa - método indireto	34
Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias	35
Termo de responsabilidade	113

Relatório da Administração Regulatório 2019

A Administração da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. “Equatorial Piauí” ou “Companhia”, em cumprimento às disposições legais e de acordo com a legislação societária vigente, apresenta a seguir o Relatório da Administração, suas demonstrações contábeis regulatórias, com as respectivas notas explicativas e o relatório dos auditores independentes, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019. As informações não financeiras da Equatorial Piauí relacionadas ao programa “Luz para Todos” (PLPT), o Balanço Social, assim como às expectativas da Administração quanto ao desempenho futuro da Companhia que não foram revisadas pelos auditores independentes.

01. Destaques de 2019

- ▶ O **volume de energia** faturada no ano cresceu 7,4% em relação a 2018, atingindo 3.791 GWh.
 - ▶ A **Receita Operacional Líquida (ROL)** Redução 3% em 2019, totalizando R\$ 1.853 milhões, reflexo principalmente do reajuste tarifários aplicado em 2018.
 - ▶ Em 2019, a Companhia registrou R\$ 74 milhões de **Lucro Líquido**, comparado a R\$ 96 milhões de prejuízo no exercício anterior.
 - ▶ Os **investimentos** da Equatorial Piauí somaram R\$ 518 milhões em 2019, 170% acima dos investimentos realizados em 2018.
 - ▶ As **perdas de energia** dos últimos 12 meses encerrados no ano de 2019 caíram 3,8 p. p. no ano, atingindo 24,3% da energia requerida.
 - ▶ Em 2019, os índices de **DEC e FEC** da Equatorial Piauí (acumulados dos últimos 12 meses) foram de 34,9 horas e 13,1 vezes, aumento de 48% no DEC e melhora de 7,1% no FEC, quando comparados aos índices observados ao final do ano anterior.
-

02. Mensagem do Presidente

Em 2019 o Grupo Equatorial Energia completou um ano à frente da Equatorial Piauí e vem cumprindo o seu compromisso de transformar a energia que abastece o Estado do Piauí. Seguimos firmes no propósito de transformar a Equatorial Piauí em mais uma distribuidora de referência no setor elétrico.

Em nosso primeiro ano completo de gestão, já temos alguns resultados importantes a comemorar. Os investimentos em nossa área de concessão atingiram R\$ 518 milhões em 2019, mais de 2,5 vezes o que foi investido no ano anterior.

O FEC, indicador de qualidade que mede a frequência das interrupções do fornecimento de energia, reduziu-se para 13,1 vezes, já cumprindo o nível de exigência estabelecido pela ANEEL. Ainda na frente operacional, as perdas de energia reduziram-se para 24,3% da energia injetada em 2019, queda de 3,8 pontos percentuais.

Do ponto de vista financeiro, a Companhia já foi capaz de gerar R\$ 466 milhões em EBITDA (geração operacional de caixa) e reportar lucro líquido de R\$ 266 milhões. Ambos importantes para garantir a continuidade dos investimentos no Piauí com o objetivo de seguir transformando a qualidade da energia recebida pelos piauienses.

Para 2020, entendemos que teremos grandes desafios pela frente. Vamos buscar a recuperação dos indicadores de qualidade no fornecimento e atendimento ao mercado piauiense, melhoria dos indicadores de perdas de energia e fortalecimento da qualidade da força de trabalho da Companhia.

Raimundo Nonato Alencar de Castro
Diretor-Presidente

03. Cenário, Ambiente Econômico e Perspectivas no Piauí

Cenário

Ambiente econômico e perspectivas no estado do Piauí

Piauí	
Capital	Teresina
Área (km²)	251.617
Número de Municípios	224
População Estimada 2019	3.273.227
PIB 2017 (R\$ bilhões)	45,36
PIB 2017 (% cres 2017 x 2016)	7,7
Densidade Demográfica (hab/km²)	12,40

O estado do Piauí tem como suas principais atividades econômicas a agricultura, pecuária, extrativismo (vegetal e mineral), serviços e geração de energia. Na evolução do cenário econômico, os setores de mineração, turismo e energias renováveis começaram a se destacar como fortes candidatos a pilares do crescimento do Estado. Dessa forma, o Piauí vem se destacando nos últimos anos na atração de empreendimentos voltados à geração de energia limpa, com destaque para a energia eólica na região litorânea (norte) e fotovoltaica na região central.

Mais recentemente a Enel Green Power Brasil iniciou a construção do parque eólico Lagoa dos Ventos (PI-716 MW), nos municípios de Lagoa do Barro do Piauí, Queimada Nova e Dom Inocêncio. Essas usinas, que devem entrar em operação em 2021, compõe o maior parque eólico atualmente em construção na América do Sul.

Por abranger a parte litorânea, outro setor importante da região norte é o turismo. Os municípios litorâneos vêm recebendo cada vez mais turistas a cada ano, proporcionando um maior investimento das redes hoteleiras nessa região. Além dos municípios litorâneos, os sítios arqueológicos também vêm reforçando o turismo no estado, entre eles, os parques nacionais da Serra da Capivara, na região norte, e das Sete Cidades, na região centro-sul.

Na região centro-sul encontram-se, também, os parques de energia fotovoltaica. No município João Costa, localiza-se o parque Sertão, e no município São João do Piauí, localiza-se o parque de Sobral, ambos com capacidade de 30MW.

Neste ano, 2019, foi instalado no Piauí a maior usina de energia fotovoltaica da América Latina, o Parque Solar Nova Olinda, da Enel Green Power Brasil. A usina está localizada no município de Ribeira do Piauí, a 377 quilômetros de Teresina, na microrregião do Alto Médio Canindé. A instalação abrange uma área de 690 hectares, com capacidade instalada total de 290 MW e vai gerar aproximadamente 600 GWh por ano.

Número de consumidores

O número de consumidores faturados em dezembro de 2019 apresentou um crescimento de 4,4 % sobre o mesmo mês do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Consumidores	2019	2018	2017	2016	2015
Residencial	1.114.530	1.095.787	1.114.076	1.079.034	1.031.712
Comercial	94.830	89.975	93.115	90.976	86.151
Industrial	2.880	2.888	3.129	3.414	3.354
Rural	64.701	34.227	33.021	31.587	30.385
Poderes Públicos	16.045	15.950	16.138	15.550	15.004
Iluminação Pública	624	513	456	423	393
Serviço Público	7.067	6.676	6.390	6.203	5.847
Total	1.300.677	1.246.016	1.266.325	1.227.187	1.172.846
Variação	4,4%	-1,6%	3,2%	4,6%	2,5%

Comportamento do mercado - A distribuição de energia da Equatorial Piauí no período de janeiro a dezembro de 2019 foi de 3.791 GWh (3.530 GWh em 2018).

O volume de energia faturada decresceu 7,4% em relação ao ano de 2018, influenciado principalmente pela classe residencial, classe mais representativa da Companhia.

A seguir são apresentados resultados sobre o consumo e sua variação no período:

Mercado Atendido - MWh	2019	2018	2017	2016	2015
Energia Faturada	3.694.830	3.444.393	3.545.726	3.471.198	3.299.283
Fornecimento	3.561.894	3.316.118	3.410.574	3.332.069	3.169.127
Residencial	1.776.131	1.655.788	1.679.633	1.629.013	1.526.439
Industrial	159.427	162.266	191.532	207.352	218.090
Comercial	764.407	721.996	729.002	740.754	702.029
Rural	177.545	173.527	168.865	162.769	152.350
Poderes Públicos	265.371	254.180	246.662	243.826	225.927
Iluminação Pública	228.498	168.029	224.272	183.793	183.478
Serviço Público	186.523	175.014	166.701	161.250	157.309
Próprio	3.991	5.318	3.905	3.311	3.505
Suprimento p/ agentes de distribuição	132.936	128.276	135.152	139.130	130.156
Uso da Rede de Distribuição	95.905	85.814	63.946	45.267	60.219
Consumidores Livres/Dist./Ger.	95.905	85.814	63.946	45.267	60.219
Total	3.790.735	3.530.207	3.609.671	3.516.465	3.359.502
Variação	7,4%	-2,2%	2,7%	4,7%	4,3%

Balanco energético

Balanco de Energia - MWh	2019	2018	2017	2016	2015
Venda de Energia					
- Fornecimento	3.561.894	3.316.118	3.410.574	3.332.069	3.169.127
- Suprimento p/ agentes de distribuição	132.936	128.276	135.152	139.130	130.156
Consumidores Livres/Dist./Ger.	95.905	85.814	63.946	45.267	60.219
Consumidores Rede Básica	-	-	-	-	-
Mercado Atendido	3.790.735	3.530.207	3.609.671	3.516.465	3.359.502
Perdas na Rede Básica	115.418	107.855	109.268	109.615	105.997
Perdas na Distribuição	1.216.867	1.377.562	1.404.719	1.554.788	1.472.964
Perdas Técnicas	552.856	602.911	601.009	614.281	658.067
Perdas não Técnicas - PNT	664.010	774.651	803.710	940.507	814.897
PNT / Energia Requerida %	13,3%	15,8%	16,0%	18,5%	16,9%
Perdas Totais - PT	1.216.867	1.377.562	1.404.719	1.554.788	1.472.964
PT / Energia Requerida %	24,3%	28,1%	28,0%	30,7%	30,5%
Energia Injetada	5.007.602	4.907.770	5.014.390	5.071.253	4.832.466

Receita - A receita decorrente do fornecimento de energia elétrica no exercício, líquida do ICMS, importou em R\$ 3.309 milhões, conforme quadro a seguir:

<i>Receita líquida em R\$ milhões ¹</i>			
Classes	2019	2018	Var. %
Residencial	1.021.241	935.773	9%
Industrial	79.320	68.773	15%
Comercial	423.437	368.223	15%
Rural	68.606	60.954	13%
Outros	311.679	254.122	23%
Total	1.904.284	1.687.845	13%

¹ Os dados de 2019 estão apresentados no conceito de Receita Líquida do SAMP, para fins de comparabilidade os números de 2018 foram colocados no mesmo conceito de 2019.

Número de consumidores - O número de consumidores faturados em dezembro de 2019 apresentou um crescimento de 4% sobre o mesmo mês do ano anterior, como se pode observar no quadro a seguir:

Consumidores	2019	2018	Var. %
Residencial	1.114.530	1.095.787	2%
Industrial	2.880	2.888	0%
Comercial	94.830	89.975	5%
Rural	64.701	34.227	89%
Outros	23.736	23.139	3%
Total	1.300.677	1.246.016	4%

Tarifas - A tarifa média de fornecimento de energia elétrica em dezembro de 2019 atingiu R\$ 535/KWh, com aumento de 5% com relação a dezembro de 2018.

Classe	Tarifa média de Em R\$/Mwh				
	2019	2018	2017	2016	2015
Residencial	575	565	468	412	428
Industrial	498	424	350	289	306
Comercial	554	510	422	362	379
Rural	386	351	298	263	270
Poderes Públicos	573	522	433	374	391
Iluminação Pública	348	318	259	222	233
Serviço Público	429	388	319	302	287
Consumo próprio	581	515	403	410	380
Total	535	510	419	368	380
Tarifa por faixa de consumo	535	510	419	368	380
Tarifas brutas _ R\$	787	752	598	518	584

Em 26 de novembro de 2019, por meio da Resolução Homologatória nº 2.644/2019 a ANEEL homologou as tarifas da Equatorial Piauí para aplicação no período de 02 de dezembro de 2019 a 01 de dezembro de 2020, na ocasião o reajuste médio percebido pelo consumidor foi de -7,16%.

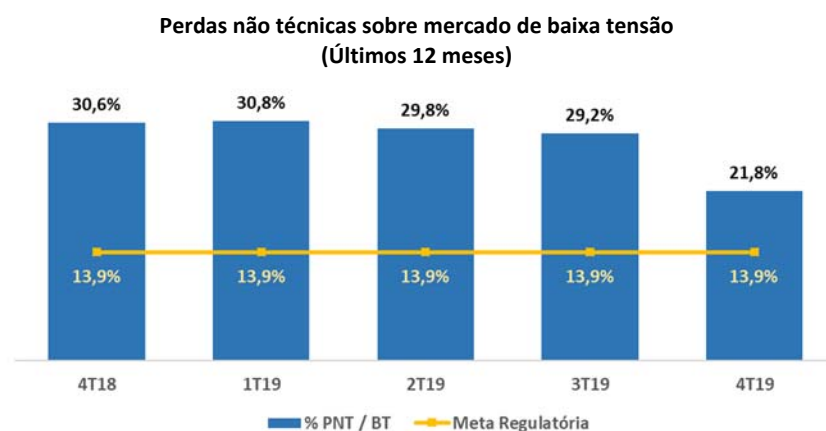
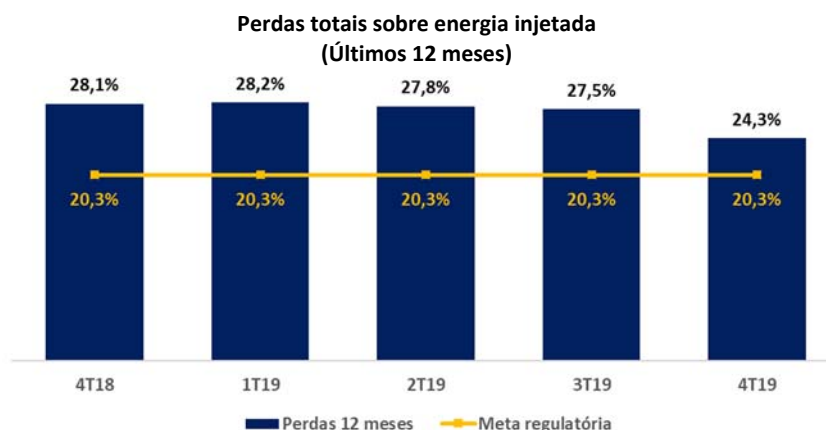
Atualmente, por meio de Liminar em segunda instância, a Resolução Homologatória nº 2.644/2019 está suspensa e a aplicação das tarifas foram mantidas em conformidade com a Resolução Homologatória nº 2.523, de 26 de março de 2019, que alterou a Resolução Homologatória nº 2.490, de 27 de novembro de 2018, a qual originalmente homologou as tarifas em 2018.

04. Gestão dos Negócios

4.1 Qualidades

Combate às perdas

A quantidade de energia elétrica injetada no sistema da Equatorial Piauí alcançou 5.008 GWh, um aumento de 2,0% em relação a 2018 e o faturamento atingiu 3.791 GWh, o que representou um aumento de 7,4% na comparação com o ano anterior. Deste modo, as perdas de energia registradas pela Companhia em 2019 totalizaram 1.217 GWh, equivalente a 24,3% da energia injetada, implicando em uma redução de 3,8 p.p. em relação ao fechamento de 2018.



Registra-se como destaque do combate às perdas não técnicas no Piauí em 2019 às ações coercitivas oriundas de uma parceira estratégica junto à Secretária de Segurança Pública do Estado que, associadas à disseminação nos meios de comunicação em massa, produziram um importante efeito moralizador no comportamento dos clientes da concessionária, com expressiva redução da energia elétrica requerida mas não faturada pela distribuidora. Foram quase 70 ações coercitivas em todo o Estado, das quais em 62 houve a condução dos atores dos ilícitos à prisão. Em regra, essas ações ocorreram em unidades de grande porte e por vezes com titulares das instalações conhecidos da sociedade piauiense, passando um forte sinal de intolerância com a impunidade ao furto de energia elétrica, refletindo diretamente e positivamente no indicador de perdas comerciais.

Apresentamos a seguir o resultado das ações realizadas no plano de combate às perdas em 2019:

- Regularização de 1.265 clientes em área de gambiarra sendo necessária a realização de extensões de rede de média e baixa tensão;
- Inspeção de 2,9 mil clientes com fornecimento de energia em média e alta tensão;
- Recadastramento da IP em 95 municípios;
- Inspeção de 115,1 mil clientes com fornecimento de energia elétrica em baixa tensão;
- Regularização de 4,2 mil clientes clandestinos em área onde existia rede de energia;
- Regularização de 74 clientes desligados no sistema e auto religados de forma irregular;
- Regularização de 3,6 mil clientes com o faturamento pelo mínimo da fase;
- Instalação de 903 medições fiscais em transformadores;
- Identificação e regularização de 41,6 mil fraudes na medição em unidades consumidoras BT.

DEC e FEC

Em 2019, o DEC (Duração Equivalente por Consumidor) da Companhia, que mede a duração média das interrupções, em horas por consumidor por período, aumentou 47,88% em relação ao ano anterior, atingindo 34,9 horas. Já o FEC (Frequência Equivalente por Consumidor), que mede a frequência das interrupções, em vezes por consumidor por período, melhorou 7% na comparação com o índice de 2018, atingindo 13,1 vezes.

Equatorial Piauí - últ. 12 meses	2016	2017	2018	2019	Var. 19/18
DEC (12 meses)	23,4	21,9	23,6	34,9	47,88%
DEC - Regulatório	20,6	19,2	20,7	20,7	0,00%
FEC (12 meses)	16,4	14,7	14,1	13,1	-7,09%
FEC - Regulatório	14,1	12,4	14,0	14,0	0,00%

4.3 Atendimento ao cliente

Em 2019 foi marcado principalmente pela implantação de processos no segmento Varejo, Grandes Clientes e Ouidoria na Equatorial Piauí. Segue detalhamento das ações executadas ao longo deste ano:

- Migração das Agências de Atendimento do modelo Eletrobrás para modelo Equatorial, incluindo capacitação, implantação de sistema de fila e acompanhamento de indicadores regulatórios.
- Implantação do Modelo de Atendimento através de Postos Credenciados incluindo capacitação, implantação de sistema de fila e acompanhamento de indicadores regulatórios.
- Implantação das ações do Plano Aneel no que se refere reforma de agencias, que será concluído em 2020.
- Migração do Call Center da Eletrobrás para a 55 Soluções consolidando todos os indicadores regulatórios
- Migração do Call Center da Equatorial Piauí para a Telecom
- Implantação do Suporte ao Atendimento ao Posto Credenciado da Equatorial Piauí
- Implantação do Atendimento via Chat BOT – Assistente Virtual Clara para os serviços de Falta de Energia, 2ª Via
- Implantação do Comitê de Clientes onde são acompanhados os indicadores de atendimento, call center, notas pendentes e reclamação, além de outros relevantes para o acompanhamento da satisfação do cliente
- Implantação do processo de ligação nova do Grupo A

- Implantação do Programa de Desenvolvimento dos Consultores Comerciais através da Universidade Corporativa
- Implantação da Central de Atendimento a Grandes Clientes com Classificação dos e-mails corporativos, Tratamento de notas de serviço, Execução de etapas da régua de cobrança, Envio de documentos, faturas e comunicados aos clientes
- Segmentação dos clientes por Carteira de Atendimento
- Participação na Pesquisa ISQP Abradee de Grandes Clientes
- Implantação do Processo de Reclamação 1º Nível com acompanhamento dos indicadores regulatórios
- Implantação do Processo de Reclamação via Ouvidoria e Aneel
- Implantação do Processo de Monitoria de Tratamento da Reclamação
- Certificação ISO 9001 do Processo de Reclamação
- Implantação do Contact Center da Ouvidoria para a 55 Soluções

4.4 Compromisso com a excelência

A Equatorial Piauí desenvolveu o planejamento estratégico visando identificar tendências, riscos e incertezas relacionados aos seus negócios. Os estudos que embasam as estimativas e que orientam o nosso planejamento consideram expectativas atuais e referentes a eventos futuros, além de tendências financeiras e não financeiras para um horizonte temporal de 15 anos.

O nosso planejamento estratégico é estruturado em três níveis de desdobramento:

Plano Estratégico: Plano de longo prazo que tem como objetivo estabelecer as diretrizes estratégicas que conduzirão o desenvolvimento dos negócios para a manutenção da nossa missão e o alcance da visão projetada. Saiba mais sobre o nosso Plano Estratégico.

Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG): Desdobramento do Plano Estratégico, o PDNG é um plano de curto/médio prazo, com horizonte de cinco anos, que define os projetos a serem desenvolvidos pelas nossas empresas, visando ao alcance dos nossos objetivos estratégicos. Conheça o nosso Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG).

Desdobramento do Plano Estratégico: Esse plano, também de curto/médio prazo, com horizonte de cinco anos, é um desdobramento do Plano Diretor de Negócios e Gestão (PDNG) e representa um conjunto específico de projetos a ser desenvolvido por cada uma de nossas empresas, incluindo a holding, visando à consecução do PDNG em curto/médio prazo e do Plano Estratégico em longo prazo.

Primamos o compromisso com a excelência e temos como pontos fortes na nossa gestão: Ganho operacional das equipes, Forte integração entre as lideranças, Relacionamento proativo com públicos estratégicos, Abertura mental por parte dos colaboradores do Piauí; Habilidade na implantação e gestão da mudança, Maturidade e expertise do corpo gerencial e Ganho na implantação do modelo de planejamento estratégico realizado pelo corporativo.

05. Programa Luz Para Todos

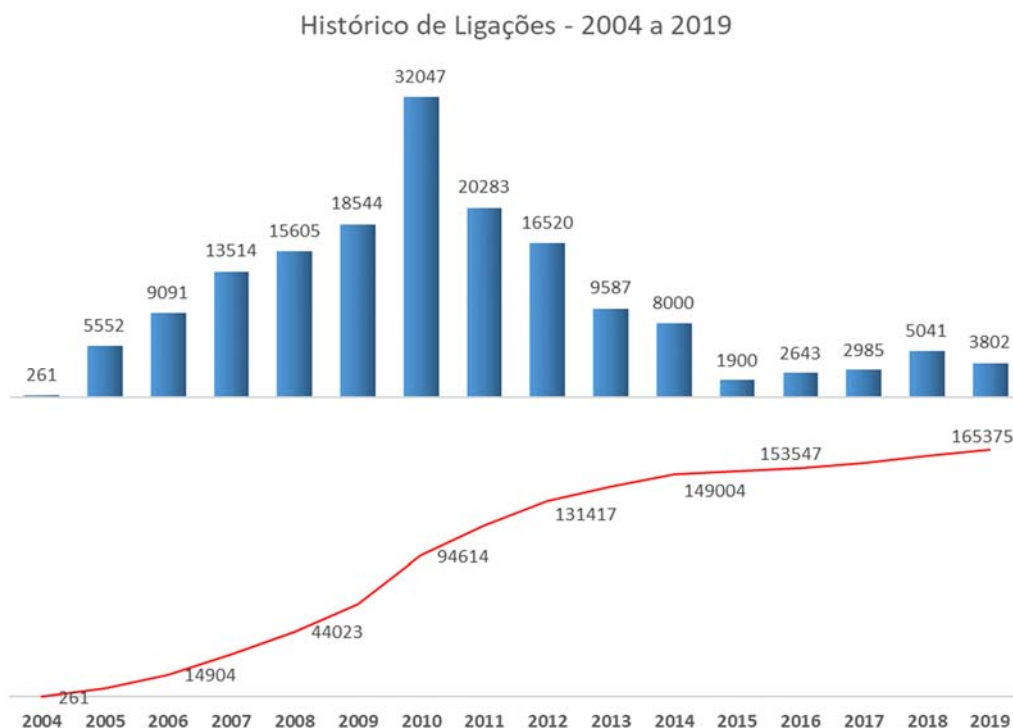
Lançado em 2004 pelo Governo Federal, o "Programa Nacional de Universalização do Acesso e Uso da Energia Elétrica - Luz para Todos" (PLPT) tem como objetivo levar energia elétrica para a população do meio rural, de modo a estimular o desenvolvimento sócio - econômico destas regiões que, geralmente, apresentam baixo desempenho no IDH (Índice de Desenvolvimento Humano).

Nesse contexto, a Equatorial Piauí apresenta-se como Agente Executor do Programa no PIAUÍ, estando inserido entre os 6 maiores programas do país, representando aproximadamente 5,03% de todo o volume de ligações executadas

pelo Programa Luz para Todos no Brasil. Para atingir suas metas a Companhia conta com uma estrutura de 16 empresas parceiras dedicadas ao programa, as quais valorizam a mão de obra local, empregando de forma direta e indireta mais de 896 pessoas.

Atualmente a Equatorial Piauí possui 01 contrato PLPT em execução (6ª tranche), atingindo em 31 de dezembro de 2019 a marca de 165.375 famílias ligadas à rede de distribuição de energia elétrica através do PLPT, gerando um benefício direto para aproximadamente 827 mil habitantes. O PLPT já está presente em 100% dos 224 Municípios piauienses, contribuindo para o desenvolvimento de áreas isoladas dos aglomerados rurais e para a geração de renda nestas localidades. Durante o ano de 2019 o investimento direto no PLPT, que incluindo gastos com materiais e serviços de terceiros, foi de R\$ 63 milhões.

Ligações PLPT por ano e acumulado



06. Gestão de Pessoas

Em outubro de 2018, a Equatorial Energia adquiriu o controle acionário da distribuidora de energia elétrica do Piauí que passou a se chamar Equatorial Piauí.

Desde a aquisição a empresa vem passando por um processo de transformação, que é natural neste cenário, onde um dos desafios na gestão de pessoas é a implementação da cultura de resultados do Grupo Equatorial que é pautada em quatro pilares:

- **Liderança:** Liderança inspiradora, responsável e que assume o seu papel;
- **Gente:** Gente competente, engajada e trabalhando em equipe;
- **Resultados:** Somos orientados a resultados, traçamos e alcançamos metas desafiadoras;
- **Meritocracia:** Gente que assume desafios, dá o melhor de si e é recompensada pelos resultados.

PRINCIPAIS MARCOS EM 2019

- Implantação do sistema Sênior: sistema de RH com módulos para administração de pessoal, administração de benefícios, controle de ponto e a parte de segurança e medicina do trabalho
- Implantação do Plano odontológico
- Implantação do Programa de Participação nos Lucros e Resultados;
- Implantação do Banco de Horas quadrimestral

CAPACITAÇÃO E DESENVOLVIMENTO

A Equatorial Energia está sempre em busca de melhores resultados e aprimoramento de suas práticas. E para isso desenvolve seus colaboradores para que estejam preparados para contribuir com o alcance da visão da empresa. Assim, a Companhia disponibiliza ações que estimulam o autodesenvolvimento dos seus colaboradores.

Assim, baseados na necessidade de implementação da cultura do Grupo na Equatorial Piauí, tendo como balizador maior o alcance da visão, algumas de desenvolvimento foram priorizadas para 2019.

Desenvolvimento da Liderança

Algumas ações do Programa DNA do Líder, programa de desenvolvimento das lideranças do grupo equatorial, que tem o objetivo definir de forma clara e estruturada a base para o desenvolvimento da liderança, oferecendo informações úteis para que os gestores possam exercer sua função de liderança com agilidade e presteza, foram realizadas em 2019, como:

- **Lidando com mudanças e demissões:** que tem como objetivo preparar as lideranças para a viabilizar as transformações necessárias para enquadrar a Equatorial Piauí nos parâmetros exitosos do Grupo e do Mercado. Este processo de transformação inclui substituições e área de Gente e Gestão, atenta aos Valores, especialmente Foco em Gente, Ética e Sustentabilidade e Segurança, capacitou as lideranças neste processo, pois este é um momento particularmente difícil para a maioria;
- **Negociação baseada em princípios:** que tem como objetivo trazer o conflito positivo e a negociação baseada em princípios, como alavanca do desenvolvimento humano e organizacional
- **Liderança Transformadora;** que tem como objetivo preparar as lideranças para responder às dificuldades inerentes ao papel de gestor, com a cooperação, competição e equilíbrio na busca dos melhores resultados
- **Comunicação assertiva:** que tem como objetivo fortalecer a sinergia entre os participantes e destes com seus gestores e equipes, para obtenção dos melhores resultados.

Integração de Novos Colaboradores

Destina-se a todos os novos colaboradores e tem como objetivo possibilitar aos mesmos ter uma visão geral da organização, conhecer a cultura e história da empresa, as instalações e características do ambiente de trabalho. O Programa de Integração é realizado por educadores internos.

Programa de Formação de Consultores Comerciais

Principais Objetivos:

- Desenvolver os consultores para uma visão sistêmica ampliada, estimulando para uma postura consultiva e proativa frente aos desafios, visando o máximo de rendimento numa atmosfera de colaboração, confiança e comprometimento com resultados.

- Desenvolver a equipe de Consultores de Relacionamento com o Cliente, com base nos valores da empresa e no propósito maior de fazer crescer a empresa propiciando desenvolvimento ao seu campo de atuação.
- Situar os participantes na realidade extremamente volátil na qual o mundo se encontra e aumentar a percepção sobre as oportunidades e resultados que o bom relacionamento com clientes pode trazer para todos.
- Ampliar a percepção de papel de maior autonomia de cada um em relação à construção do bom relacionamento com clientes.
- Estimular os consultores a uma postura preventiva e proativa frente aos problemas e soluções.
- Ter clareza da importância de estabelecer e cumprir um acordo de nível de serviço.
- Fortalecer a sinergia entre os participantes e destes com seus gestores e clientes para obtenção dos melhores resultados.

ATRAÇÃO E RETENÇÃO DE TALENTOS

Os programas de talentos da Equatorial Piauí estão alinhados ao modelo de gestão de recursos humanos adotado.

Programa de Estágio

Em 2019 a Equatorial Piauí recebe e prepara estagiários com destacado potencial para ocuparem posições técnicas e/ou de analista, através de um sistema de desenvolvimento e acompanhamento que propicie, de forma estruturada, o amadurecimento profissional, a integração e compreensão da organização.

O perfil destes jovens são estudantes de nível superior a dois anos de conclusão do curso, e os cursos podem ser: Administração, Ciências Econômicas, Ciências Contábeis, Direito, Comunicação Social, Marketing, Processamento de dados, Ciência da Computação, Análise de Sistemas, Arquitetura, Engenharia Elétrica, Engenharia Civil, Engenharia de Produção, Biblioteconomia, Serviço Social e Engenharia da Computação. Estudantes de Nível Técnico cursando as disciplinas da escola técnica. E os cursos podem ser: Téc. Eletrotécnica, Téc. Eletromecânica, Téc. Eletroeletrônica, Téc. Eletrônica e Mecatrônica.

Programa Jovem Aprendiz

O Programa Jovem Aprendiz da Equatorial Piauí visa preparar o jovem para o mercado de trabalho por meio de seu desenvolvimento profissional, social e pessoal.

Além de orientarmos os Aprendizes para o exercício de suas atividades na empresa, o programa é estruturado e baseado nos valores de ética e sustentabilidade de nossa empresa para formação dos nossos jovens.

O nosso Programa de Aprendizagem (2019-2021) contempla 28 jovens de faixa etária entre 16 e 22 anos, que cursam o ensino médio ou superior.

Atualmente, os Aprendizes estão em sala de aula no SENAI, entidade formadora de aprendizagem profissional, com a previsão de iniciar suas atividades na Equatorial Piauí em julho/20.

Iniciativas de Saúde

A Equatorial Piauí oferece assistência médica e odontológica com rede credenciada de abrangência nacional, vales alimentação, refeição e natalício, vale transporte, auxílio creche/babá/pré-escola, auxílio funeral, previdência privada, seguro de vida.

Restruturação de Benefícios | Alimentação e Saúde



- Migração em Maio/2019;
- Plano padrão utilizado pelo grupo Equatorial.



- Migração em Jan/2020;
- Plano sem carência;
- Rede Nacional de atendimento;
- Internações e cirurgias com 20% de co-participação para os colaboradores (antes era de 30%).



- Implantação do Plano Odontológico em Jan/2020;
- Plano sem co-participação com mensalidades de R\$ 6,32 (titulares e dependentes);
- Rede Nacional de atendimento;
- Utilização fora da rede credenciada através de reembolso.

Diagnóstico de Saúde

Ação de saúde preventiva para acompanhamento das condições de saúde de cada colaborador e identificação dos casos de risco de adoecimento ou de doenças já instaladas. Realizada duas vezes no ano para embasar ações educativas e orientar os colaboradores para hábitos saudável e prevenção de doenças.

Campanhas de Vacinação

A Campanha de Vacinação faz parte do calendário anual das ações de Saúde e Segurança e considera o período sazonal da Gripe em nosso meio. São imunizados colaboradores, jovens aprendizes e estagiários e oferecidos também esclarecimentos sobre a importância da imunização.

Semana interna de prevenção de acidentes de trabalho – SIPAT

Cumprindo o Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional – PCMSO, a Gerência de Gente e Gestão, SESMT e CIPA desenvolvem esse importante momento dentro da Equatorial Piauí para conscientização e prevenção de acidentes e doenças do trabalho e qualidade de vida do trabalhador.

07. Relatório de Ações Sociais

A Equatorial Piauí se destacou pelas várias ações de Eficiência Energética.

Programa Tarifa Social de Energia Elétrica: Por meio do Programa Tarifa Social de Energia Elétrica, também conhecido como Baixa Renda, famílias de baixa renda, recebem da empresa descontos na conta de luz. São elegíveis para o programa, famílias com renda de até meio salário mínimo por pessoa, inscritas no Cadastro Único, bem como famílias com integrantes que recebem o Benefício de Prestação Continuada (BPC), entre outras situações previstas em regulamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel).

O benefício é válido para unidades consumidoras, exclusivamente residenciais, monofásicas, bifásicas ou trifásicas. Cada Código Familiar, atendendo os requisitos exigidos, tem direito ao benefício da Tarifa Social em apenas uma unidade consumidora, na área de concessão da Equatorial Alagoas. Os descontos são aplicados de forma cumulativa sobre cada parcela do consumo mensal de energia, por meio de descontos incidentes sobre a tarifa aplicável à classe residencial das distribuidoras de energia elétrica.

De modo a incentivar a adimplência de seus clientes, a Equatorial Piauí realizou campanhas, parcerias e ações de aproximação com a sociedade. Buscando uma maior proximidade com a comunidade, a empresa realizou ações de atendimento in loco para a realização de cadastro da tarifa social.

Projetos de Eficiência Energética

Projeto Bônus Eficiente:

O projeto consiste em oferecer aos clientes residenciais a possibilidade de comprar equipamentos novos, pagando apenas metade do valor. Precisando levar o usado para ser usado em troca. A campanha continua até finalizar o estoque disponibilizado pelo Programa de Eficiência Energética da Equatorial.

- Público atendido: 4727 famílias atendidas diretamente.
- Média de economia por cliente: 948 kWh/ano o que em real equivale a aproximadamente R\$ 839,82 no ano.

Projeto E + Geladeira Nova:

É oferecido a comunidade a oportunidade de trocar sua geladeira antiga por uma nova, que consome menos energia. Alguns resultados:

- Público atendido: 6.075 famílias atendidas diretamente.
- Média de economia por cliente: 486 kWh/ano o que em real equivale a aproximadamente R\$ 429,80 no ano.

8. Desempenho Econômico-Financeiro

Receita líquida

Em relação à Receita Líquida, o total registrado no ano foi de R\$ 1.853 milhões, 3% inferior à obtida no ano anterior.

Custos e despesas operacionais

No ano de 2019, o total de custos e despesas gerenciáveis e não gerenciáveis, incluindo depreciação, amortização e custo de construção foi de R\$ 1.613 milhões, queda de 23% na comparação com ano anterior.

Custos e despesas operacionais gerenciáveis

Em 2019, o total de custos e despesas gerenciáveis da Companhia, representados pelos custos e despesas com Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros – PMSO, excluindo a PDD (Provisão para Devedores Duvidosos) e as provisões para contingências, atingiram R\$ 194 milhões, fortemente impactado por um evento considerado não-recorrente.

Neste ano, PDD e perdas totalizaram R\$ 28 milhões positivos, também fortemente impactado por evento considerado não-recorrente.

EBITDA

Em 2019, o EBITDA foi positivo em R\$ 465 milhões, comparado a R\$ 87 milhões negativos no ano anterior.

Resultado financeiro

Em 2019, o resultado financeiro líquido foi negativo em R\$ 156 milhões, contra R\$ 106 milhões positivo reportados em 2018.

Lucro líquido

Em 2019, a Equatorial Piauí apurou lucro líquido de R\$ 266 milhões, versus um prejuízo de R\$ 71 milhões em 2018.

09. Investimentos

Investimentos (R\$ milhões)	2017	2018	2019
Manutenção de Rede	54	42	108
Expansão de Rede	83	44	250
Equipamentos e Sistemas	27	45	43
Outros	0	1	40
Próprio	164	132	441
Interligação de Sistemas Isolados	0	0	0
Programa Luz Para Todos	23	60	77
Total	187	192	518

Investimentos próprios

Os investimentos da Equatorial Piauí, excluindo os investimentos diretos relacionados ao PLPT, totalizaram R\$ 518 milhões no ano de 2019, representa um aumento de 170,17% em relação ao ano de 2018. Esses investimentos são focados principalmente na expansão de capacidade e cobertura da rede de distribuição da Companhia, assim como na contínua melhoria da qualidade da energia fornecida, tendo em vista o potencial de crescimento de demanda no Estado do Piauí.

Evolução e projeção dos investimentos

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	R\$ Mil Nominais			R\$ Mil em moeda constante de 31/dez/2019				
	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
AIS Bruto ¹	2.427.230	2.455.774	2.886.180	490.946	387.353	239.275	279.755	220.052
Transformador de Distribuição	270.468	271.105	309.764	55.491	45.074	26.952	29.631	26.895
Medidor	146.455	148.473	223.142	38.098	40.022	23.984	24.558	24.723
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	3.010	3.010	-	88.293	74.798	43.931	59.989	60.385
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.399.398	1.402.831	1.676.983	131.082	102.138	61.470	44.290	45.307
Redes Alta Tensão (69 kV)	192.959	196.906	235.593	42.955	31.122	8.849	50.619	-
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	9	9	826	21.535	4.281	-	-	-
Redes Alta Tensão (>= 230 kV)	-	-	-	225	-	-	-	-
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	39.849	39.849	40.575	6.702	527	735	6.825	4.155
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	349.704	354.303	389.620	87.611	77.711	67.227	56.102	52.774
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	14.415	14.415	9.677	6.294	4.989	-	-	-
Subestações Alta Tensão (primário >= 230 kV)	-	-	-	562	562	-	112	-
Demais Máquinas e Equipamentos	10.963	24.873	-	12.097	6.128	6.128	7.628	5.814
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(719.032)	(726.025)	-	(119.624)	(71.576)	(326)	(338)	(351)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D, Universalização	(689.741)	(696.734)	-	(119.624)	(71.576)	(326)	(338)	(351)
Outros	(29.291)	(29.291)	-	-	-	-	-	-
Originadas da Receita	-	-	-	-	-	-	-	-
Ultrapassagem de demanda	-	-	-	-	-	-	-	-
Excedente de reativos	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferença das perdas regulatórias	-	-	-	-	-	-	-	-
Outros	(29.291)	(29.291)	-	-	-	-	-	-
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-

Comparativo dos Investimentos em Máquinas e Equipamentos da Distribuição

[Tab 18 - o quadro a seguir é de apresentação compulsória para os agentes de distribuição e deve comparar o PDD entregue até 30 de abril de 20X1 com o enviado no exercício anterior. A Delegatária deve apresentar fundamentos pela diferença entre o realizado de 20X1 com o que estava projetado no PDD anterior, bem como a motivação da alteração, se ocorrida para os mesmos próximos anos projetados:

Comparativo dos investimentos em máquinas e equipamentos da distribuição

R\$ Mil	2019R	2020P	2021P	2022P	2023P	2024P
Plano de Investimentos 2020	416.132	490.946	387.353	239.275	279.755	220.052

R\$ Mil	2019P	2020P	2021P	2022P	2023P
Plano de Investimentos 2019	242.781	260.367	204.364	244.764	244.530

Diferença	71,4%	88,6%	89,5%	-2,2%	14,4%
------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Captações de recursos: Para viabilizar o programa de investimentos do ano, a Outorgada captou um total de R\$ 1.120 milhões em recursos de empréstimos e financiamentos de diversas fontes, destacando-se as linhas Fundo de Amparo ao Trabalhador – FAT e do Fundo de Participação PIS/PASEP referente ao contrato BNDES, a 2ª Emissão de Debêntures; e um giro com o Citibank.

10. Acionistas, gestão e plano empresarial.

Política de reinvestimento e distribuição de dividendos: Aos acionistas é garantido estatutariamente um dividendo mínimo de 25% calculado sobre o lucro líquido do exercício, ajustado de conformidade com a legislação societária vigente. Entretanto, para o exercício de 2019, a Companhia não efetuou pagamento.

No exercício de 2019, a Outorgada não optou pelo pagamento de juros sobre capital próprio.

Composição acionária: Em 31 de dezembro de 2019, o capital social da Outorgada era de R\$ 1.994.416 mil, composto por 1.382.142.880 ações, sem valor nominal, sendo 1.319.606.201 ações ordinárias (95,5%) e 62.536.679 ações preferenciais (4,5%).

Atendimento a acionistas: Coerente com a filosofia de postar-se diante do mercado como uma empresa transparente, moderna e aberta, a Outorgada coloca à disposição dos seus acionistas e dos investidores o Departamento de Relações com Investidores, instalada na filial de sua controladora (Setor SHS, Quadra 06, Conjunto A, Bloco C, sala 702, Asa Sul, Brasília-DF).

O Departamento presta informações sobre a posição acionária individual, dividendos, cotação das ações da Outorgada, solicitações para a emissão de certificados e crédito dos dividendos, e demais informações para o bom relacionamento entre a Companhia e seus Acionistas.

Os mesmos serviços estão disponíveis também por telefone, por meio do número: (61) 3426-1000.

Relações com o mercado: Ao longo do ano, a Outorgada e sua controladora receberam a visita de expressivo número de investidores e analistas do mercado de capitais nacional e internacional. A Outorgada e sua controladora também promoveram visitas às suas sedes e de outras empresas do grupo, participaram de conferências, seminários e reuniões e realizaram *roadshows* nos principais centros financeiros do Brasil, da Europa e dos Estados Unidos.

Gestão

A Equatorial Piauí foi adquirida pelo Grupo por meio do leilão nº2/2018 realizado em julho de 2018.

Para estabelecer o valor da Companhia e consequentemente o lance efetuado, a Equatorial avaliou profundamente os números da concessão e projetou a performance de diversos indicadores, importantes para a geração de resultados.

Dessas projeções que foram assumidas como premissas no modelo operacional e econômico-financeiro são estabelecidas as metas e planos de ação para o alcance desses resultados que garantem os resultados esperados. Assim todas as metas da Companhia estão sendo definidas com uma visão de longo prazo, com seus inter-relacionamentos mapeados.

Além disso, o Grupo Equatorial implantou toda infraestrutura de gestão e governança que compreende todo modelo de reuniões de controle, procedimentos orçamentários, políticas de Gente, cultura e endomarketing, ideologia corporativa e meritocracia. Todo esse arcabouço de processos e métodos de controle é peça fundamental para o alcance de resultados como já foi observado nas demais operações do Grupo.

11. Responsabilidade Social

Cada vez mais, a Outorgada cumpre seu papel social, com iniciativas sistematizadas para atender as necessidades e expectativas da sociedade. Atuando por meio de políticas, programas e práticas voltadas para o meio ambiente, o desenvolvimento social, esportivo e cultural junto à comunidade, tem acumulando significativos resultados de transformação nas regiões onde atua. O detalhamento destas atividades e projetos está sendo apresentado na Demonstração Contábil Socioambiental da Outorgada.

Outorgada em números

	2019	2018	Var.
Atendimento			
Número de consumidores	1.300.864	1.246.176	4,4%
Número de empregados	1.109	2.011	-44,9%
Número de consumidores por empregado	1.173	620	89,3%
Número de localidades atendidas	224	224	0,0%
Número de agências	44	76	-42,1%
Número de postos de arrecadação	1.599	1.574	1,6%
Mercado			
Área de concessão (km²)	251.529	251.529	0,0%
Geração própria (GWh)	-	-	NA
Demanda máxima (MWh/h)	798	814	-2,0%
Distribuição direta (GWh)	3.791	3.530	7,4%
Consumo residencial médio (KWh/ano)	130,94	123,31	6,2%
Tarifas médias de fornecimento (R\$ por MWh)	534,89	536,19	-0,2%
Residencial	1.776	1.656	7,3%
Comercial	208	200	3,9%
Industrial	812	770	5,4%
Rural	178	174	2,3%
DEC (horas)	34,9	23,6	48,1%
Nº de consumidores urbano	1.235.976	1.211.789	2,0%
Nº de consumidores rural	64.701	34.227	89,0%
FEC (número de interrupções)	13,1	14,1	-7,1%
Número de reclamações por 10.000 consumidores	6.455,4	6.147,7	5,0%
Operacionais			
Número de subestações	89	86	3,5%
Linhas de transmissão (Km)	3.080	2.909	5,9%
Linhas de distribuição (Km)	67.814	66.116	2,6%
Financeiros			
Receita operacional bruta (R\$ mil)	2.940.832	2.929.455	0,4%
Receita operacional líquida (R\$ mil)	1.853.311	1.912.718	-3,1%
Margem operacional do serviço líquida (%)	22%	27%	-18,9%
EBITDA	464.898	(86.599)	-636,8%
Lucro líquido (R\$ mil)	74.271	(95.750)	-177,6%
Lucro líquido por lote de mil ações	18.609,46	(8,14)	-228761,7%
Patrimônio líquido (R\$ mil)	(883.630)	(1.447.831)	-39,0%
Valor patrimonial do lote de mil ações	(0,64)	(1.857,97)	-100,0%
Rentabilidade do patrimônio líquido (%)	-8,4%	6,6%	-227,1%
Endividamento do patrimônio líquido (%)	-304,3%	-197,1%	54,4%
Em moeda nacional (%)	-268,6%	-196,2%	36,9%
Em moeda estrangeira (%)	-35,7%	-0,9%	3868,8%
Indicadores de performance			
Salário médio dos funcionários	3.417	3.570	-4,3%

Relacionamento com auditores externos

Em atendimento à instrução CVM 381/03, informamos que a KPMG Auditores Independentes prestou somente serviços de auditoria durante o exercício findo em 31 de dezembro de 2019.

Em atendimento ao artigo 25, parágrafo 1º, incisos V e VI, da Instrução CVM nº 480/09, os Diretores da Companhia Srs Augusto Dantas Borges, Diretor-Presidente; Tatiana Queiroga Vasques, Diretora de Relações com Investidores; José Jorge Leite Soares, Carla Ferreira Medrado, Tinn Freire Amado, Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima, Agnelo Coelho Neto, Sérgio Souto Maia Malbouisson de Melo, declaram que (i) revisaram, discutiram e concordam com as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019; e (ii) revisaram, discutiram e concordam, sem quaisquer ressalvas, com as opiniões expressas no Relatório emitido em 02 de junho de 2020 pela KPMG Auditores Independentes, auditores independentes da Companhia, com relação às Demonstrações Financeiras da Companhia referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2019.

Diretoria Executiva

Raimundo Nonato Alencar de Castro

Diretor Presidente

Cosme José Bráulio Cezário

Diretor

Sérvio Túlio dos Santos

Diretor

Tinn Freire Amado

Diretor

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

Diretor

Carla Ferreira Medrado

Diretora

Cristiano de Lima Logrado

Diretor

José Silva Sobral Neto

Diretor

Conselho de Administração

Augusto Miranda da Paz Júnior

Firmino Ferreira Sampaio Neto

Tinn Freire Amado



KPMG Auditores Independentes
Ed. BS Design - Avenida Desembargador Moreira, 1300
SC 1001 - 10º Andar - Torre Sul - Aldeota
60170-002 - Fortaleza/CE - Brasil
Telefone +55 (85) 3457-9500
kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos Administradores e Acionistas da
Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Teresina - PI

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia 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 naquela data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas. As demonstrações contábeis foram elaboradas pela administração da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. com base no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL por meio da resolução normativa nº 605 de 11 de março de 2014.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. em 31 de dezembro de 2019, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – 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 dos auditores 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

Chamamos a atenção para a nota explicativa 3 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. a cumprir os requerimentos da ANEEL. Consequentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outras finalidades. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

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

Suficiência e divulgações da provisão para litígios

Veja a Nota 15 das demonstrações contábeis regulatórias

Principais assuntos de auditoria	Como auditoria endereçou esse assunto
A Companhia figura como ré em ações de natureza cível, fiscal, trabalhista e regulatória. A Companhia exerce julgamento interno relevante na determinação dos montantes que devem ser reconhecidos como provisão para contingências, bem como na determinação das divulgações efetuadas relativas aos processos não provisionados, em que a expectativa de perda é considerada como possível. Devido à relevância dos montantes e quantidade de processos relacionados, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, definição do momento para o reconhecimento e divulgações relacionadas às Provisões e Passivos Contingentes que pode impactar o valor e divulgações desses passivos nas demonstrações contábeis regulatórias, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não se limitaram a: – Obtenção da lista de consultores legais que representam a Companhia nos processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios e enviamos cartas de confirmação diretamente para os advogados internos e externos, a fim de obter a avaliação dos mesmos sobre os riscos de perdas e os montantes relacionados às causas em que a Companhia figura como ré. – Comparação das respostas das cartas enviadas com os registros contábeis, avaliamos a integridade e precisão das contingências registradas pela Companhia, bem como, procedemos, quando aplicável, a comparação com jurisprudência existente. – Envolvimento dos nossos especialistas em assuntos da área jurídica para nos auxiliar na análise da razoabilidade das expectativas de perdas das causas mais significativas cujas probabilidades de perda foram definidas como possível ou remota, quanto à metodologia e julgamentos efetuados pela Companhia. – Avaliação da movimentação dos saldos ocorridos durante o exercício, e com base amostral, analisamos as adições, utilização e reversão das provisões. Verificamos se houve mudanças nos prognósticos dos

	processos existentes na data base desta auditoria em relação ao exercício anterior. Recalculamos a atualização monetária da provisão para contingências. Avaliamos se ocorreu alguma alteração de cenário entre a data das demonstrações contábeis regulatórias e a data do relatório de auditoria que pudesse ocasionar em mudança de avaliação do risco de perda das contingências. – Avaliamos, também, se as divulgações efetuadas nas demonstrações contábeis regulatórias estão consistentes e de acordo com as regras aplicáveis e fornecem informações sobre a natureza, exposição e valores provisionados ou divulgados relativos aos principais assuntos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios em que a Companhia está envolvida. Com base nos resultados dos procedimentos acima resumidos, e nas evidências de auditoria obtidas, consideramos que a mensuração da provisão para contingências e as divulgações correlatas são aceitáveis no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto, relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2019.
--	---

Outros assuntos

A Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. preparou um conjunto de demonstrações contábeis para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e 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 02 de junho de 2020.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório dos auditores

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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 financeiras 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 financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidade da administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação dessas demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o MCSE e pelos controles internos que a Administração determinou como necessários para permitir a elaboração dessas 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, a não ser que a administração pretenda liquidar a Sociedade 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 financeiras.

Responsabilidade dos auditores 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 detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis 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 obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

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

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

Fortaleza, 11 de agosto de 2020

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 S-CE



Marcelo Pereira Gonçalves
Contador CRC 1SP220026/O-3



Hildebrando de Oliveira Abreu Filho
Contador CRC BA-029520/O-7

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

Balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	2019	2018	Passivo	Nota	2019	2018
Circulante				Circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	5	287.825	830.670	Fornecedores	13	386.771	413.879
Investimento de curto prazo	6	218.481	-	Empréstimos, financiamentos e debêntures	14	182.697	1.034.046
Consumidores	7	462.910	406.400	Obrigações sociais e trabalhistas		43.012	45.653
Concessionárias e permissionárias	7	5.612	21.876	Benefício pós-emprego	26	-	2.539
Tributos compensáveis	8	31.187	13.056	Tributos a recolher		125.494	85.225
Almoxarifado operacional		12.153	8.241	Provisão para litígios	15	174.074	-
Ativos financeiros setoriais	9	182.853	485.965	Passivos financeiros setoriais	9	67.672	247.227
Serviços em curso		64.427	75.843	Encargos setoriais		61.570	57.437
Instrumentos financeiros derivativos		72	-	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	17	742	-
Despesas pagas antecipadamente		4.576	2.436	Outros passivos circulantes		211.293	82.223
Outros ativos circulantes		66.960	56.506				
Total do ativo circulante		1.337.056	1.900.993	Total do passivo circulante		1.253.325	1.968.229
Não circulante				Não circulante			
Consumidores	7	242.300	193.942	Empréstimos, financiamentos e debêntures	14	2.506.141	1.819.939
Concessionárias e permissionárias	7	88	-	Tributos a recolher		41.617	58.974
Tributos compensáveis	8	478.479	448.927	Provisão para litígios	15	209.491	322.110
Depósitos judiciais e cauções	15	48.117	32.471	Encargos setoriais		48.582	48.798
Ativos financeiros setoriais	9	267.238	245.506	Passivos financeiros setoriais	9	84.713	5.640
Instrumentos financeiros derivativos	27.4	8.991	-	Benefício pós-emprego	26	5.649	-
Outros ativos não circulantes		870	939	Obrigações vinculadas à concessão	16	592.194	726.983
Investimentos		-	146	PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	17	444.853	418.741
Imobilizado	11	1.981.163	1.727.005	Outros passivos não circulantes		96.285	55.949
Intangível	12	34.918	27.115				
Total do ativo não circulante		3.062.164	2.676.051	Total do passivo não circulante		4.029.525	3.457.134
				Total do passivo		5.282.850	5.425.363
				Patrimônio líquido	18		
				Capital social		1.994.416	1.993.713
				Reserva de reavaliação		(189.357)	(194.492)
				Outros resultados abrangentes		(188.756)	(73.336)
				Prejuízos acumulados		(2.499.933)	(2.574.204)
				Total do patrimônio líquido		(883.630)	(848.319)
Total do ativo		4.399.220	4.577.044	Total do passivo e patrimônio líquido		4.399.220	4.577.044

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

Demonstrações do resultado

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

	Nota	2019	2018
Operações em continuidade			
Receita operacional bruta	19	2.940.832	2.929.455
Fornecimento de energia elétrica		2.321.183	1.980.751
Suprimento de energia elétrica		173.847	90.586
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição		599.584	548.463
Ativos e passivos financeiros setoriais		(154.424)	218.011
Serviços cobráveis		642	12.187
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço concedido		-	79.457
Tributos		(917.487)	(871.436)
ICMS		(691.216)	(606.866)
PIS-PASEP		(38.159)	(47.073)
COFINS		(187.880)	(216.819)
ISS		(232)	(678)
Encargos - Parcela "A"		(170.034)	(145.301)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(9.768)	(9.564)
Programa de Eficiência Energética – PEE		(9.767)	(9.563)
Conta de Desenvolvimento Econômico - CDE		(99.319)	(124.376)
Taxa de fiscalização		(1.665)	(1.798)
Outros encargos		(49.515)	-
Receita líquida / Ingresso líquido		1.853.311	1.912.718
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"	20	(1.363.310)	(1.322.849)
Energia elétrica comprada para revenda		(1.207.168)	(1.119.314)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição		(156.142)	(203.535)
Resultado antes dos custos gerenciáveis		490.001	589.869
Custos gerenciáveis - Parcela "B"		(249.228)	(783.669)
Pessoal e administradores	22	(21.387)	(326.863)
Material		(2.546)	(14.116)
Serviços de terceiros		(135.622)	(156.437)
Arrendamento e aluguéis		(11.545)	(9.169)
Seguros		(424)	(1.813)
Doações, contribuições e subvenções		(1.318)	(900)
Provisões		28.508	(124.472)
Perdas na alienação de bens e direitos		-	(28.103)
(-) Recuperação de despesas		4.812	3.134
Tributos		(425)	(400)
Depreciação e amortização		(87.646)	(49.174)
Gastos diversos		(37.883)	(87.730)
Outras receitas operacionais		90.059	12.374
Outras gastos operacionais		(73.811)	-
Resultado da Atividade		240.773	(193.800)
Resultado Financeiro		(156.225)	105.935
Despesas financeiras		(429.935)	(826.905)
Receitas financeiras		273.710	932.840
Resultado antes dos impostos sobre o lucro		84.548	(87.865)
Despesa com impostos sobre o lucro		(10.277)	(7.885)
Resultado líquido do exercício		74.271	(95.750)
Atribuível aos:			
Acionistas controladores		70.167	(317.232)
Acionistas não controladores		4.104	221.482
Lucro (prejuízo) por ação			
básico - lucro do exercício atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	23	0,06031	(0,12287)
diluído - lucro do exercício atribuível a acionistas controladores detentores de ações ordinárias	23	0,06031	(0,12287)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

Demonstrações do resultado abrangente

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

	<u>2019</u>	<u>2018</u>
Resultado do exercício	74.271	(95.750)
Outros resultados abrangentes		
Itens que serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Perda em hedger de fluxo de caixa	(2.736)	-
Reserva de reavaliação	-	2.979
Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado		
Efeitos dos planos de benefícios pós emprego	(42.044)	(28.683)
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos	<u>(44.780)</u>	<u>(25.704)</u>
Total resultados abrangentes	<u>29.491</u>	<u>(121.454)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Reserva de reavaliação	Ajuste de avaliação patrimonial	Lucros acumulados	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.272.747	(197.471)	(44.653)	(2.478.454)	(1.447.831)
Aumento de capital social	720.966	-	-	-	720.966
Reavaliação compulsória regulatória	-	2.979	-	-	2.979
Prejuízo societário do exercício	-	-	-	(70.626)	(70.626)
Diferenças regulatórias do exercício	-	-	-	(25.124)	(25.124)
Perda atuarial com benefício pós-emprego	-	-	(28.683)	-	(28.683)
Saldo em 31 de dezembro de 2018	1.993.713	(194.492)	(73.336)	(2.574.204)	(848.319)
Lucro societário do exercício	-	-	-	93.279	93.279
Diferenças regulatórias do exercício	-	-	-	(19.008)	(19.008)
<i>Outros resultados abrangentes:</i>					
Perda atuarial com benefício pós-emprego	-	-	(42.044)	-	(42.044)
Perda em hedge de fluxo de caixa	-	-	(2.736)	-	(2.736)
Total de resultado abrangentes do exercício, líquido de impostos	-	-	(44.780)	74.271	29.491
Aumento de capital social	703	-	-	-	703
Reavaliação compulsória regulatória	-	5.135	-	-	5.135
Transação entre acionistas	-	-	(70.640)	-	(70.640)
Saldo em 31 de dezembro de 2019	1.994.416	(189.357)	(188.756)	(2.499.933)	(883.630)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

Demonstrações dos fluxos de caixa - método indireto

Exercícios findos em 31 de dezembro de 2019 e 2018

(Em milhares de Reais)

	2019	2018
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Resultado do Exercício	74.271	(95.750)
Despesas (receitas) que não afetam o caixa		
Amortização	11.029	2.734
Depreciação	18.759	75.227
Amortização de obrigações vinculadas à concessão	(11.019)	(28.073)
Juros, encargos, variações monetárias líquidas	249.033	264.115
Baixas no intangível/ ativo imobilizado	179.912	18.076
Ativos/passivos financeiros setoriais	180.898	(226.915)
Provisão para litígios	124.142	278.465
Provisão para crédito de liquidação duvidosa e perda com créditos incobráveis	(123.734)	55.192
Imposto de renda e contribuição social	10.277	7.885
Ganhos com instrumentos derivativos	(7.192)	-
PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores	(425)	(16.490)
Ajuste a valor presente	56.747	(669.319)
Atualização de ativo financeiro	(595)	-
Rendimentos de aplicações financeiras	(22.532)	-
Atualização adiantamento para futuro aumento de capital	-	15.828
Outros	-	(28.683)
	<u>739.571</u>	<u>(347.708)</u>
Variações nas contas do ativo circulante e não circulante		
Consumidores	18.866	25.748
Concessionárias e permissionárias	16.176	(20.332)
Almoxarifado operacional	(3.912)	5.085
Serviços em curso	11.416	(22.157)
Tributos compensáveis	(18.131)	649
Direito de ressarcimento	-	19.562
Depósitos vinculados a litígios	(15.643)	(12.737)
Outros	(20.646)	(31.753)
	<u>(11.874)</u>	<u>(35.935)</u>
Variações nas contas do passivo circulante e não circulante		
Fornecedores setoriais	45.075	30.533
Fornecedores demais	(63.508)	180.011
Tributos a recolher	12.635	(132.907)
Obrigações sociais e trabalhistas	(17.101)	7.587
Benefício pós-emprego	3.110	(5.719)
Provisão para litígios	(45.275)	(125.968)
Encargos setoriais	3.917	22.685
Juros pagos	(334.700)	(41.348)
Outros passivos	124.108	82.734
	<u>(271.739)</u>	<u>17.608</u>
Fluxo de caixa líquido proveniente das (utilizado nas) atividades operacionais	<u>455.958</u>	<u>(366.035)</u>
Atividades de investimentos		
Aquisições no ativo imobilizado	(475.204)	(197.420)
Aquisições no ativo intangível	(18.933)	(7.198)
Aquisições em obrigações especiais	(16.066)	52.522
Resgates/ Aplicações financeiras	(414.430)	761
Fluxo de caixa utilizado nas atividades de investimento	<u>(924.633)</u>	<u>(151.335)</u>
Atividades de financiamento		
Empréstimos, financiamentos e debêntures obtidos	1.120.000	678.898
Empréstimos, financiamentos e debêntures pagos	(1.194.873)	(63.371)
Integralização de capital	703	720.966
Caixa líquido (utilizado nas) proveniente das atividades de financiamento	<u>(74.170)</u>	<u>1.336.493</u>
(Redução) aumento líquido em caixa e equivalentes de caixa	<u>(542.845)</u>	<u>819.123</u>
Demonstração (da redução) do aumento no caixa e equivalentes a caixa		
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício	830.670	11.547
Caixa e equivalentes de caixa no final do exercício	<u>287.825</u>	<u>830.670</u>
(Redução) aumento líquido em caixa e equivalentes de caixa	<u>(542.845)</u>	<u>819.123</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

Notas explicativas às demonstrações contábeis regulatórias

(Em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma)

1 Contexto operacional

A Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A. (“Companhia”, “Equatorial Piauí” ou “Outorgada”), sociedade anônima de capital fechado, com sede na cidade Teresina, no estado do Piauí, controlada pela Equatorial Energia S.A. A Companhia é a concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na área de concessão que abrange todo o estado do Piauí com 251.577 km², atendendo, em 31 de dezembro de 2019, 1.300.864 consumidores em 224 municípios, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME.

Em 13 de maio de 2019, através da Ata da Assembleia Geral Extraordinária aprovou a alteração da denominação da Companhia de “Companhia Energética do Piauí — CEPISA”, para “Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.”.

2 Setor elétrico no Brasil

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

O fornecimento de energia elétrica a varejo pela Companhia é efetuado de acordo com o previsto nas cláusulas de seu contrato de concessão de longo prazo de venda de energia.

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

Adicionalmente aos ajustes referentes aos Custos da Parcela A e Parcela B mencionados acima, as concessões para fornecimento de energia elétrica têm um ajuste tarifário anual, baseado em uma série de fatores, incluindo a inflação. Adicionalmente, como resultado das mudanças regulatórias ocorridas em dezembro de 2001, a Outorgada pode agora requisitar reajustes tarifários resultantes de eventos significativos que abalem o equilíbrio econômico-financeiro dos seus negócios. Outros eventos normais ou recorrentes (como altas no custo da energia comprada, impostos sobre a receita ou ainda a inflação local) também têm permissão para serem absorvidos por meio de aumentos tarifários específicos. Quando a Outorgada solicita um reajuste tarifário, se faz necessário comprovar o impacto financeiro resultante destes eventos nas operações.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento começou após julho de 1995. Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao sistema regulado se comunicar ao distribuidor de sua região com cinco anos de antecedência. Este período de aviso prévio procura assegurar que, se necessário, a distribuidora poderá comprar energia adicional para suprir a reentrada de Consumidores Livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas em vez de geradores privados, são obrigados a fazê-lo através de um processo de leilão.

De acordo com os contratos de concessão de transmissão, a Companhia está autorizada a cobrar a Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

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

A operação e administração da Rede Básica é atribuição do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, pessoa jurídica de direito privado, autorizado do Poder Concedente, regulado e fiscalizado pela ANEEL, e integrado pelos titulares de geração, transmissão, distribuição e também pelos consumidores com conexão direta à rede básica. O ONS tem a responsabilidade de gerenciar o despacho de energia elétrica das usinas em condições otimizadas, envolvendo o uso dos reservatórios das hidrelétricas e o combustível das termelétricas do sistema interligado nacional.

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

3 Base de preparação e apresentação das demonstrações contábeis regulatórias

3.1 Declaração de conformidade

As Demonstrações Contábeis para fins regulatórios foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador, as quais constam no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico ("MCSE"), aprovado por meio da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, e conforme as políticas contábeis estabelecidas na declaração de práticas contábeis.

Essas demonstrações foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo órgão regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações contábeis estatutárias societárias. Há diferenças entre as práticas

contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos.

Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. As informações financeiras distintas das informações preparadas totalmente em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil podem não representar necessariamente uma visão verdadeira e adequada do desempenho financeiro ou posição financeira e patrimonial de uma empresa apresentar diferença de valores pela aplicação diferenciadas de algumas normas contábeis societária e regulatória, estas diferenças estão explicadas em notas explicativas, para melhor entendimento do leitor, conforme apresentado nas demonstrações contábeis preparadas de acordo com estas práticas.

A emissão das demonstrações contábeis regulatórias foi autorizada pela Administração da Companhia em 11 de agosto de 2020.

Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações contábeis regulatórias. Detalhes sobre as políticas contábeis da Companhia estão apresentadas na nota explicativa nº 4.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis regulatórias, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações contábeis regulatórias estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

3.3 Uso de estimativas e julgamentos

Na preparação destas demonstrações contábeis regulatórias, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

(a) Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras, e as informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas em 31 de dezembro de 2019 que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota explicativa 7 – Consumidores, concessionárias e permissionárias:** Critérios de análise de risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa;

(b) Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas em 31 de dezembro de 2019 que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no próximo ano fiscal estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota explicativa 12 - Intangível:** Cálculo da amortização do ativo intangível da concessão de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois o menor;
- **Nota explicativa 15 - Provisão para litígios:** Reconhecimento de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas por meio da avaliação da probabilidade de perda que inclui 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; e
- **Nota explicativa 26 - Benefício pós emprego:** Reconhecimento dos custos dos planos de aposentadoria com benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria, através da avaliação atuarial que envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões.
- **Nota explicativa 27 – Instrumentos Financeiros:** Definição do valor justo através de técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado, para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos.

(i) Mensuração do valor justo

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

A Companhia estabeleceu uma estrutura de controle relacionada à mensuração de valor justo. Isso inclui uma equipe de avaliação que possui a responsabilidade geral de revisar todas as mensurações significativas de valor justo, incluindo os valores justos de Nível 3.

A equipe de avaliação revisa regularmente dados não observáveis significativos e ajustes de avaliação. Se informação de terceiros, tais como cotações de corretoras ou serviços de preços, é utilizada para mensurar valor justo, incluindo o nível na hierarquia do valor justo em que tais avaliações devem ser classificadas.

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (*inputs*) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma:

Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos;

Nível 2: *inputs*, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços); e

Nível 3: *inputs*, para o ativo ou passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (*inputs* não observáveis).

A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do exercício das demonstrações contábeis regulatórias em que ocorreram as mudanças.

3.4 Base de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Determinados instrumentos financeiros mensurados pelo valor justo, quando requeridos pela norma;
- Os custos de planos de aposentadoria com benefícios definidos e outros benefícios pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria são determinados utilizando métodos de avaliação atuarial. A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxa de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas; e
- Reavaliação: a reavaliação é realizada proporcionalmente à depreciação/amortização, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

4 Principais políticas contábeis regulatórias

As políticas contábeis utilizadas são as mesmas adotadas nas demonstrações contábeis societárias apresentadas na nota explicativa nº 5 emitidas em 30 de março de 2019, exceto aos CPC 47, CPC 48 e CPC 06 (R2) e quanto ao que se estabelece abaixo:

4.1 Ativos e passivos financeiros setoriais

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

4.2 Imobilizado em serviço

Registrado ao custo de aquisição ou construção, acrescidos do valor de reavaliação registrado em 31 de dezembro de 2018. A depreciação é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados conforme legislação vigente. As taxas anuais de depreciação estão determinadas nas tabelas anexas à Resolução nº. 674 de 11 de agosto de 2015 vigente emitida pelo Órgão Regulador.

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.

4.3 Imobilizado em curso

Os gastos de administração central capitalizáveis são apropriados, mensalmente, às imobilizações em bases proporcionais. A alocação dos dispêndios diretos com pessoal mais os serviços de terceiros 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 ao custo de aquisição do imobilizado em curso os juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros incorridos sobre empréstimos e financiamentos diretamente atribuídos à aquisição ou constituição de ativo qualificável considerando os seguintes critérios para capitalização: (a) período de capitalização correspondente à fase de construção do ativo imobilizado, sendo encerrado quando o item do imobilizado encontra-se disponível para utilização; (b) utilização da taxa média ponderada dos empréstimos vigentes na data da capitalização; (c) o montante dos juros, as variações monetárias e cambiais, e demais encargos financeiros capitalizados mensalmente não excedem o valor das despesas de juros apuradas no período de capitalização; e (d) os juros, as variações monetárias e cambiais e demais encargos financeiros capitalizados são depreciados considerando os mesmos critérios e vida útil determinada para o item do imobilizado ao qual foram incorporados.

No reconhecimento do custo do ativo imobilizado, a Companhia tem incluído parte dos custos da administração central, o qual por sua vez é incluído no processo de revisão tarifária, ou seja, gerando benefícios econômicos futuros.

4.4 Intangível

Registrado ao custo de aquisição ou realização. A amortização, quando for o caso, é calculada pelo método linear.

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.

4.5 Obrigações especiais vinculadas à concessão

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.

4.6 Reserva de reavaliação

É realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquidos dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

Para fins da contabilidade societária, a Lei 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL.

4.7 Reconhecimento de receita

A receita operacional do curso normal das atividades da Outorgada é medida pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber. A receita operacional é reconhecida quando existe evidência convincente de que os riscos e benefícios mais significativos foram transferidos para o comprador, de que for provável que os benefícios econômicos financeiros fluirão para a entidade, de que os custos associados possam ser estimados de maneira confiável, e de que o valor da receita operacional possa ser mensurado de maneira confiável. A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é faturada. A receita não faturada, relativa ao ciclo de faturamento mensal, é apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês e o índice de perda anualizado. Historicamente, a diferença entre a receita não faturada estimada e o consumo real, a qual é reconhecida no mês subsequente, não tem sido relevante. Não existe consumidor que isoladamente represente 10% ou mais do total do faturamento. A receita referente à prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado, regido por contrato de prestação de serviços entre as partes.

4.8 Subvenção e assistência governamentais

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

Quando a Companhia receber benefícios não monetários, o bem e o benefício são registrados pelo valor nominal e refletidos na demonstração do resultado ao longo da vida útil esperada do bem, em prestações anuais iguais.

4.8.1 Benefícios Fiscais

Em 24 de setembro de 2018 a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) emitiu o Laudo Constitutivo nº 244/2018, que outorga à Equatorial Piauí o direito a redução do imposto de renda de 75% sob a justificativa de modernização total das suas instalações elétricas, com prazo de vigência de 2018 até o ano de 2027.

4.9 Receitas financeiras e despesas financeiras

As receitas e despesas financeiras da Companhia compreendem: Receita e despesas de juros; Rendimento de aplicações financeiras; Ganhos/perdas líquidos de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado; Ganhos/perdas líquidos de variação cambial sobre ativos e passivos financeiros; Ganhos/perdas líquidos nos instrumentos financeiros derivativos que são reconhecidos no resultado; Descontos concedidos e obtidos; e Outras receitas e despesas financeiras.

A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método dos juros efetivos. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os pagamentos ou recebimentos em caixa

futuros estimados ao longo da vida esperada do instrumento financeiro ao: valor contábil bruto do ativo financeiro; ou ao custo amortizado do passivo financeiro. No cálculo da receita ou da despesa de juros, a taxa de juros efetiva incide sobre o valor contábil bruto do ativo (quando o ativo não estiver com problemas de recuperação) ou ao custo amortizado do passivo. No entanto, a receita de juros é calculada por meio da aplicação da taxa de juros efetiva ao custo amortizado do ativo financeiro que apresenta problemas de recuperação depois do reconhecimento inicial. Caso o ativo não esteja mais com problemas de recuperação, o cálculo da receita de juros volta a ser feito com base no valor bruto.

4.10 Benefícios a empregados

4.10.1 Benefícios de curto prazo a empregados

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são reconhecidas como despesas de pessoal conforme o serviço correspondente seja prestado. O passivo é reconhecido pelo montante do pagamento esperado caso a Companhia tenha uma obrigação presente legal ou construtiva de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

4.10.2 Planos de contribuição definida

As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um reembolso de caixa ou uma redução em pagamentos futuros seja possível.

4.10.3 Planos de benefício definido

A obrigação líquida da Companhia para os planos de benefício definido é calculada para cada um dos planos com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse valor é descontado ao seu valor presente e é apresentado líquido do valor justo de quaisquer ativos do plano.

O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências mínimas de custeio aplicáveis.

Mensurações da obrigação líquida, que incluem: os ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período multiplicando o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido pela taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido, ambos conforme determinados no início do exercício a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período

em razão de pagamentos de contribuições e benefícios. Juros líquidos e outras despesas relacionadas aos planos de benefícios definidos são reconhecidos no resultado.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no resultado. A Companhia reconhece ganhos e perdas na liquidação de um plano de benefício definido quando a liquidação ocorre.

A Companhia não possui acordos de pagamentos baseados em ações com seus funcionários e nem outros benefícios de longo prazo, além dos benefícios citados acima.

4.11 Imposto de renda e contribuição social

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

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado.

4.11.1 Despesas de imposto de renda e contribuição social corrente

A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço.

A Companhia deve compensar os ativos fiscais correntes e os passivos fiscais correntes se, a Companhia:

- Tiver o direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos; e
- Pretender liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

4.11.2 Despesas de imposto de renda e contribuição social diferido

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados. Os lucros tributáveis futuros são

determinados com base na reversão de diferenças temporárias tributáveis relevantes. Se o montante das diferenças temporárias tributáveis for insuficiente para reconhecer integralmente um ativo fiscal diferido, serão considerados os lucros tributáveis futuros, ajustados para as reversões das diferenças temporárias existentes, com base nos planos de negócios.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas até a data do balanço.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

Ativos e passivos fiscais diferidos são compensados quando os critérios aplicáveis são atendidos.

4.12 Almoxarifado operacional

O almoxarifado está registrado ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excedem ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização. Os materiais de almoxarifado são utilizados na operação e manutenção nas atividades da Companhia.

4.13 Instrumentos financeiros

A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias:

(i) Ativos financeiros

Os ativos financeiros incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativos e passivos financeiros setoriais, além de outros créditos realizáveis por caixa.

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

- Empréstimos e recebíveis: são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável.

- Investimentos mantidos até o vencimento: ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, estes ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o

método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

(ii) Passivos financeiros

Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos e instrumentos financeiros derivativos classificados a valor justo por meio do resultado. Após reconhecimento inicial os empréstimos e financiamentos são mensurados pelo custo amortizado.

4.14 Capital social

(i) Ações ordinárias

As ações ordinárias são classificadas no patrimônio líquido. Os custos incrementais diretamente atribuíveis à emissão de novas ações são demonstradas no patrimônio líquido com a dedução do valor captado, líquida de impostos. Efeitos de impostos relacionados aos custos dessas transações estão contabilizadas conforme o CPC 32/IAS 12 - Tributo sobre o lucro.

(ii) Ações preferenciais

Ações preferenciais não resgatáveis são classificadas no patrimônio líquido, pois o pagamento de dividendos é discricionário, e elas não geram qualquer obrigação de entregar caixa ou outro ativo financeiro da Companhia e não requerem liquidação em um número variável de instrumentos patrimoniais. Dividendos discricionários são reconhecidos como distribuições no patrimônio líquido na data de sua aprovação pelos acionistas da Companhia.

(iii) Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas CPC 25/IAS 37 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes e ICPC 08 (R1) – Contabilização da Proposta de Pagamentos de Dividendos, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos a título de dividendos. 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.

Companhia registra um passivo equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “Proposta de distribuição de dividendo adicional” no patrimônio líquido.

Dividendo adicional ao mínimo obrigatório por lei, contido em proposta da administração efetuada antes da data do balanço patrimonial deve ser mantido no patrimônio líquido em conta específica chamada de “dividendo adicional proposto”. Caso a proposição seja realizada após a data do balanço e antes da data de emissão das demonstrações financeiras, tal fato deve ser mencionado no tópico de eventos subsequentes.

4.15 Redução ao valor recuperável (*Impairment*)

(i) Ativos financeiros não derivativos

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

(ii) Ativos não financeiros

Os valores contábeis dos ativos não financeiros, que não os estoques e imposto diferido de ativos, são revistos a cada data de apresentação para apurar se há indicação de perda no valor recuperável. Caso ocorra tal indicação, então o valor recuperável do ativo é estimado.

4.16 Provisões

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, é provável que benefícios econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor da obrigação possa ser feita. Quando a Companhia espera que o valor de uma provisão seja reembolsado, em todo ou em parte, por exemplo, por força de um contrato de seguro, o reembolso é reconhecido como um ativo separado, mas apenas quando o reembolso for praticamente certo. A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso.

As provisões são determinadas por meio do desconto dos fluxos de caixa futuros estimados a uma taxa antes de impostos que reflita as avaliações atuais de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e riscos específicos para o passivo relacionado. Os efeitos do desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

(i) Provisões para riscos fiscais, cíveis, trabalhistas e regulatórias

As provisões para processos judiciais são constituídas para todos os processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda 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.

As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

4.17 Assuntos regulatórios

4.17.1 Bandeiras tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, criou o sistema de aplicação de Bandeiras Tarifárias, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, com finalidade de repassar

ao consumidor, os custos adicionais de geração térmica, compra de energia no mercado de curto prazo, encargos de serviços do sistema e risco hidrológico.

Em 13 de agosto de 2018, a Resolução Normativa ANEEL nº 826, alterou as regras de repasse, conforme proposta de abertura da 2ª fase da Audiência Pública nº 61/2017, onde foi sugerido que os valores mensais dos repasses financeiros da Conta Bandeiras fossem apurados após a alocação prioritária das receitas na área de concessão que as gerou. Desse modo, as Companhias devedoras passaram a aportar na CCRBT apenas as receitas excedentes. Já as Companhias credoras da CCRBT passaram a receber, a título de repasse, uma parcela desse excedente, proporcional ao seu custo não coberto por seus próprios recursos. Esta alteração aloca, de forma mais eficiente, os recursos provenientes das Bandeiras Tarifárias, mitigando o subsídio cruzado entre as distribuidoras e priorizando a alocação dos recursos nas áreas de concessão de origem.

Atualmente, existem quatro faixas de bandeiras: vermelha - patamar 1, com acréscimo de R\$ 0,04/MWh, vermelha - patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$ 0,06/MWh, amarela, com acréscimo de R\$ 0,01/MWh e verde, sem acréscimo.

Em 2019 e 2018, vigoraram as seguintes bandeiras tarifárias:

	Cor da bandeira	
	2019	2018
Janeiro	Verde	Verde
Fevereiro	Verde	Verde
Março	Verde	Verde
Abril	Verde	Verde
Maio	Amarela	Amarela
Junho	Verde	Vermelha Patamar 2
Julho	Amarela	Vermelha Patamar 2
Agosto	Vermelha Patamar 1	Vermelha Patamar 2
Setembro	Vermelha Patamar 1	Vermelha Patamar 2
Outubro	Amarela	Vermelha Patamar 2
Novembro	Vermelha Patamar 1	Amarela
Dezembro	Amarela	Verde

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 111.696 (R\$ 166.068 em 31 de dezembro de 2018) de bandeira tarifária, sendo que deste montante R\$ 12.467 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT (R\$ 11.852 em 31 de dezembro de 2018), criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

4.17.2 Decreto nº 9.642/2018 – Eliminação gradual de subsídios

O Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, alterou o artigo 1º do Decreto nº 7.891/2013, que trata da aplicação de descontos tarifários, de modo a vedar a cumulatividade de descontos sobre as tarifas de distribuição de energia elétrica, de maneira a prevalecer o que confira maior benefício ao consumidor (essa situação apenas se aplicava aos consumidores atendidos em baixa tensão como rural, com atividade de irrigação ou aquicultura realizada em horário especial). O decreto também determina que, a partir de 2019, nos processos de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras, os descontos de que trata o § 2º do referido artigo, que são aqueles aplicados aos consumidores classificados como Rural; Cooperativa de Eletrificação Rural; Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento; e Serviço Público de Irrigação; sejam reduzidos à razão

de 20% ao ano, até que a alíquota seja zero. Os descontos atualmente conferidos aos consumidores são custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, que repassam às distribuidoras o montante de subsídios concedidos. Com a redução desses descontos, as distribuidoras deixam gradualmente de receber recursos da CDE e passam a receber diretamente desses consumidores.

4.17.3 Sobrecontratação de energia

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, realizados com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de um a sete anos, em relação ao início do suprimento da energia contratada. A possibilidade de contratação com antecedência de até sete anos passou a existir após a publicação do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017.

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total de energia da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 determinou uma redução de lastro para fins de cobertura de consumo das distribuidoras, de 95% para 90%, referente às cotas de garantia física de energia, das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência a partir de 1º de setembro de 2017.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a Companhia fez uso dos mecanismos disponíveis.

4.17.4 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

As distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidro energéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às distribuidoras de recursos provenientes do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos.

Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às Companhias distribuidoras.

Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015. Sendo assim, através da Resolução Normativa nº 2.004/15, a ANEEL homologou para a Companhia um incremento na tarifa equivalente a R\$ 16.397 por mês, que está sendo atualizado periodicamente.

Em 25 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.231, que homologou para a Companhia o valor de R\$ 12.592 por mês, no período de abril de 2017 a março de 2018, e R\$ 16.037 no período de abril de 2018 a março de 2020. Em 20 de março de 2019, foi publicada a Resolução Homologatória nº 2.521 que antecipou o fim dos pagamentos para agosto de 2019, fixando o valor de R\$ 16.397. No exercício de 2019, a Companhia totalizou o pagamento de R\$ 147.572, concluindo, portanto, o pagamento do encargo CDE-ACR.

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esses contratos.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	2019	2018
Caixa e bancos	55.512	15.196
Investimentos e fundos de investimentos (a)		
Certificado de Depósito Bancário – CDB	19.107	1.091
Fundo Aberto	30.829	-
	<u>49.936</u>	<u>1.091</u>
Fundo de investimento (Exclusivo) (a)		
Operações compromissadas	<u>182.377</u>	<u>814.383</u>
Total de investimentos e fundos de investimento	<u>232.313</u>	<u>815.474</u>
Total	<u>287.825</u>	<u>830.670</u>

A carteira global é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 equivale a 98,20% a.a. (98,41% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

- (a) Equivalentes de caixa se referem a Fundos de Investimentos, CDB - Certificados de Depósitos Bancários de alta liquidez e possuem baixo risco de crédito. Tais aplicações estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor, ou seja, são ativos financeiros com liquidez imediata, logo são classificadas como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa / IAS 7.

6 Investimento de curto prazo

	2019	2018
Fundo de Investimento (Exclusivo)		
Cotas de fundos de investimento	126.866	-
Títulos públicos	91.799	-
Provisão de IR	(178)	-
Contas a pagar/receber	(6)	-
Total	218.481	-

Os Fundos de investimentos, que representam operações de baixo risco em instituições financeiras de primeira linha e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia.

- (i) A carteira global é remunerada pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI), logo, a rentabilidade média ponderada da carteira no exercício findo em 31 de dezembro de 2019 equivale a 98,5% a.a. (98,41% a.a. em 31 de dezembro de 2018).

7 Consumidores, concessionárias e permissionárias

7.1 Composição das contas a receber

A constituição da provisão para créditos de liquidação duvidosa (PCLD) está de acordo com os critérios definidos segundo a melhor estimativa da Administração e considerando a Instrução Geral nº 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a seguir resumidos:

Descrição - R\$ Mil	Valores correntes							Valores renegociados							Total 2019	Total 2018
	Corrente a vencer		Corrente vencida					Renegociada a vencer		Renegociada vencida			Ajuste a valor presente	Provisão p/ devedores duvidosos		
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	Provisão p/ devedores duvidosos	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias					
Fornecimento de energia	243.691	4.144	126.555	30.879	8.716	38.334	(86.694)	22.668	417.223	10.893	27.877	(56.748)	(82.328)	930.949	619.591	
- Residencial	32.333	2.524	88.377	22.336	3.318	3.566	(36.609)	14.088	186.348	7.483	8.139	(8.365)	(23.944)	368.512	265.746	
- Industrial	9.912	98	3.625	1.534	681	16.841	(31.274)	684	2.747	231	1.241	(141)	(3.067)	37.594	13.581	
- Comercial	39.753	204	17.353	2.736	1.784	11.091	(5.625)	2.538	37.123	1.290	4.024	(5.357)	(3.518)	117.896	92.616	
- Rural	5.732	140	4.736	970	728	2.389	(2.603)	862	5.956	371	2.852	(76)	(814)	24.736	20.134	
- Poderes públicos	16.758	29	7.876	2.047	604	1.607	(4.594)	2.798	124.282	1.251	9.892	(31.463)	(43.708)	167.144	81.188	
- Iluminação pública	23.611	779	594	17	1.017	24	(746)	1.303	46.526	49	480	(9.158)	(234)	74.400	47.001	
- Serviço público	9.350	138	3.563	1.018	544	2.756	(3.639)	395	14.241	218	1.249	(2.188)	(7.043)	33.472	16.525	
- Serviço Taxado	432	232	431	221	40	60	-	-	-	-	-	-	-	1.416	17.787	
- Fornecimento não faturado	69.104	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.104	52.432	
- (-) Arrecadação processo Classif. E outros	36.706	-	-	-	-	-	(1.604)	-	-	-	-	-	-	35.102	12.581	
Suprimento Energia - Moeda Nacional	4.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.557	(7.068)	
Suprimento Energia - Moeda Estrangeira	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Encargos de Uso da Rede Elétrica	1.143	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.143	9.695	
Suprimento \ Encargo Rede Não Faturado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Circulante														468.522	428.276	
Não Circulante														242.388	193.942	
Total	249.391	4.144	126.555	30.879	8.716	38.334	(86.694)	22.668	417.223	10.893	27.877	(56.748)	(82.328)	710.910	622.218	

8 Tributos compensáveis

Os saldos do circulante e não circulante em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados conforme a seguir:

	2019	2018
Circulante		
ICMS a recuperar (CIAP) (a)	10.541	8.131
PIS e COFINS	6.197	3.829
PIS e COFINS (ICMS) (b)	742	-
Imposto de renda e contribuição social	13.707	-
Outros	-	1.096
	<u>31.187</u>	<u>13.056</u>
Total circulante		
Não circulante		
ICMS a recuperar (CIAP) (a)	16.690	7.885
PIS e COFINS (ICMS) (b)	461.789	435.231
Outros	-	5.811
	<u>478.479</u>	<u>448.927</u>
Total não circulante		
Total tributos compensáveis	<u><u>509.666</u></u>	<u><u>461.983</u></u>

- (a) A Companhia possui impostos a recuperar referentes a créditos de ICMS sobre aquisição de materiais destinados ao ativo operacional, apropriados à proporção de 1/48 avos; e
- (b) Ativo referente a PIS/COFINS baseada na opinião de seus assessores jurídicos após publicação do Acórdão do julgamento do Recurso extraordinário julgado pelo Supremo Tribunal Federal - STF, e suportado pelo trânsito e julgado na ação individual desta Companhia (vide nota explicativa nº 17).

9 Ativos e passivos financeiros setoriais

A conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA) é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse destas variações para as tarifas, onde a concessionária contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, conforme demonstrado a seguir:

	2019						Total líquido
	Ativo			Passivo			
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total	
Parcela A							
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	19.638	194	19.832	810	21.493	22.303	(2.471)
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	3.997	13	4.010	-	-	-	4.010
Rede básica	8.318	9.914	18.232	110	-	110	18.122
Compra de energia – CVA	93.320	83.169	176.489	655	14.154	14.809	161.680
ESS - Encargos do Serviço do Sistema	268	-	268	15.709	30.110	45.819	(45.551)
	125.541	93.290	218.831	17.284	65.757	83.041	135.790
Itens financeiros							
Sobrecontratação de energia	54.933	37.010	91.943	-	14.557	14.557	77.386
Neutralidade	-	-	-	1.491	3.721	5.212	(5.212)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	-	-	-	7.686	678	8.364	(8.364)
Outros	2.379	136.938	139.317	41.211	-	41.211	98.106
	57.312	173.948	231.260	50.388	18.956	69.344	161.916
Total	182.853	267.238	450.091	67.672	84.713	152.385	297.706

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

*Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de 2019*

2018						
	Ativo			Passivo		
	Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total líquido
Parcela A						
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	6.979	4.204	11.183	-	-	11.183
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	1.460	4	1.464	-	-	1.464
Rede básica	28.418	-	28.418	1.711	922	25.785
Compra de energia – CVA	298.841	53.337	352.178	9.910	-	342.268
ESS - Encargos do Serviço do Sistema	1.769	-	1.769	75.967	4.474	(78.672)
	<u>337.467</u>	<u>57.545</u>	<u>395.012</u>	<u>87.588</u>	<u>5.396</u>	<u>302.028</u>
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia	-	46.691	46.691	76.962	31	(30.302)
Neutralidade	56.585	11.038	67.623	-	-	67.623
Outros	91.913	130.232	222.145	82.677	213	139.255
	<u>148.498</u>	<u>187.961</u>	<u>336.459</u>	<u>159.639</u>	<u>244</u>	<u>176.576</u>
Total	<u><u>485.965</u></u>	<u><u>245.506</u></u>	<u><u>731.471</u></u>	<u><u>247.227</u></u>	<u><u>5.640</u></u>	<u><u>478.604</u></u>

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de 2019

	2018	Constituição	Reclassificações	Efeito do reajuste tarifário	Atualização	Amortizações	2019
Parcela A							
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	11.183	(3.213)	-	(1.482)	594	(9.553)	(2.471)
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes alternativas de energia elétrica	(1.464)	4.313	2.927	49	200	(2.016)	4.009
Rede básica	25.785	19.912	-	811	1.046	(29.432)	18.122
Compra de energia - CVA (a)	319.627	111.011	22.642	15.224	11.720	(318.544)	161.680
ESS - encargos do serviço do sistema (b)	(78.672)	(43.808)	-	(708)	(3.320)	80.959	(45.549)
	<u>276.459</u>	<u>88.215</u>	<u>25.569</u>	<u>13.894</u>	<u>10.240</u>	<u>(278.586)</u>	<u>135.791</u>
Itens financeiros							
Sob contratação de energia (c)	(30.302)	32.913	-	(2.524)	4.099	73.200	77.386
Neutralidade (d)	67.623	(19.248)	-	3.998	652	(58.238)	(5.213)
CEPISA violação do limite de continuidade	(45)	-	9	(49)	-	42	(43)
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente (e)	-	(27.957)	-	-	(116)	19.709	(8.364)
Ativos setoriais	130.231	-	-	-	6.584	-	136.815
Outros	34.638	(1.158)	(25.578)	7.002	(1.364)	(52.206)	(38.666)
	<u>202.145</u>	<u>(15.450)</u>	<u>(25.569)</u>	<u>8.427</u>	<u>9.855</u>	<u>(17.493)</u>	<u>161.915</u>
Total	<u>478.604</u>	<u>72.765</u>	<u>-</u>	<u>22.321</u>	<u>20.095</u>	<u>(296.079)</u>	<u>297.706</u>
Ativo (passivo)							
Circulante	238.738	-	-	-	-	-	115.181
Não circulante	239.866	-	-	-	-	-	182.525

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de 2019

	2017	Constituição	Baixa	Atualização	Amortizações	2018
Parcela A						
CDE - Conta de Desenvolvimento Energético	(7.588)	(293)	14.149	5.342	(427)	11.183
PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	(443)	(45)	1.996	(2.883)	(89)	(1.464)
Rede básica	37.841	2.364	(13.981)	1.203	(1.642)	25.785
Compra de energia - CVA	337.730	31.562	(46.349)	14.428	(17.744)	319.627
ESS - encargos do serviço do sistema	(77.116)	1.266	(70.123)	62.737	4.564	(78.672)
	<u>290.424</u>	<u>34.854</u>	<u>(114.308)</u>	<u>80.827</u>	<u>(15.338)</u>	<u>276.459</u>
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia	(3.607)	(917)	(29.563)	(795)	4.580	(30.302)
Neutralidade	(21.858)	18.132	36.157	38.560	(3.368)	67.623
CEPISA violação do limite de continuidade	-	-	-	-	(45)	(45)
Outros	(13.270)	(144.447)	314.538	9.497	(1.449)	164.869
	<u>(38.735)</u>	<u>(127.232)</u>	<u>321.132</u>	<u>47.262</u>	<u>(282)</u>	<u>202.145</u>
Total	<u>251.689</u>	<u>(92.378)</u>	<u>206.824</u>	<u>128.089</u>	<u>(15.620)</u>	<u>478.604</u>
Ativo (passivo)						
Circulante	501.025	-	-	-	-	238.738
Não circulante	(249.336)	-	-	-	-	239.866

- (a) No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, houve o aumento dos custos com o efeito disponibilidade e exposição financeira, resultantes dos custos repassados às distribuidoras para atendimento do mercado, afetado diretamente pelo acionamento de térmicas. Para exposição financeira, o aumento teve como fato as diferenças de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças) entre os submercados. Cabe ressaltar que o saldo em 31 de dezembro de 2018 contemplava o valor a amortizar e cuja amortização ocorreu em sua totalidade em 2019, tendo como consequência uma redução expressiva no saldo final em 31 de dezembro 2019;
- (b) O Encargo de Serviço do Sistema-ESS está relacionado ao pagamento de Usinas Térmicas despachadas e que operam com o preço de compra acima do PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). A medida de despachar essas térmicas é tomada pelo Operador Nacional do Sistema-ONS para garantir a segurança energética do sistema. No reajuste tarifário periódico da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL foi maior que os custos efetivamente pagos, acrescido do recebimento de Receitas via Conta de Energia de Reserva, a CONER, o que no procedimento de modicidade tarifária resulta na recomposição via passivo regulatório. Com isso, até o findo em 31 de dezembro de 2019, a conta de Encargos de Serviços de Sistema (ESS) realizou-se abaixo da cobertura tarifária, o que resultou em uma constituição passiva de R\$ 20.504. Em 2019, a Companhia realizou pagamentos de energia de reserva na ordem de R\$ 10.908;

- (c) No exercício em 31 de dezembro de 2019, devido a quantidade contratada ser superior a energia requerida, o cenário apresenta uma venda de energia no mercado spot (energia negociada no mercado à vista), sendo esta quantidade valorada ao PLD médio de R\$ 154,79. Em virtude da venda no mercado de curto prazo ocorrer a um PLD médio inferior ao preço médio de compra de energia da distribuidora, o resultado deve ser a constituição do ativo de sobrecontratação;
- (d) A neutralidade refere-se ao cálculo das diferenças mensais apuradas entre os valores de cada item faturados no período de referência e os respectivos valores contemplando no processo tarifário anterior, devidamente atualizadas pela taxa SELIC. Cabe ressaltar que o saldo em 31 de dezembro de 2018 contemplava o valor Ativo a amortizar de R\$ 56.585, cuja amortização (R\$ 56.238) ocorreu em sua totalidade em 2019 e um saldo Ativo de constituição (R\$ 11.038), que foi todo consumido pelas constituições passivas do ano 2019. As constituições foram passivas em R\$ 19.248, devido ao mercado real maior do que o de referência, fatores esses que afetaram diretamente o saldo final em 31 de Dezembro de 2019; e
- (e) A Resolução Normativa nº 414/2010 estabelece a obrigatoriedade na cobrança de demandas que excederem em mais de 5% os valores previamente contratados por ponto de conexão, sendo esta chamada “Ultrapassagem de Demanda”. Além disso, também determina que seja aplicada cobrança sobre os montantes de energia reativa e demanda de potência reativa que infringirem o limite que resulte em fator de potência igual a 0,92, sendo chamado “Excedente de Reativos”. O tratamento destas receitas adicionais auferida pelas distribuidoras é calculada conforme o Submódulo 2.1 do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

Com relação ao montante de reconhecimento das baixas dos ativos e passivos regulatórios no referido exercício, tais valores referem-se as diferenças entre os custos homologados pela ANEEL no processo RTA – Reajuste Tarifário quanto aos valores de Parcela A e demais componentes financeiros, que são incluídos nas tarifas no início do período tarifário e aqueles efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Os respectivos valores são realizados ao término do período tarifário, ou seja, na data do reajuste tarifário, ocorrendo a amortização dos saldos remanescentes com impacto no resultado da Companhia.

Neste processo, as CVA contabilizadas pela Companhia são validadas, devendo ser feita a baixa das diferenças apuradas entre o valor apurado pela Companhia e o concedido pela ANEEL no mesmo período. A apuração das diferenças desses diversos pontos é chamada de efeito do reajuste na Companhia.

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL homologou, em 26 de setembro de 2017, o resultado do reajuste tarifário anual de 2017 e fixou as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD desta Companhia. As novas tarifas com aumento de 27,63% tiveram sua vigência a partir de 28 de setembro de 2017, conforme REH nº 2.305/2017 - ANEEL. Tais tarifas foram prorrogadas até a realização do próximo processo tarifário da concessionária pela Resolução Homologatória nº 2.449/2018 - ANEEL, em 25 de setembro de 2018. A partir da assinatura do contrato de concessão pelo novo controlador, no mês de dezembro, a ANEEL apurou o índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). Por meio da Resolução Homologatória nº 2.490, de 27 de novembro de 2018, homologou as novas tarifas que entraram em vigor no dia 02 de dezembro de 2018 com vigência até 01 de dezembro de 2019.

A Resolução Homologatória Nº 2.523, de 26 de março de 2019 - ANEEL, Republicou as Tarifas de Energia – TE e Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD em função da Revisão Tarifária Extraordinária decorrente da quitação antecipada da Conta-ACR e da CDE Decreto. As tarifas de aplicação entraram em vigor no dia 1º de abril de 2019 e vão até a data do próximo processo tarifário conforme definido na Resolução Homologatória que aprovou o

último processo tarifário. Permanecem válidas as demais componentes tarifárias aprovadas no último processo tarifário da respectiva distribuidora.

As tarifas vigentes em 2019 são referentes ao processo de Revisão Tarifária Anual (RTA) ocorrida ainda em 2018, homologadas pela ANEEL através da REH 2.490/2018, com vigência de 02.12.2018 a 01.12.2019. Ainda em 2019, ocorreu em março uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) motivada pela antecipação por parte da agência dos empréstimos da CDE realizados por decorrência dos efeitos da MR 579/2012, que reajustou as tarifas do Piauí em – 1,72%.

Como previsto nas regras do Leilão das distribuidoras da Eletrobras (Leilão 02/2018) e no contrato de concessão da Equatorial Pará, até o terceiro processo tarifário da distribuidora, o novo controlador poderia solicitar uma RTE com avaliação completa da base de remuneração, que substituiria um reajuste anual, desde que solicitado com um ano de antecedência. Em 30 de novembro de 2018, a Equatorial solicitou a RTE para substituição do reajuste de 2019 com abertura total da base.

O processo de RTE vinha seguindo seu rito, onde a Equatorial Piauí entregou todas as informações solicitadas pela equipe de fiscalização da ANEEL e mesmo se tratando de processo mais complexo, devido a abertura de base, se tinha um entendimento que as análises da ANEEL estavam caminhando. Em que pese todo o esforço realizado pela distribuidora, durante a 38ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2019, realizada em 15 de outubro de 2019, a Concessionária foi surpreendida com a decisão proferida pela ANEEL em, simplesmente, indeferir o pedido de RTE através do Despacho 2.830/2019.

Diante da decisão da ANEEL, coube à Equatorial entrar com recurso contra a decisão da ANEEL e solicitar a reabertura do processo. Mesmo sem julgar o recurso da Equatorial Piauí, a diretoria da ANEEL decidiu por votar ainda em 2019 um processo de reajuste tarifário publicando novas tarifas através da REH 2.644/2019.

A Equatorial entende que uma vez realizado o pedido da RTE, a ANEEL não poderia negar o pleito e julgar um processo de reajuste, nesse sentido, foi necessário entrar na justiça para solicitar a suspensão da REH 2.644/2019, até que o recurso da RTE seja julgado pela diretoria da ANEEL, concedido através do Agravo de Instrumento 0002459-43.2019.4.01.0000.

Atualmente estão em vigor as tarifas homologadas pela REH 2.490/2018, até que o recurso frente a decisão de indeferir o pedido de RTE da Equatorial seja julgado.

10 Partes relacionadas

Os principais saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2019 e 31 de dezembro de 2018, assim como as transações que influenciaram o resultado do exercício, relativas a operações com partes relacionadas, decorrem de transações da Companhia com sua controladora, acionistas e suas partes relacionadas, profissionais-chaves da Administração (Presidente e Diretores) e outras partes relacionadas, que aprovou o CPC 05 (R1) / IAS 24 - Divulgação sobre Partes Relacionadas.

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia possui movimentações com partes relacionadas, principalmente dos contratos de compartilhamentos, dividendos, entre outros, com as empresas descritas abaixo:

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias
em 31 de dezembro de 2019

Outros créditos a receber

		2019			2018		
Companhias	Ref.	Ativo	Passivo	Efeito no Resultado	Ativo	Passivo	Efeito no Resultado
Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A.	(a)	1.006	-	11.877	965	-	8.577
55 Soluções S.A.	(b)	-	(1.327)	(6.199)	-	-	-
Fundação CEPISA de Seguridade Social	(c)	-	(413)	(34.592)	-	-	-
Equatorial Telecomunicações S.A.	(d)	-	(197)	(712)	-	-	-
Geradora de Energia do Maranhão S.A.	(e)	-	-	(724)	-	-	-
Integração Transmissora de Energia S.A.	(f)	-	(94)	(1.041)	-	(24)	(143)
Equatorial Transmissora 8 SPE S.A.	(f)	-	(20)	(80)	-	-	-
Total		1.006	(2.051)	(31.471)	965	(24)	8.434

Fornecedores

		2019			2018		
Companhias	Ref.	Ativo	Passivo	Efeito no Resultado	Ativo	Passivo	Efeito no Resultado
55 Soluções S.A.	(b)	-	(1.327)	(6.199)	-	-	-
Equatorial Telecomunicações S.A.	(d)	-	(197)	(712)	-	-	-
Total		-	(1.524)	(6.911)	-	-	-

- (a) Os valores com a Equatorial Maranhão Distribuidora de Energia S.A. são provenientes do uso da rede de distribuição da Equatorial Piauí para distribuição de energia em municípios fronteiriços entre Piauí e Maranhão.
- (b) Os valores com a 55 Soluções S.A. são provenientes do contrato de serviços de recursos humanos, administrativos e despesas incorridas, com prazo de duração indeterminado;
- (c) Os valores com a Fundação CEPISA de Seguridade Social são provenientes das contribuições da patrocinadora Equatorial Piauí com sua Fundação de Previdência Complementar. As condições do plano de previdência da EQTL-PI com a FACEPI.
- (d) Os valores com a Equatorial Telecomunicações S.A., são provenientes do contrato de serviços de telefonia onde usa uma integração através do uso intensivo das telecomunicações de internet que usa os serviços de fibra ótica;
- (e) Os valores com Geradora de Energia do Maranhão S.A., são provenientes do contrato de compra de energia elétrica que é pactuado em condições normais de mercado; e
- (f) Os valores com as empresas Integração Transmissora de Energia S.A. e Equatorial Transmissora 8 SPE S.A. são provenientes dos contratos de suprimento de energia elétrica que são pactuados em condições normais de mercado.

Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração inclui os Conselheiros de Administração, o Presidente e Diretores. A remuneração anual total foi fixada em até R\$ 7.000, conforme Ata da Reunião do Conselho de Administração, realizada em 29 de março de 2019.

Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao exercício de 31 de dezembro de 2019 paga pela Companhia:

	Conselho de Administração (a)	%	Diretoria Estatutária	%	Total
Números de membros	4		8		12
Remuneração fixa anual	-	-	1.788	56%	1.788
Salário ou Pró-labore	-	-	1.788	56%	1.788
Remuneração variável	-	-	1.388	44%	1.388
Bônus	-	-	1.388	44%	1.388
Valor total da remuneração por órgão	-	-	3.176	100%	3.176

- (a) Em virtude da reestruturação da Companhia, os valores relativos à remuneração do Conselho de Administração estão sendo registrados pela sua controladora.

Garantias

A Equatorial Energia S.A., controladora da Equatorial Piauí, presta garantia como avalista ou fiadora da Companhia sem ônus nos contratos de financiamentos abaixo listados:

Instituição	Valor do financiamento	% do aval	Início	Término	Valor liberado	31/12/2019
BNDES	403.066	100	23/12/2019	15/10/2039	200.000	200.407
1ª Emissão de Debêntures	400.000	100	26/12/2018	06/12/2021	400.000	401.235
2ª Emissão de Debêntures	620.000	100	21/06/2019	21/06/2023	620.000	623.047
CITI 77MM USD	300.000	100	05/04/2019	05/04/2022	300.000	315.681
Apólice Austral Apólice -1007500019253	2.151	100	23/10/2018	23/10/2021	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -2007500000655	200.000	100	27/12/2018	27/12/2020	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020483	8	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020484	4	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020485	4	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020486	8	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias
em 31 de dezembro de 2019

Apólice Austral Apólice -1007500020487	12	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020488	20	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020489	11	100	20/02/2019	20/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020566	8	100	25/02/2019	25/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020567	6	100	25/02/2019	25/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020613	11	100	26/02/2019	26/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020616	9	100	27/02/2019	27/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020617	11	100	26/02/2019	26/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020662	11	100	28/02/2019	28/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020663	8	100	28/02/2019	28/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020664	11	100	28/02/2019	28/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020665	10	100	28/02/2019	28/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500020666	10	100	28/02/2019	28/02/2024	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500021510	727	100	22/04/2019	22/04/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500023105	109	100	19/06/2019	19/06/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500023561	105	100	10/07/2019	10/07/2021	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice 1007500023708	130	100	17/07/2019	17/07/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500023709	176	100	17/07/2019	17/07/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500023710	915	100	17/07/2019	17/07/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500023802	147	100	22/07/2019	22/07/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -1007500023803	329	100	22/07/2019	22/07/2022	N/A	N/A
Apólice Austral Apólice -0107750024971	40	100	09/10/2019	28/05/2020	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000187	57	100	15/02/2019	15/02/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000190	208	100	22/02/2019	22/02/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000272	67	100	28/02/2019	28/02/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000274	252	100	07/03/2019	07/03/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000277	1.314	100	12/03/2019	12/03/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000281	28	100	15/03/2019	15/03/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000283	156	100	20/03/2019	20/03/2021	N/A	N/A

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias
em 31 de dezembro de 2019

Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000285	59	100	21/03/2019	21/03/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000286	318	100	21/03/2019	21/03/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000301	2.236	100	27/03/2019	27/03/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000308	137	100	01/04/2019	01/04/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000310	289	100	05/04/2019	05/04/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000326	139	100	03/05/2019	02/05/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000334	1.372	100	16/05/2019	16/05/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000336	946	100	17/05/2019	17/05/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000337	104	100	20/05/2019	20/05/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000343	83	100	22/05/2019	22/05/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000357	115	100	03/06/2019	03/06/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000546	68	100	23/07/2019	23/07/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000547	92	100	24/07/2019	24/07/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000557	295	100	05/08/2019	05/08/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000558	148	100	08/08/2019	08/08/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000561	282	100	14/08/2019	14/08/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000565	90	100	21/08/2019	21/08/2021	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000573	1.160	100	02/09/2019	02/09/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000575	67	100	06/09/2019	06/09/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000578	85	100	17/09/2019	17/09/2022	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000582	155	100	19/09/2019	19/09/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000581	43	100	18/09/2019	18/09/2024	N/A	N/A

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.*Demonstrações contábeis regulatórias**em 31 de dezembro de 2019*

Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000584	1.258	100	20/09/2019	20/09/2024	N/A	N/A
Apólice Zurich Apólice - 054952019003407750000590	108	100	02/10/2019	02/10/2021	N/A	N/A
Total	1.939.788	-	-	-	1.520.000	1.540.370

11 Imobilizado

A composição do imobilizado é conforme a seguir demonstrada:

Ativo imobilizado em serviço - R\$ Mil	Valor Bruto em 2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe-rências (C)	Reavaliação	Outros	Valor bruto em 2019	Adições líquidas = (A)-(B)+(C)	Depre-ciação Acum.	Valor líquido em 2019	Valor líquido em 2018	Obrigações Especiais brutas	Amorti-zação Acum.	Obrigações Especiais líquidas
Geração	-	-	-	-	-	647	647	647	(565)	82	-	-	-	-
Terrenos	-	-	-	-	-	82	82	82	-	82	-	-	-	-
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	-	-	-	-	-	565	565	565	(565)	-	-	-	-	-
Distribuição	2.500.395	-	(111.282)	558.628	(22.406)	(12.944)	2.912.391	411.996	(1.221.447)	1.690.944	1.274.835	(729.318)	216.688	(512.630)
Terrenos	7.499	-	-	-	-	(148)	7.351	(148)	-	7.351	7.499	-	-	-
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	28.042	-	-	477	-	(9.659)	18.860	(9.182)	(7.416)	11.444	16.581	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	2.455.774	-	(111.282)	555.534	(22.406)	8.560	2.886.180	430.406	(1.214.031)	1.672.149	1.248.250	-	-	-
Veículos	8.431	-	-	1.748	-	(10.179)	-	(8.431)	-	-	2.386	-	-	-
Móveis e Utensílios	649	-	-	869	-	(1.518)	-	(649)	-	-	119	-	-	-
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(729.318)	216.688	(512.630)
Administração	47.951	-	-	22.836	-	11.419	82.206	34.255	(55.471)	26.735	14.788	-	-	-
Terrenos	2.328	-	-	-	-	65	2.393	65	-	2.393	2.328	-	-	-
Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	12.192	-	-	-	-	2.752	14.944	2.752	(12.584)	2.360	2.116	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	12.760	-	-	13.708	-	14.117	40.585	27.825	(22.121)	18.464	4.637	-	-	-
Veículos	1.488	-	-	222	-	8.210	9.920	8.432	(8.113)	1.807	-	-	-	-
Móveis e Utensílios	19.183	-	-	8.906	-	(13.725)	14.364	(4.819)	(12.653)	1.711	5.707	-	-	-
Subtotal	2.548.346	-	(111.282)	581.464	(22.406)	(878)	2.995.244	446.898	(1.277.483)	1.717.761	1.289.623	(729.318)	216.688	(512.630)

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

*Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de 2019*

Ativo imobilizado em curso - R\$ Mil	Valor bruto em 2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe- rências (C)	Reavaliação	Outros	Valor bruto em 2019	Adições líquidas = (A)-(B)+(C)	Depre- ciação Acum.	Valor líquido em 2019	Valor líquido em 2018	Obrigações Especiais brutas	Amorti- zação Acum.	Obrigações Especiais líquidas
Distribuição	431.675	456.522	(68.388)	(564.933)	-	(8.887)	245.989	(185.686)	-	245.989	431.675	(79.564)	-	(79.564)
Máquinas e Equipamentos	366.751	402.872	(66.608)	(560.002)	-	48.179	191.192	(175.558)	-	191.192	366.751	-	-	-
Outros	64.924	53.650	(1.780)	(4.931)	-	(57.066)	54.797	(10.128)	-	54.797	64.924	-	-	-
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(79.564)	-	(79.564)
Administração	5.707	19.658	(138)	(16.603)	-	8.789	17.413	11.706	-	17.413	5.707	-	-	-
Máquinas e Equipamentos	429	18.057	(138)	(10.057)	-	8.038	16.329	15.900	-	16.329	429	-	-	-
Outros	5.278	1.601	-	(6.546)	-	751	1.084	(4.194)	-	1.084	5.278	-	-	-
Obrigações especiais	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Subtotal	437.382	476.180	(68.526)	(581.536)	-	(98)	263.402	(173.980)	-	263.402	437.382	(79.564)	-	(79.564)
Total do Ativo Imobilizado	2.985.728	476.180	(179.808)	(72)	(22.406)	(976)	3.258.646	272.918	(1.277.483)	1.981.163	1.727.005	(808.882)	216.688	(592.194)

A composição da conta máquinas e equipamentos da atividade de distribuição é conforme a seguir demonstrada:

Distribuição - Máquinas e Equipamentos - R\$ Mil	Valor bruto em 2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe-rências (C)	Rea- valiação	Valor bruto em 2019	Adições líquidas = (A)-(B)+(C)
AIS Bruto	2.455.774	-	(111.282)	564.094	(22.406)	2.886.180	430.406
Transformador de Distribuição	271.105	-		38.659	-	309.764	38.659
Medidor	148.473	-	(73.718)	170.793	(22.406)	223.142	74.669
Redes Baixa Tensão (< 2,3 kV)	3.010	-	-	(3.010)	-	-	(3.010)
Redes Média Tensão (2,3 kV a 44 kV)	1.402.831	-	(37.564)	311.716	-	1.676.983	274.152
Redes Alta Tensão (69 kV)	196.906	-	-	38.687	-	235.593	38.687
Redes Alta Tensão (88 kV a 138 kV)	9	-	-	817	-	826	817
Subestações Média Tensão (primário 30 kV a 44 kV)	39.849	-	-	726	-	40.575	726
Subestações Alta Tensão (primário de 69 kV)	354.303	-	-	35.317	-	389.620	35.317
Subestações Alta Tensão (primário 88 kV a 138 kV)	14.415	-	-	(4.738)	-	9.677	(4.738)
Subestações Alta Tensão (primário >= a 230 kV)	-	-	-	-	-	-	-
Demais Máquinas e Equipamentos	24.873	-	-	(24.873)	-	-	(24.873)
Obrigações Especiais do AIS Bruto	(726.025)	-	118.722	(122.015)	-	-	(3.293)
Participações, Doações, Subvenções, PEE, P&D e Universalização	(696.734)	-	118.722	(122.015)	-	-	(3.293)
Outros	(29.291)	-	-	-	-	-	-
Outros	(29.291)	-	-	-	-	-	-

A composição das adições do exercício, por tipo de gastos capitalizado, é conforme a seguir demonstrada:

Adições do ativo imobilizado em curso - R\$ Mil	Material / equipa- mentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Juros capitalizados	Outros gastos	Total
Terrenos	28	1	-	-	146	175
Edificações, obras civis e benfeitorias	565	3.678	-	-	6	4.249
Máquinas e equipamentos	70.220	131.865	209.110	-	9.734	420.929
Móveis e utensílios	611	1.645	-	-	-	2.256
A ratear	-	-	-	-	-	-
Desenvolvimento de projetos	-	6	200	-	-	206
Transformação, fabricação e reparo de materiais	-	-	-	-	(241)	(241)
Material em depósito	77.630	-	-	-	558	78.188
Adiantamentos a fornecedores	-	-	-	-	-	-
Outros	-	58	-	-	(29.640)	(29.582)
Total das adições	149.054	137.253	209.310	-	(19.437)	476.180

As principais taxas anuais de depreciação foram:

Taxas anuais de depreciação (%)

Distribuição

Banco de capacitores paralelo>69	6,67
Chave de distribuição>69	6,67
Condutor do sistema>69	3,57
Estrutura do sistema poste	3,57
Regulador de tensão	4,35
Transformador de distribuição	4,00

Administração

Edificação	3,33
Equipamento geral	6,25
Software	20,00
Veículos	14,29

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

Descrição do bem	Em R\$ mil
1 CONDUTOR < 69KV AL XLPE 1X1X10mm ² +10mm ² 1F	1.813
2 CONDUTOR < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.682
3 CONDUTOR < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.363
4 CONDUTOR < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.337
5 CONDUTOR < 69KV AL XLPE 1X1X10mm ² +10mm ² 1F	1.241
6 CONDUTOR < 69KV AL NU 336,4 MCM 1F	1.188
7 CONDUTOR < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.073
8 CONDUTOR < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.068
9 ESTRUTURA SUPORTE EQUIPAMENTO	1.042
10 CONDUTOR < 69KV AL LIGA NU 250 MCM 1F	1.021
Total das adições	12.828

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

	Descrição do bem	Em R\$ mil
1	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.887
2	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.606
3	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.450
4	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.302
5	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.269
6	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.081
7	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.067
8	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.056
9	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	1.021
10	MEDIDOR ELETROMECAÂNICO - ENERGIA - MONOFÁSICO / UNIPOLAR	<u>886</u>
	Total das baixas	<u>12.625</u>

12 Intangível

A composição do intangível é conforme a seguir demonstrada:

	Valor bruto em 2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe- rências (C)	Reava- liação	Outros	Valor bruto em 31/12/2019	Adições líquidas = (A)-(B)+(C)	Depreciação Acum.	Valor líquido em 2019	Valor líquido em 2018
Ativo intangível em serviço											
Distribuição	8.402	-	-	72	-	(4.962)	3.511	(4.890)	-	3.511	4.102
Servidões	3.440	-	-	72	-	-	3.511	72	-	3.511	3.440
Softwares	4.962	-	-	-	-	(4.962)	-	(4.962)	-	-	662
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administração	20.039	-	-	16.132	-	16.668	52.839	32.800	(31.005)	21.834	4.363
Softwares	20.039	-	-	16.132	-	16.668	52.839	32.800	(31.005)	21.834	4.363
Subtotal	28.441	-	-	16.204	-	11.706	56.350	27.910	(31.005)	25.345	8.465
Ativo intangível em curso											
Distribuição	178	2.970	(88)	-	-	(13)	3.048	2.866	-	3.048	178
Servidões	55	947	(88)	-	-	(13)	902	843	-	902	55
Softwares	123	2.023	-	-	-	-	2.146	2.023	-	2.146	123
Outros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Administração	18.472	4.087	(13)	(16.132)	-	111	6.525	(11.947)	-	6.525	18.472
Softwares	18.215	4.087	-	(15.875)	-	98	6.525	(11.690)	-	6.525	18.215
Outros	257	-	(13)	(257)	-	13	-	(257)	-	-	257
Subtotal	18.650	7.057	(101)	(16.132)	-	98	9.573	(9.081)	-	9.573	18.650
Total do Ativo intangível	47.091	7.057	(101)	72	-	11.804	65.923	18.829	(31.005)	34.918	27.115

13 Fornecedores

	2019	2018
Suprimento de energia elétrica (a)	161.650	127.358
Encargos de uso da rede elétrica	16.464	17.058
Materiais e serviços (b)	197.281	250.654
Repasse de energia livre	11.376	18.809
Total fornecedores	386.771	413.879

- (a) Em 31 de dezembro de 2019, houve o aumento dos custos com as operações de risco hidrológico qual está diretamente relacionado com a capacidade de geração das usinas hidroelétricas que estão gerando abaixo de sua capacidade estabelecida, acrescido do aumento do valor do PLD, o que resulta em custos elevados a serem repassados às distribuidoras para atendimento do mercado. As despesas com os contratos de Energia tiveram preço médio maior de R\$ 186,19 em 2019 em relação a R\$ 167,05 de 2018, que representou uma variação de 11% em virtude de uma maior despesa com a parcela variável das térmicas.
- (b) A partir da mudança de controle para a Equatorial Energia S.A. os títulos em aberto foram pagos em dia, de acordo com a nova política de vencimentos, diluindo, assim, o montante de contas a pagar em aberto. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a Companhia possui média de pagamento a fornecedores de 72 dias 81 dias em 31 de dezembro de 2018).

14 Empréstimos, financiamentos e debêntures

Instituição / linha credora	Juros circulante	Principal não circulante	Principal + juros LP	Saldo total	Adimplente?	Data captação / Repactuação	Tipo de garantia	
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.414	-	313.267	315.681	-	-	-	
CITI 77MM USD	2.414	-	313.267	315.681	SIM	Abr-19	Fidejussória	
Instituição / Linha credora	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data Próximo Pcto Juros	Frequência Pcto Juros	Data próxima amortização	Vencimento final	Frequência de Amortiz.	Sistemática amortização
Financ. / Emprést. Moeda estrangeira								
CITI 77MM USD	US\$	113,50 %	06/01/2020	Trimestral	05/04/2022	05/04/2022	Bullet	Bullet
Instituição / Linha credora	Juros circulante	Principal circulante	Principal + Juros LP	Saldo total	Adimplente?	Data captação / Repactuação	Tipo de garantia	
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	4.436	175.846	2.192.875	2.373.157	-	-	-	
ECF-2834/10-NOV	-	4.812	5.213	10.025	SIM	mai-10	Recebíveis	
ECF-2906/10	-	19.814	109.297	129.111	SIM	abr-11	Recebíveis	
ECF-2916/11	-	4.925	7.798	12.723	SIM	mar-11	Recebíveis	
ECF-2938/11	-	4.405	6.975	11.380	SIM	ago-11	Recebíveis	
ECF-2960/11	-	19.409	30.730	50.139	SIM	nov-11	Recebíveis	
ECF-2988/12	-	4.919	13.937	18.856	SIM	abr-12	Recebíveis	
ECF-3026/12	-	23.630	53.167	76.797	SIM	jan-13	Recebíveis	
ECF-3054/13	-	6.581	-	6.581	SIM	jun-13	Recebíveis	
RES-0751/14	-	87.588	335.753	423.341	SIM	jan-16	Recebíveis	
CCEE - RGR	-	-	920.368	920.368	SIM	mai-18	Recebíveis	
CCEE - RGR Tarifário	-	-	136.836	136.836	SIM	jun-18	Recebíveis	
1ª Emissão de Debêntures	1.235	-	400.000	401.235	SIM	dez-18	Aval/Fiança	
2ª Emissão de Debêntures	3.048	-	620.000	623.048	-	mai-19	Aval/Fiança	
BNDES 19/20	153	-	200.255	200.408	-	dez-19	Aval/Fiança	

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2019

Instituição / Linha credora	Juros circulante	Principal circulante	Principal + Juros LP	Saldo total	Adimplente?	Data captação / Repactuação	Tipo de garantia	
Custo de Transação/AVP	-	-	(646.886)	(646.886)	SIM	mai-18	Não há	
CCAP 2º Emissão de Debêntures	-	(237)	(568)	(805)	-	mai-19	Não há	
Instituição / Linha credora	Indexador ou Juros	Spread % a.a.	Data próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data próxima amortização	Vencimento final	Frequência de Amortiz.	Sistemática amortização

Financ. / Emprést. Moeda Nacional

ECF-2834/10-NOV	SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/01/22	Mensal	SAC
ECF-2906/10		IPCA	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/05/26	Mensal SAC
ECF-2916/11		SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/07/22	Mensal SAC
ECF-2938/11		SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/07/22	Mensal SAC
ECF-2960/11		SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/07/22	Mensal SAC
ECF-2988/12		SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/10/23	Mensal SAC
ECF-3026/12		SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/03/23	Mensal SAC
ECF-3054/13		SELIC	0,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/10/20	Mensal SAC
RES-0751/14		CDI	119,5%	30/01/19	Mensal	30/01/19	30/10/24	Mensal SAC
CCEE - RGR		Não há	5,0%	31/01/24	Mensal	31/01/24	30/10/48	Mensal SAC
CCEE - RGR Tarifário		Não há	5,0%	31/01/24	Mensal	31/01/24	30/10/48	Mensal SAC
1ª Emissão de Debêntures		CDI	109,8%	06/12/19	Anual	06/12/21	06/12/21	Bullet
2ª Emissão de Debêntures		CDI	1,10%	28/05/20	Anual	30/05/22	29/05/23	Bullet
BNDES 19/20		IPCA	3,9%	16/03/20	Trimestral	15/07/21	15/10/39	Mensal SAC
Custo de Transação/AVP		Não há	0,0%	Não há	Não há	31/01/19	30/10/48	Mensal SAC
CCAP 2º Emissão de Debêntures		Não há	0,0%	Não há	Não há	28/01/20	28/05/23	Mensal SAC

Instituição / Linha credora	Juros circulante	Principal circulante	Principal + Juros LP	Saldo total
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.414	-	313.267	315.681
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	4.436	175.846	2.192.875	2.373.157
Total por Dívida	6.850	175.846	2.506.142	2.688.838

Cronograma de Amortização de Principal e Juros não circulante

	2021	2022	2023	2024	2025+	Total	Observações
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	-	313.267	-	-	-	313.267	
CITI 77MM USD	-	313.267	-	-	-	313.267	Tipo de Garantia: Fidejussória
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	532.012	451.357	406.840	132.803	669.862	2.192.874	
ECF-2834/10-NOV	4.811	402	-	-	-	5.213	
ECF-2906/10	19.814	19.814	19.814	19.814	30.041	109.297	
ECF-2916/11	4.926	2.872	-	-	-	7.798	
ECF-2938/11	4.405	2.570	-	-	-	6.975	
ECF-2960/11	19.409	11.321	-	-	-	30.730	
ECF-2988/12	4.919	4.919	4.099	-	-	13.937	
ECF-3026/12	23.630	23.630	5.907	-	-	53.167	
ECF-3054/13	-	-	-	-	-	-	
RES-0751/14	87.588	87.588	87.588	72.989	-	335.753	
CCEE - RGR	-	-	-	45.171	875.196	920.367	

Cronograma de Amortização de Principal e Juros não circulante							Observações
	2021	2022	2023	2024	2025+	Total	
CCEE - RGR Tarifário	-	-	-	6.716	130.120	136.836	
1ª Emissão de Debêntures	400.000	-	-	-	-	400.000	
2ª Emissão de Debêntures	-	310.000	310.000	-	-	620.000	
BNDES 19/20	5.559	11.118	11.118	11.118	161.342 (557.14)	200.255	
Custo de Transação/AVP	(22.435)	(22.435)	(22.435)	(22.435)	6)	(646.886)	
CCAP 2º Emissão de Debêntures	(236)	(236)	(96)	-	-	(568)	

Cronograma de Amortização de Principal e Juros não circulante							Observações
Instituição / Linha credora	2021	2022	2023	2024	2025+	Total	
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	-	313.267	-	-	-	313.267	
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	552.390	451.563	415.995	113.373	639.554	2.192.875	
Total por Dívida	552.390	764.830	415.995	113.373	639.554	2.506.142	

14.1 Abertura dos ativos financeiros

Instituição/Linha Devedora	Caixa	Principal Equivalen te de caixa	Juros Equivalen te de caixa	Principal Investimento circulante	Juros investimento circulante	Total
Ativos financeiros	55.512	-	-	-	-	55.512
Caixa e aplicações financeiras	450.794	-	-	-	-	450.794
Saldo Final de Caixa - Conta 11011	506.306	-	-	-	-	506.306

Resumo	Juros Circulante	Principal Circulante	Principal + Juros não circulante	Total 2019	Total 2018
(+) Dívida Bruta	6.850	201.764	2.548.429	2.757.043	3.008.611
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	2.414	-	313.267	315.681	13.032
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	4.436	175.847	2.192.874	2.373.157	2.840.953
Tributária	-	20.268	42.288	62.556	144.199
Fundo de Pensão	-	5.649	-	5.649	2.539
Mútuos Passivos (Empresas Ligadas)	-	-	-	-	7.888
(-) Ativos Financeiros	-	(515.369)	-	(515.369)	(830.670)
Alta Liquidez	-	(506.306)	-	(506.306)	(830.670)
Mútuos ativos (Empresas ligadas)	-	(9.063)	-	(9.063)	-
(+) Dívida Líquida I	6.850	(313.605)	2.548.429	2.241.674	2.177.941
(+) Dívida Líquida II	6.850	(313.605)	2.548.429	2.241.674	2.177.941

O saldo total da dívida apresentados nesta nota explicativa é composto pelos seguintes saldos:

Empréstimos e financiamentos, incluindo mútuos com empresas ligadas, no montante de R\$ 2.688.838 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 2.861.873 em 31 de dezembro de 2018);

Dívidas tributárias de R\$ 62.555 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 144.199 em 31 de dezembro de 2018), apresentados na rubrica “tributos a recolher” conforme demonstrado no balanço patrimonial; e

Fundos de pensão no montante de R\$ 5.649 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 2.539 em 31 de dezembro de 2018), apresentados na rubrica “benefício pós-emprego” conforme demonstrado no balanço patrimonial.

15 Provisão para litígios

A Companhia é parte (polo passivo) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base nas experiências anteriores referentes às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme a seguir demonstrado:

	2019		2018	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Cíveis	206.115	25.250	186.994	13.314
Fiscais	5.208	-	10	-
Trabalhistas	172.242	22.864	126.400	19.157
Outros	-	3	8.706	-
Total	383.565	48.117	322.110	32.471
Circulante	174.074	-	-	-
Não circulante	209.491	48.117	322.110	32.471

Movimentação dos processos no exercício

	2018		2019			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis	186.994	66.522	(30.746)	(30.937)	14.282	206.115
Fiscais	10	2.728	-	(1)	2.471	5.208
Trabalhistas	126.400	58.584	(14.529)	(30.906)	32.693	172.242
Outros	8.706	-	-	(8.706)	-	-
Total	322.110	127.834	(45.275)	(70.550)	49.446	383.565

	2017		2018			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis	57.799	147.154	(97.623)	(57.799)	137.463	186.994
Fiscais	17.348	80.958	(41)	(98.260)	5	10
Trabalhistas	94.466	58.819	(28.304)	(60.516)	61.935	126.400
Outros	-	8.706	-	-	-	8.706
Total	169.613	295.637	(125.968)	(216.575)	199.403	322.110

(1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais;

- (2) Reversões realizadas no exercício; e
- (3) Atualizações monetárias.

Cíveis

A Companhia figura como ré em 10.558 processos cíveis em 31 de dezembro de 2019 (15.435 processos em 31 de dezembro de 2018), os quais, em sua grande maioria, referem-se a pleitos de danos materiais e morais, assim como ressarcimento de valores pagos por consumidores.

Os processos cíveis mais significativos envolvem ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 31 de dezembro de 2019 é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, como Possível, no montante de R\$ 183.367 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 880.836 em 31 de dezembro de 2018) para as quais não foi constituída provisão.

Contingências cíveis (prognóstico provável de perda)	2019	2018
Falha no fornecimento	9.759	7.395
Morte por eletroplessão	23.790	13.896
Cobrança indevida	49.188	50.241
Fraude questionada	13.613	3.736
Corte indevido	2.648	962
Acidente com terceiros	8.895	20.326
Falha no atendimento	5.034	64.220
Quebra de contrato	90.787	21.341
Outras	2.401	4.877
Total	<u>206.115</u>	<u>186.994</u>
Contingências cíveis (prognóstico possível de perda)	2019	2018
Falha no fornecimento	5.231	121.907
Morte por eletroplessão	949	11
Cobrança indevida	154.775	136.183
Fraude questionada	11	148.240
Corte indevido	750	48.395
Acidente com terceiros	190	21.658
Falha no atendimento	3.110	159.087
Quebra de contrato	18.209	53.392
Outras	142	191.963
Total	<u>183.367</u>	<u>880.836</u>

Principais assuntos cíveis	Descrição
Quebra de contrato	Demandas que versem sobre a quebra de contrato celebrado entre a Companhia e Prestadores de Serviços.
Morte por eletroplessão	Demanda que verse sobre acidente envolvendo pessoa de comunidade, que tenha resultado em morte - exceto colaborador ou terceirizado.
Cobrança indevida	Qualquer demanda que trate de reclamações de clientes por cobranças que acreditam ser indevidas.
Falha no fornecimento	Demanda que trata sobre a ocorrência de prejuízos materiais e morais decorrentes da falha no fornecimento de energia elétrica tais como oscilações e queda de energia. Estão excluídos os casos de morte e acidente.

Acidente com terceiros	Qualquer demanda que tenha como escopo acidente envolvendo pessoa de comunidade – excluindo-se colaboradores ou terceirizados - sem que tenha resultado em morte.
Fraude questionada	Ação do consumidor questionando atribuição de consumo não registrado pela concessionária e pedindo anulação da cobrança.
Ressarcimento de obra	Pedido realizado para devolução dos valores despendidos com as instalações elétricas realizado por particular e que devem ser incorporadas ao patrimônio da concessionária de energia.
Falha no atendimento	Demanda envolvendo falha da área comercial ou técnica da empresa.
Corte indevido	Qualquer demanda que verse sobre a reclamação de clientes por suspensão no fornecimento, apesar da sua situação de adimplência.

- (a) A Companhia é parte em demanda ajuizada pela Construtora Gautama em trâmite na 2ª Vara Cível de Teresina, registrada sob o número 0009370-47.2010.8.18.0140, que tem por objeto a regularidade da rescisão contratual unilateral.
- Alega em síntese que a Companhia rescindiu de forma indevida os contratos em decorrência de operação da Polícia Federal e, em razão disso, requer indenização por danos materiais, lucros cessantes e reajuste de preços. Atualmente o processo encontra-se concluso ao Desembargador relator, sendo importante relatar que a Apelação protocolada pela Companhia fora recebida no efeito devolutivo e suspensivo. Com isso, o efeito da sentença que condenou a empresa ao pagamento de valor certo encontra-se suspensa. A demanda encontra-se classificada como de risco de perda provável e valor total de provisão de R\$ 61.240, considerando-se a atualização do valor fixado na sentença;
- (b) A Companhia é parte em demanda ajuizada pela Moana - Premoldados e Construções Ltda. em trâmite na 2ª Vara Cível de Teresina, registrada sob o número 0006504-37.2008.8.18.0140, que tem por objeto o suposto descumprimento contratual. Alega em síntese que a Companhia atrasou no pagamento de faturas de obras e, em razão disso, requer indenização em danos morais e materiais a serem liquidados.
- Atualmente o processo encontra-se pendente de análise do recurso de Apelação. Anteriormente houve sentença condenando a empresa ao pagamento de danos morais e materiais a serem liquidados.
- A demanda encontra-se classificada como de risco de perda provável e com valor total de provisão igual a R\$ 10.000, considerando-se a sentença proferida e o posicionamento reiterado do Poder Judiciário local; e
- (c) A Companhia é parte em demanda ajuizada pela Município de Agua Branca e outros em trâmite na 2ª Vara dos Feitos da Fazenda Pública em Teresina, registrada sob o número 0012732-04.2003.8.18.0140, que tem por objeto a suposta cobrança indevida de valores.
- Alega em síntese que a Companhia compensou valores a maior na Transação de Crédito Tributário firmada com o Estado e, em razão disso, requer a devolução das quantias supostamente adimplidas a maior, bem como a repetição do indébito desses valores. Atualmente o processo encontra-se em fase de instrução, estando pendente de realização de laudo pericial. A demanda encontra-se classificada como de risco de perda provável e com valor total de provisão igual a R\$ 38.080, considerando-se o posicionamento do Poder Judiciário em processo similar.

Fiscais

A Companhia figura como ré em 154 processos fiscais em 31 de dezembro de 2019 (95 processos em 31 de dezembro de 2018), no entanto, existem outros processos cuja possibilidade de perda é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, como possível no montante de R\$ 159 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 37.929 em 31 de dezembro de 2018) para as quais não foi constituída provisão.

Os assuntos discutidos nos processos mais relevantes de diagnóstico possível são Débito Tributário e ICMS. Na esfera fiscal há processos discutindo incidência ou não do ICMS sobre a TUST e TUSD, classificados com perda remota.

Contingências fiscais (prognóstico provável de perda)	2019	2018
CIP	188	-
ISS	277	-
Débito tributário	1.749	-

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2019

ICMS	735	4
Outras	2.259	6
Total	5.208	10

Contingências fiscais (prognóstico possível de perda)	2019	2018
ICMS	1	-
Repasso PIS/COFINS na fatura	-	303
CIP	-	410
Débito tributário	158	35.468
Outras	-	1.748
Total	159	37.929

Principais assuntos fiscais	Descrição
ICMS	Qualquer ação que exija o pagamento de ICMS ou questione a cobrança de ICMS, excluídas as ações em que a Equatorial é ré, onde se questione a cobrança de ICMS sobre a demanda contratada.

- (i) A variação nos valores e prognósticos de perdas possíveis e prováveis decorre do trabalho de revisão das contingências que foram realizado no ano de 2019 de acordo com modelo de avaliação e provisionamento do Grupo Equatorial Energia. Parte das contingências classificadas com prognóstico de perda possível foram reclassificadas para risco provável ou remoto.
- (a) A Companhia é parte em demanda ajuizada pelo Estado do Piauí em trâmite na 4ª Vara dos Feitos da Fazenda Pública em Teresina, registrada sob o número 0020659-98.2015.8.18.0140, que tem por objeto o pagamento de ICMS. Alega em síntese que a Companhia não realizou o pagamento tempestivo do ICMS e, em razão disso, requer o arresto do tributo não pago devidamente. Atualmente o processo encontra-se em grau de Apelação, sendo discutido apenas os honorários advocatícios devidos junto a Procuradoria Geral do Estado, haja vista que o repasse do ICMS já fora regularizado. A demanda encontra-se classificada como de risco provável e com valor total de provisão igual a R\$ 2.200, considerando-se a sentença proferida.

Trabalhistas

O passivo trabalhista em 31 de dezembro de 2019 é composto por 1.772 reclamações ajuizadas (3.035 reclamações em 31 de dezembro de 2018) por ex-empregados contra a Companhia, com pedidos que variam entre horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Além dos processos provisionados conforme demonstrado anteriormente, existem outros processos trabalhistas, cuja possibilidade de perda em 31 de dezembro de 2019 é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica, como risco de perda possível, no montante de R\$ 5.006 em 31 de dezembro de 2019 (R\$ 130.639 em 31 de dezembro de 2018) para as quais não foram constituídas provisões.

Contingências trabalhistas (prognóstico provável de perda)	2019	2018
FGTS	16.453	-
Responsabilidade subsidiária	1.549	33.822
Implantação do Plano de Cargos, Carreira e Salários	17.814	25.880
Acidente de trabalho	10.471	11.427
Hora extra	3.828	8.135
Gratificação	1.340	4.540
Jornada de trabalho	1.716	4.324
Terceirização	167	2.002
Penosidade	78	1.571

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2019

Auxílio alimentação (a)	104.729	1.366
Periculosidade	868	1.136
Plano de saúde	56	1.263
Desligamento voluntário	4.112	1.043
Reintegração no emprego	133	3
Verbas rescisórias	5.548	628
Danos Morais	55	331
Equiparação salarial	1.848	295
Doença ocupacional/profissional	-	28
Processo Administrativo Disciplinar	705	-
Outras	772	28.606
Total	172.242	126.400

Contingências trabalhistas (prognóstico possível de perda)	2019(i)	2018
Responsabilidade subsidiária	-	45.203
Outras	12	29.332
Implantação do Plano de Cargos, Carreira e Salários	69	7.551
Acidente de trabalho	-	14.124
Hora extra	-	2.024
Processo administrativo disciplinar	-	6.594
FGTS	-	3.934
Justa causa	-	1.779
Periculosidade	-	575
Plano de saúde	-	8.095
Desligamento voluntário	-	4.661
Verbas rescisórias	73	4.961
Danos morais	-	560
Doença ocupacional/profissional	-	1.246
Equiparação Salarial	4.494	-
Greve	358	-
Total	5.006	130.639

Principais assuntos trabalhistas	Descrição
Auxílio alimentação	Qualquer demanda que tenha por objeto principal o pleito de auxílio alimentação.
Acidente de trabalho	Qualquer demanda que tenha por objeto a ocorrência de acidente de trabalho envolvendo empregados da empresa.
Horas extras	Qualquer demanda que tenha por objeto principal o pleito de hora extra.
FGTS	Qualquer demanda que tenha por objeto principal o pleito de recolhimento de FGTS ou multa rescisória.
Implantação do plano de cargos, carreira e salários	Pedido de pagamento de verbas devidas a título de plano de cargos e salário da empresa.
Responsabilidade subsidiária	Qualquer demanda que envolva empregado de empresa terceirizada sendo a Equatorial incluída no polo passivo como responsável subsidiária ou solidária.

- (ii) A variação nos valores e prognósticos de perdas possíveis e prováveis decorre do trabalho de revisão das contingências que foram realizado no ano de 2019 de acordo com modelo de avaliação e provisionamento do Grupo Equatorial Energia. Parte das contingências classificadas com prognóstico de perda possível foram reclassificadas para risco provável ou remoto.
- (a) A Companhia, figura como parte no processo 0001793-08.2012.5.22.0004, que tem como autor o Sindicato dos Trabalhadores nas Indústrias Urbanas do Estado do Piauí – SINTEPI e como objeto o reconhecimento do auxílio alimentação como verba salarial, o pagamento dos reflexos no período imprescrito e o pagamento do auxílio alimentação para os inativos.

Em sua defesa, a empresa argumentou que o auxílio alimentação tinha caráter apenas indenizatório e que os acordos coletivos expressamente informavam que era um benefício sem natureza salarial. Após instrução processual, os argumentos da defesa apresentados não foram acolhidos, e em 2013 foi exarada sentença pagar em quarenta e oito horas após o trânsito em julgado desta decisão, acrescido dos encargos legais, além de honorários advocatícios de 15% sobre o valor da condenação, os valores suprimidos em maio/2012 a título de auxílio-alimentação aos substituídos, nas mesmas condições antes efetivadas, até a data de implementação em contracheque, bem como os reflexos em férias + 1/3, 13º salário, FGTS, horas extras e demais verbas salariais que tenham pertinência com a diferença concedida e determinou que a Reclamada assegure o pagamento, imediatamente, aos substituídos, nas mesmas condições antes efetivadas, dos valores suprimidos em maio/2012 a título de auxílio-alimentação, com integração ao salário para todos os efeitos legais e reflexos em férias + 1/3, 13º salário, FGTS, horas extras e demais verbas salariais que tenham pertinência com a diferença deferida.

Em face da sentença foram interpostos embargos de declaração e posterior recurso ordinário. O acórdão do TRT da 22ª Região ampliou a condenação para estender aos inativos os mesmos direitos reconhecidos em sentença aos empregados ativos. Em face do acórdão foram interpostos embargos de declaração e Recurso de Revista. O TST conheceu o recurso apenas em relação à prescrição aplicável e declarou prescrição da pretensão de incorporação do auxílio-alimentação aos salários dos trabalhadores que tiveram o vínculo de emprego rescindido antes de 12/7/2010. O processo transitou em julgado em 29/09/2017.

O processo está em fase de execução. A Companhia através da Ação Rescisória nº 0080059-74.2019.5.22.0000 suspendeu a execução dos inativos. Em relação aos ativos, tanto o Sindicato, como a empresa e o perito contábil já apresentaram os seus cálculos.

A demanda foi classificada como de risco de perda provável, curto prazo e no valor de R\$ 96.582.

16 Obrigações vinculadas à concessão

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.

Obrigações especiais - R\$ Mil	Depreciação - Taxa média anual	Custo histórico	Reavaliação	Total
Em serviço		(729.318)	-	(729.318)
Participação da União, Estados e Municípios	3,88%	(3.604)	-	(3.604)
Participação Financeira do Consumidor	3,88%	(7.162)	-	(7.162)
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido	3,88%	(12.747)	-	(12.747)
Programa de Eficiência Energética - PEE	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica	3,88%	(676.514)	-	(679.514)
Outros	3,88%	(29.291)	-	(29.291)
(-) Amortização Acumulada - AIS		216.688	-	216.688
Participação da União, Estados e Municípios		1.523	-	1.523
Participação Financeira do Consumidor		3.207	-	3.207
Doações e Subv. a Invest. no Serviço Concedido		4.918	-	4.918
Programa de Eficiência Energética - PEE		-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento		-	-	-
Universalização Serv. Púb. de Energia Elétrica		197.417	-	197.417
Outros		9.623	-	9.623
Total		(512.630)	-	(512.630)

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.
Demonstrações contábeis regulatórias em
31 de dezembro de 2019

A movimentação ocorrida no exercício pode assim ser resumida:

Obrigações especiais - R\$ Mil	Valor bruto em 2018	Adições (A)	Baixas (B)	Transfe- rências (C)	Valor bruto em 2019	Adições líquidas = (A)-(B)+(C)	Amortização acumulada	Valor líquido em 2019	Valor líquido em 2018
Em serviço	(726.025)	-	118.722	(122.015)	(729.318)	(3.293)	216.688	(512.630)	(726.025)
Participação da União, Estados e Municípios	(3.604)	-	-	-	(3.604)	-	1.523	(2.081)	(3.604)
Participação Financeira do Consumidor	(7.162)	-	-	-	(7.162)	-	3.207	(3.955)	(7.162)
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(21.141)	-	-	8.394	(12.747)	8.394	4.918	(7.829)	(21.141)
Programa de Eficiência Energética – PEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	(664.827)	-	118.722	(130.409)	(676.514)	(11.687)	197.417	(479.097)	(664.827)
Outros	(29.291)	-	-	-	(29.291)	-	9.623	(19.668)	(29.291)
(-) Amortização acumulada – AIS	205.669	11.019	-	-	216.688	11.019	-	216.688	205.669
Participação da União, Estados e Municípios	1.382	141	-	-	1.523	141	-	1.523	1.381
Participação Financeira do Consumidor	2.925	282	-	-	3.207	282	-	3.207	2.925
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	6.396	(1.478)	-	-	4.918	(1.478)	-	4.918	6.396
Programa de Eficiência Energética – PEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Universalização do Serviço Públ. de Energia Elétrica	184.342	13.075	-	-	197.417	13.075	-	197.417	184.342
Outros	10.624	(1.001)	-	-	9.623	(1.001)	-	9.623	10.625
Em curso	(22)	-	-	-	(22)	-	-	(22)	(149.402)
Participação da União, Estados e Municípios	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação Financeira do Consumidor	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Doações e Subv. a Investimentos no Serviço Concedido	(22)	-	-	-	(22)	-	-	(22)	(22)
Programa de Eficiência Energética – PEE	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pesquisa e Desenvolvimento	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Universalização do Serviço Público de Energia Elétrica	-	-	-	-	-	-	-	-	(149.380)
Outros	(206.604)	5.047	-	122.015	(79.542)	127.062	-	(79.542)	(57.225)
Ultrapassagem de demanda	(18.512)	6.229	-	-	(12.283)	6.229	-	(12.283)	(18.512)
Excedente de reativos	(30.177)	13.309	-	-	(16.868)	13.309	-	(16.868)	(30.177)
Diferença das perdas regulatórias	(157.915)	(14.491)	-	122.015	(50.391)	107.524	-	(50.391)	(8.536)
Total	(726.982)	16.066	118.722	-	(592.194)	134.788	216.688	(375.506)	(726.983)

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

Descrição do bem	Em R\$ mil
1 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	521
2 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	446
3 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	453
4 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.363
5 POSTE DT CONC 11M 300 DAN	439
6 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.682
7 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.068
8 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.337
9 POSTE DT CONC 10M 300 DAN	657
10 condutor < 69KV AL ALMA NU 4/0 AWG 1F	1.073
Total das adições	9.039

17 PIS/COFINS a serem restituídos a consumidores

Em março de 2017, o Supremo Tribunal Federal - STF publicou o Acórdão do julgamento do Recurso Extraordinário, em sede de repercussão geral, de forma favorável à tese da Companhia, que também obteve decisão judicial favorável com trânsito em julgado em outubro de 2018.

Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, em 31 de dezembro de 2018, a Companhia constituiu: ativo referente a PIS/COFINS no montante de R\$ 435.231, um passivo de R\$ 418.741 relativo ao ressarcimento a seus consumidores, o montante de R\$ 8.227 como dedução da receita bruta referente a PIS/COFINS, e R\$ 8.263 como receita financeira, onde incidiu PIS/COFINS de R\$ 384. Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia realizou um complemento neste lançamento, referente a atualização da taxa SELIC, constituindo um ativo de R\$ 27.300, passivo de R\$ 26.854 relativo ao ressarcimento a seus consumidores, R\$ 8.227 como dedução da receita bruta referente a PIS/COFINS, e R\$ 8.709 como receita financeira, onde também incidiu PIS/COFINS de R\$ 405.

O ativo contempla créditos com a Receita Federal desde o ingresso da ação, e o passivo os montantes que Companhia irá repassar aos seus consumidores, que corresponde ao efeito tributário incidente sobre as faturas de energia elétrica dos últimos 10 anos, consoante disposições do Código Civil Brasileiro. Assim, após a homologação o crédito na Receita Federal e seu efetivo aproveitamento, considerando ainda eventual definição de mecanismos de ressarcimento pela ANEEL, espera-se que a realização deste ocorra em 156 meses.

	2019	2018
Ativo		
PIS/COFINS consumidores a restituir	462.531	435.231
Passivo		
PIS/COFINS consumidores a restituir	445.595	418.741
Resultado		
(+) Deduções da receita		
PIS/COFINS consumidores a restituir	-	8.227
(+) Receita financeira		
PIS/COFINS consumidores a restituir	446	8.263
(-) PIS/COFINS sobre a receita financeira	(21)	(384)
Efeito líquido no resultado antes do imposto de renda e da contribuição social	425	16.106

17.1.1 Expectativa de PIS/COFINS a restituir

	2019	
	Valor	%
Vencimento		
Circulante	742	0%
2020	-	-
2021	8.210	2%
2022	90.046	20%
2023	10.793	2%
Após 2023	335.804	76%
Não circulante	444.853	100%
Total	445.595	100%

18 Patrimônio líquido**18.1 Capital social**

O capital subscrito em 31 de dezembro de 2019 é de R\$ 1.994.416 (R\$ 1.993.713 em 31 de dezembro de 2018) sem valor nominal, e sua composição por classe de ações e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

	2019			
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	%
Acionistas				
Equatorial Energia	1.247.054.404	58.707.541	1.305.761.945	94,47%
Minoritários	72.551.797	3.829.138	76.380.935	5,53%
Total	1.319.606.201	62.536.679	1.382.142.880	100,00%
	2018			
	Ações ordinárias	Ações preferenciais	Total	%
Acionistas				
Equatorial Energia	669.370	31.511	700.881	89,94%
Minoritários	74.790	3.583	78.373	10,06%
Total	744.160	35.094	779.254	100%

Em 26 de julho de 2018, foi realizado o Leilão nº 2/2018 - PPI/PND, promovido pelo BNDES, onde foi alienado, pela Eletrobrás, o controle acionário desta Companhia. Dessa forma, a Eletrobrás realizou, em 26 de setembro de 2018, o aumento de capital mediante a capitalização dos créditos decorrentes do saldo devedor dos financiamentos concedidos com recursos ordinários do contrato ECF 2834/2010. O referido aumento ocorreu mediante a emissão de 30.612 ações.

A modelagem de venda aprovada pela Resolução CPPI nº 20/2017 prevê no art. 3º que a Eletrobrás deverá, previamente à efetivação da transferência do controle acionário, realizar ajustes na distribuidora mediante conversão de dívida em capital social ou assunção de dívidas da distribuidora junto à Eletrobrás e/ou terceiros. No caso desta Companhia, o valor do ajuste é de R\$ 50.

Em 29 de outubro de 2018 deliberou o aumento do capital social da Companhia, pela nova controladora, Equatorial Energia S.A., e durante o prazo do exercício do direito de preferência a subscrição de sobras de ações não subscritas, no valor de R\$ 721.619. Em 2018, a parcela integralizada desse valor foi de R\$ 720.916. No exercício findo em 31 de dezembro de 2019, a parcela integralizada desse valor foi de R\$ 703.

Em observância ao disposto no Edital do Leilão nº 2/2018-PPI/PND (“Edital”), Subseção I, Item 1.7, foram ofertadas ações da Distribuidora aos Empregados e Aposentados, conforme estabelecido no Anexo 9 do Edital - Manual de Oferta aos Empregados e Aposentados.

Durante o prazo para exercício do direito de preferência (iniciado em 27 de dezembro de 2018, data de publicação do aviso aos acionistas correspondente, e encerrado em 28 de janeiro de 2019) foram subscritas 602.857.959 ações, sendo 575.441.354 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, e 27.416.605 ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal no montante total de R\$ 721.582.

Findo o prazo para exercício do direito de preferência, foi constatada a existência de sobras de ações não subscritas, sendo então garantido aos acionistas subscritores que solicitaram, no ato da subscrição, a reserva de sobras durante o período do exercício do direito de preferência, a possibilidade de subscrever sobras de ações na mesma proporção dos direitos de preferência a subscrição de ações que efetiva e tempestivamente houverem exercido.

Durante o prazo para subscrição de sobras de ações (iniciado em 11 de fevereiro de 2019, inclusive, e encerrado em 18 de fevereiro de 2019, inclusive), foram subscritas 5.868 ações, sendo 1.395 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal e 4.473 ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal, no montante total de R\$ 7.

Findo o prazo para subscrição de sobras de ações, foi constatado que alguns acionistas subscritores solicitaram, no ato da subscrição das sobras, uma quantidade adicional de sobras de ações não subscritas, sendo então garantido aos acionistas subscritores que as solicitaram, a possibilidade de subscrever sobras adicionais, limitada ao número total de ações não subscritas. Durante o prazo para subscrição de sobras adicionais de ações (iniciado em 27 de fevereiro de 2019, inclusive, e encerrado em 1º de março de 2019, inclusive), foram subscritas 24.889 ações, sendo 2.885 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal e 22.004 ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal, no montante total de R\$ 30.

Durante o prazo para exercício do direito de preferência, de subscrição de sobras e de subscrição de sobras adicionais, foi subscrito um total de 602.888.716 novas ações, sendo 575.445.634 novas ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal, e 27.443.082 novas ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal no valor total de R\$ 721.619.

Refletindo o processo descrito acima, o capital social da Companhia Energética do Piauí passou de R\$ 1.272.797, dividido em 779.254.164 ações, sendo 744.160.567 ações ordinárias,

nominativas e sem valor nominal, e 35.093.597 ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal, de emissão da Companhia, para R\$ 1.994.416, dividido em 1.382.142.880 ações, sendo 1.319.606.201 ações ordinárias, nominativas e sem valor nominal e 62.536.679 ações preferenciais, nominativas e sem valor nominal.

De acordo com o estatuto social, independentemente de reforma estatutária, o capital social autorizado da Companhia é de R\$ 2.500.000 e o capital subscrito e integralizado é de R\$ 1.994.416 correspondendo a um total de 1.382.142.880 ações, divididas em 1.319.606.201 ações ordinárias e 62.536.679 ações preferenciais.

As ações são consideradas indivisíveis e a cada ação ordinária corresponderá um voto nas deliberações das Assembleias. Às ações preferenciais não cabe direito a voto.

As ações preferenciais gozarão de prioridade na distribuição de dividendos e no recebimento de dividendos anuais no montante equivalente no mínimo a 10% (dez por cento) calculados sobre o valor da parcela de capital por elas representado; e prioridade por reembolso de capital em caso de liquidação da Companhia.

19 Receita operacional bruta

Em 31 de dezembro de 2019 e 2018, a composição do fornecimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é conforme demonstrada a seguir:

	Nº Consumidores		MWh		R\$	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Receita Operacional Bruta						
Fornecimento - Faturado	1.300.842	1.246.161	3.657.799	3.316.113	2.769.500	2.504.722
Residencial	1.114.530	1.095.787	1.776.131	1.655.783	1.469.311	1.363.812
Industrial	2.880	2.888	207.943	162.266	121.735	107.394
Comercial	94.830	89.975	811.797	721.996	634.515	565.849
Rural	64.701	34.227	177.545	173.527	104.389	95.568
Poder público	16.045	15.950	265.371	254.180	205.112	179.949
Iluminação pública	624	513	228.498	168.029	121.120	85.303
Serviço público	7.067	6.676	186.523	175.014	113.318	106.847
Consumo próprio	165	145	3.991	5.318	-	-
Suprimento Faturado	-	-	-	-	173.847	90.586
Uso da Rede Elétrica de Distribuição Faturado	-	-	-	-	599.584	548.463
Consumidores Cativos	-	-	-	-	567.103	507.223
Consumidores Livres	-	-	-	-	18.662	12.796
Encargos de conexão de agentes de geração	-	-	-	-	13.819	28.444
(-) Transferências	22	15	132.936	214.089	(559.580)	(518.738)
(-) Transf p/ TUSD de consumidores cativos	22	15	132.936	214.089	(570.870)	(507.223)
(-) Transf p/ Obrig. Espec. do AIC - Ultrapassagem Demanda	-	-	-	-	4.145	(3.375)
(-) Transf p/ Obrig. Espec. do AIC - Excedente de Reativos	-	-	-	-	7.145	(8.140)
Fornecimento/Suprimento/Rede Elétrica - Não faturado	-	-	-	-	16.670	(5.233)
Constituição e Amortiz. - CVA Ativa e Passiva (a)	-	-	-	-	(94.594)	8.183
Constituição e Amortiz. - RTP Diferimento ou Devolução	-	-	-	-	-	-
Constituição e Amortiz. - Demais Ativos e Passivos Regulatórios. (a)	-	-	-	-	(59.829)	209.828
Serviços Cobráveis	-	-	-	-	641	12.187
Subvenções vinculadas ao serviço concedido (b)	-	-	-	-	94.593	79.457
Outras receitas	-	-	-	-	-	-
Total	1.300.864	1.246.176	3.790.735	3.530.202	2.940.832	2.929.455

- (a) Variação foi negativa, principalmente, em função dos valores de amortização do ciclo atual serem menores do que a amortização praticada no ciclo anterior, quando se referiam às receitas do período em que o reajuste apresentou aumento de tarifa. Além destes,

existem valores com contrapartida em outras contas como CCBRT, obrigações especiais de ultrapassagem de demanda e excedente de reativo, e resultado financeiro;

- (b) Valores referentes às subvenções de descontos tarifários na distribuição recebidos do fundo da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, conforme inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438/2002 e Decreto nº 7.891/2013, com a finalidade de custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos geradores, consumidores de fonte incentivada e serviço de irrigação.

20 Energia elétrica comprada para revenda

	GWh (*)		R\$	
	2019	2018	2019	2018
Energia de leilão (a)	3.932	3.915	(844.551)	(859.988)
Contratos Eletronuclear	117	110	(28.083)	(27.268)
Contratos cotas de garantias	1.115	1.186	(112.668)	(106.724)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/ Energia reserva	-	-	(10.361)	(16.313)
Energia de curto prazo - CCEE (b)	-	-	(293.362)	(182.536)
Programa incentivo fontes alternativas energia - PROINFA	85	84	(29.234)	(24.543)
Encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição (c)	-	-	(161.307)	(205.020)
(-) Parcela a compensar crédito PIS/COFINS não cumulativo (d)	-	-	116.256	99.543
Total energia elétrica comprada para revenda	<u>5.249</u>	<u>5.295</u>	<u>(1.363.310)</u>	<u>(1.322.849)</u>

- (a) A variação refere-se aos custos com contratos de compra de energia, incluindo os de Eletronuclear e cotas de garantia física no ambiente regulado, que tiveram uma redução no volume contratado de 3,20% em relação ao exercício anterior. Porém, as despesas com o efeito disponibilidade e exposição, os quais são repassados às distribuidoras para atendimento do mercado, afetado diretamente pelo acionamento de térmicas, cujo preço de geração é superior ao Preço de Liquidação das Diferenças - PLD, acarretaram em maiores custos em 2019;
- (b) A variação ocorrida na Energia de Curto Prazo - CCEE (Câmara de Comércio de Energia Elétrica) é em virtude dos efeitos nas operações do mercado de curto prazo, no tocante os encargos relacionados às exposições financeiras e efeito disponibilidade ocorridas em 2019. Essa redução está diretamente relacionado a situação hidrológica do país que gera preços diferentes entre os submercados, tendo a empresa seus contratos distribuídos em todos os submercados gerando despesas adicionais nos encargos de exposição financeira e efeito disponibilidade;
- (c) Contempla os custos com Encargos de Uso e Conexão do sistema de transmissão. Estes custos sofreram uma redução em comparação com o exercício anterior, em decorrência das novas tarifas aprovadas na nova resolução Resolução Homologatória - REH de nº 2.405 de 19 de junho de 2018 que verificou até julho/2019, relacionadas à Rede Básica e Conexão que tiveram uma redução de 21,69% em relação a resolução anterior, incorporadas ao reajuste tarifário anual de 2018. Embora tenha havido um aumento da tarifas devido a resolução RAP (Receita Anual Permitida) de nº 2.564 de 25 de junho de 2019, porém o efeito desse aumento ocorreu nos últimos quatro meses do ano de 2019; e
- (d) Refere-se ao saldo de PIS/COFINS que a Companhia utilizou como crédito devido a revenda de energia elétrica.

21 Compra e venda de energia elétrica de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE

Nos exercícios de 2019 e 2018, a Equatorial Piauí efetuou a venda de energia de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme a seguir demonstrado:

	2019		2018	
	MWh	R\$ Mil	MWh	R\$ Mil
Venda	346.307	51.583	423.439	90.586
Venda estimada (*)	<u>26.518</u>	<u>6.028</u>	-	-
Total	<u>372.825</u>	<u>57.611</u>	<u>423.439</u>	<u>90.586</u>

	2019		2018	
	MWh(*)	R\$mil	MWh(*)	R\$mil
Compra	-	-	-	-
Compra estimada	-	-	-	-
	-	-	-	-

22 Pessoal e administradores

Pessoal e Administradores	2019	2018
Pessoal	17.644	324.518
Remuneração (a)	(85.194)	100.480
Encargos	30.437	59.679
Previdência - Fundação – Mantenedora	1.623	2.670
Assistência médica	3.823	7.338
Programa de demissão voluntária	-	340
Despesas rescisórias	26.300	86.351
Participação nos Lucros e Resultados - PLR	15.990	26.428
Outros	24.665	41.232
Administradores	3.743	2.345
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	1.504	2.325
Benefícios dos administradores	2.239	20
Total	21.387	326.863

- (a) Do montante de remuneração incorrido no exercício de 2019, (R\$ 170.964) refere-se à ativação de custos de pessoal em função dos ajustes para formação da base de remuneração apresentada na solicitação de revisão tarifária extraordinária.

Quanto à revisão tarifária extraordinária, a Equatorial Piauí entregou as informações solicitadas pela equipe de fiscalização da ANEEL. Entretanto, na 38ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2019, realizada em 15 de outubro de 2019, a Companhia recebeu a decisão de indeferimento proferida pela ANEEL do pedido de RTE através do Despacho 2.830/2019.

Diante de cenário, a Equatorial Energia S.A. (controladora direta da Companhia) entrou com recurso contra a decisão e solicitou a reabertura do processo. Atualmente, a Companhia está no aguardo das etapas posteriores.

23 Lucro por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (Earnings per Share), a tabela a seguir reconcilia o lucro líquido do exercício com os montantes usados para calcular o lucro por ação básico e diluído.

	2019		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas	Total
Numerador			
Lucro líquido do exercício	70.911	3.358	74.271
Denominador			
Média ponderada por classe de ações	1.175.745	55.676	1.231.421
Lucro básico e diluído por ação	0,06031	0,06031	0,06031

	2018		
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Total
Numerador			
Prejuízo do exercício	(91.448)	(4.302)	(95.750)
Denominador			
Média ponderada por classe de ações	744	35	779
Prejuízo básico e diluído por ação	(0,12287)	(0,12287)	(0,12287)

24 Reajuste tarifário

24.1 Reajuste tarifário anual

As tarifas vigentes em 2019 são referentes ao processo de Revisão Tarifária Anual (“RTA”) ocorrida ainda em 2018, homologadas pela ANEEL através da Resolução Homologatória (“REH”) 2.490/2018, com vigência de 02.12.2018 a 01.12.2019. Ainda em 2019, ocorreu em março uma Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) motivada pela antecipação por parte da agência dos empréstimos da CDE realizados por decorrência dos efeitos da MR 579/2012, que reajustou as tarifas do Piauí em – 1,72%.

Como previsto nas regras do Leilão das distribuidoras da Eletrobrás (Leilão 02/2018) e no contrato de concessão da CEPISA, até o terceiro processo tarifário da distribuidora, o novo controlador poderia solicitar uma RTE com avaliação completa da base de remuneração, que substituiria um reajuste anual, desde que solicitado com um ano de antecedência. Em 30.11.2018 a Equatorial solicitou a RTE para substituição do reajuste de 2019 com abertura total da base.

Durante a 38ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2019, realizada em 15.10.2019, a D.ANEEL indeferiu o pedido de RTE através do Despacho 2.830/2019.

Diante da decisão da ANEEL, coube à Equatorial entrar com recurso contra a decisão da ANEEL e solicitar a reabertura do processo. Após a entrega da documentação solicitada, a ANEEL decidiu por votar ainda em 2019 um processo de reajuste tarifário publicando novas tarifas através da REH 2.644/2019.

A Equatorial entende que uma vez realizado o pedido da RTE, a ANEEL não poderia negar o pleito e julgar um processo de reajuste, nesse sentido, foi necessário entrar na justiça para solicitar a suspensão da REH 2.644/2019, até que o recurso da RTE seja julgado pela diretoria da ANEEL, concedido através do Agravo de Instrumento 0002459-43.2019.4.01.0000.

Atualmente estão em vigor as tarifas homologadas pela REH 2.490/2018, até que o recurso frente a decisão de indeferir o pedido de RTE da Equatorial seja julgado.

24.2 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 no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP vigente, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- (a) 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;
- (b) As inclusões 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;
- (c) 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 do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária - base incremental (item b);
- (d) 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
- (e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, 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 compõe a Base de Anuidade Regulatória - BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração.

Descrição	Valores (*)
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	1.809.608.202
(2) Índice de Aproveitamento Integral	26.141.382
(3) Obrigações Especiais Bruta	632.541.962
(4) Bens Totalmente Depreciados	533.756.433
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	617.168.425
(6) Depreciação Acumulada	917.779.018
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	891.829.183
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	13.607.791
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	878.221.393
(10) Almoxarifado em Operação	4.631.732
(11) Ativo Diferido	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	575.888.765
(13) Terrenos e Servidões	10.771.966
(14) Base de Remuneração líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	317.736.326
(15) Saldo RGR PLPT	25.898.367
(16) Saldo RGR Demais Investimentos	291.837.959
(17) Taxa de Depreciação	3,99%
(18) Quota de Reintegração Regulatória	24.625.020
(19) WACC real antes de impostos	11,36%
(20) Taxa RGR PLPT	1,35%
(21) Taxa RGR Demais Investimentos	3,62%
(22) Remuneração do Capital (15)*(20)+(16)*(21)+((14)-(15)-(16))*(19)	10.914.162

(*) valores em unidade de reais, com duas casas decimais

24.3 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.

Descrição	Valores(*)
(1) Base de Anuidade Regulatória (BAR)	94.298
(2) Base de Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (BARA)	23.574
(3) Base de Anuidade - Veículos (BARV)	23.574
(4) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (BARI)	47.149
(5) Anuidade - Infraestrutura de imóveis e móveis administrativos (CAL)	2.184
(6) Anuidade - Veículos (CAV)	4.707
(7) Base de Anuidade - Sistemas de Informática (CAI)	11.574
(8) CAIMI = (5)+(6)+(7)	18.465

24.4 Resumo do reajuste tarifário

Aplicando-se as metodologias definidas no Módulo 2 do PRORET, que trata da revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica, a revisão tarifária da Outorgada é sintetizada na tabela a seguir, onde são apresentados todos os itens da receita requerida da concessionária, as outras receitas, os componentes financeiros e a receita verificada. A tabela apresenta também o quanto cada item de receita contribui para o reposicionamento tarifário apresentado.

Descrição	Receita Último IRT	Receita Verificada
1. PARCELA A (1.1 + 1.2 + 1.3)	1.210.585.703	1.174.145.319
1.1. Encargos Setoriais	206.899.123	194.099.679
TESEE	1.726.556	1.835.810
CDE	131.061.164	110.772.856
PROINFA	24.543.448	24.192.116
P&D (Eficiência Energética)	18.952.555	16.884.623
ESS	30.615.400	40.414.274
1.2. Transmissão	146.844.293	146.677.181
Rede Básica	97.981.906	105.744.213
Rede Básica Fronteira	35.270.702	28.485.078
Rede Básica ONS (A2)	438.264	342.457
Rede Básica Export. (A2)	99.720	94.681
Conexão	12.622.219	11.637.565
Uso do sistema de distribuição e CCD	431.482	373.187
1.3. Compra de Energia	856.842.287	833.368.459
CCEAR Existente	209.657.729	232.506.118
CCCEAR Nova	419.617.221	392.947.940
Madeira e Belo Monte	112.327.392	102.328.477
Cota Angra I/Angra II	21.943.508	21.621.051
Cotas Lei n° 12783/2013	93.296.437	83.964.873
2. PARCELA B	498.604.387	549.505.570
2.4 Receitas Irrecuperáveis	24.973.481	21.395.017
3. Reposicionamento Econômico	(0,62%)	
4. Componentes Financeiros	302.380.748	
5. Reposicionamento com Financeiros	16,70%	
6. Financeiros Retirados do IRT anterior		
7. Efeito para Consumidor	12,64%	

25 Conciliação do balanço patrimonial e demonstrações de resultados regulatórios e societários

Para fins estatutários, a Companhia seguiu a regulamentação societária para a contabilização e elaboração das Demonstrações Contábeis Societárias, sendo que para fins regulatórios, a mesma seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresenta no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. 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, bem como as reclassificações entre rubricas realizadas nesta última com a finalidade de melhor análise de seus investidores.

		2019			2018		
	Notas	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Ativos							
Circulante							
Caixa e equivalentes de caixa		287.825	-	287.854	830.670	-	830.670
Investimento de curto prazo		218.481	-	218.481	-	-	-
Consumidores	25.1 e 25.9.3	462.910	(23.172)	486.082	406.400	11.137	395.263
Concessionárias e permissionárias	25.1	5.612	5.612	-	21.876	21.876	-
Contas a receber - bandeiras tarifárias		-	-	-	-	(13.948)	13.948
Tributos compensáveis	25.1	31.187	(1.360)	32.547	13.056	-	13.056
Almoxarifado operacional		12.153	-	12.153	8.241	-	8.241
Ativos financeiros setoriais	25.1	182.853	67.672	115.181	485.965	247.227	238.738
Serviços pedidos	25.1	-	(69.063)	69.063	-	(79.070)	79.070
Serviços em curso	25.1 e 25.7	64.427	64.427	-	75.843	75.843	-
Instrumentos financeiros derivativos		72	-	72	-	-	-
Despesas pagas antecipadamente	25.1	4.576	4.576	-	2.436	2.436	-
Outros ativos circulantes	25.1 e 25.8	66.960	35.408	31.552	56.506	14.728	41.778
Total do ativo circulante		1.337.056	84.071	1.252.985	1.900.993	280.229	1.620.764
Não circulante							
Consumidores	25.1 e 25.9.3	242.300	31.240	211.060	193.942	827	193.115
Concessionárias e permissionárias	25.1	88	88	-	-	-	-
Tributos compensáveis		478.479	-	478.479	448.927	-	448.927
Depósitos judiciais e cauções	25.1	48.117	3	48.114	32.471	-	32.471
Ativos financeiros setoriais	25.1	267.238	84.713	182.525	245.506	5.640	239.866
Instrumentos financeiros derivativos		8.991	-	8.991	-	-	-
Outros ativos não circulantes	25.1	870	(91)	961	939	(827)	1.766
Investimentos		-	-	-	146	-	146
Ativo financeiro de concessão	25.1	-	(24.192)	24.192	-	(11.015)	11.015
Direito de uso	25.9.2	-	(5.758)	5.758	-	-	-
Imobilizado	25.2	1.981.163	1.981.163	-	1.727.005	1.727.005	-
Ativo contratual	25.4	-	(193.405)	193.405	-	(249.404)	249.404
Intangível	25.3	34.918	(1.198.532)	1.233.450	27.115	(768.018)	795.133
Total do ativo não circulante		3.062.164	675.229	2.386.935	2.676.051	704.208	1.971.843
Total do ativo		4.399.220	759.300	3.639.920	4.577.044	984.437	3.592.607

	2019				2018		
	Notas	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo							
Circulante							
Fornecedores	25.1	386.771	(8.675)	395.446	413.879	-	413.879
Empréstimos, financiamentos e debêntures	25.1	182.697	4.046	178.651	1.034.046	324	1033.722
Debêntures	25.1	-	(4.046)	4.046	-	(324)	324
Obrigações sociais e trabalhistas	25.1	43.012	30.286	12.726	45.653	-	45.653
Benefício pós-emprego		-	-	-	2.539	-	2.539
	25.1 e 25.9	125.494	12.381	113.113			
Tributos a recolher	25.9				85.225	-	85.225
Provisão para litígios		174.074	-	174.074			
Participação nos lucros	25.1	-	(33.099)	33.099			
Passivos financeiros setoriais	25.1	67.672	67.672	-	247.227	247.227	-
Encargos setoriais	25.1	61.570	5.922	55.648	57.437	-	57.437

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

*Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de 2019*

		2019			2018		
	Notas	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Passivo de arrendamento	25.9.2	-	(5.133)	5.133			
Outros passivos circulantes	25.1	212.035	23.665	188.370	82.223	-	82.223
Total do passivo circulante		1.253.325	93.019	1.160.306	1.968.229	247.227	1.721.002
Não circulante							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	25.1	2.506.141	1.019.432	1.486.709	1.819.939	400.000	1.419.939
Debêntures	25.1	-	(1.019.432)	1.019.432	-	(400.000)	400.000
Tributos a recolher		41.617	-	41.617	58.974	-	58.974
Provisão para litígios		209.491	-	209.491	322.110	8.706	313.404
Encargos setoriais		48.582	-	48.582	48.798	7.521	41.277
Passivos financeiros setoriais	25.1	84.713	84.713	-	5.640	5.640	-
Benefício pós-emprego		5.649	-	5.649			
	25.9.	-	(1.340)	1.340			
Passivo de arrendamento	2						
Obrigações vinculadas à concessão	25.5	592.194	592.194	-	726.983	726.983	-
Outros passivos não circulantes		541.138	-	541.138	474.690	(16.227)	490.917
Total do passivo não circulante		4.029.525	675.567	3.353.958	3.457.134	732.623	2.724.511
Total do passivo		5.282.850	768.586	4.514.264	5.425.363	979.850	4.445.513
Patrimônio líquido							
Capital social	25.2.	1.994.416	-	1.994.416	1.993.713	-	1.993.713
	1	(189.357)	(189.357)	-			
Reserva de reavaliação					(194.492)	(194.492)	-
Outros resultados abrangentes		(188.756)	-	(188.756)	(73.336)	-	(73.336)
Lucros ou prejuízos acumulados		(2.499.933)	180.071	(2.680.004)	(2.574.204)	199.079	(2.773.283)
Total do patrimônio líquido	25.9	(883.630)	(9.286)	(874.344)	(848.319)	4.587	(852.906)
Total do passivo e patrimônio líquido		4.399.220	759.300	3.639.920	4.577.044	984.437	3.592.607

		2019			2018		
Resultado	Notas	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Operações em continuidade							
Receita / Ingresso		2.940.832	(523.500)	3.464.332	2.929.455	(188.275)	3.117.730
Fornecimento de energia elétrica	25.9.3	2.321.183	(538.120)	2.859.303	1.980.751	(56.815)	2.037.566
Suprimento de energia elétrica		173.847	-	173.847	90.586	-	90.586
Disponibilização do sistema de transmissão e distribuição	25.1	599.584	570.870	28.714			
Ativos e passivos financeiros setoriais	25.1	(154.424)	(11.290)	(143.134)	548.463	-	548.463
Serviços cobráveis	25.1	642	642	-	218.011	(22.642)	240.653
Doações, contribuições e subvenções vinculadas ao serviço Concedido		-	-	-	12.187	12.187	-
Outras receitas vinculadas	25.1	-	(28.123)	28.123	79.457	79.457	-
Receita de construção	25.6.1	-	(516.884)	516.884	-	(24.561)	24.561
Atualização Ativo Financeiro	25.6.2	-	(595)	595	-	(175.901)	175.901
Tributos		(917.487)	(10.417)	(907.070)	-	-	-
		(917.487)	(10.417)	(907.070)	(871.436)	-	(871.436)
ICMS	25.9	(691.216)	(10.417)	(680.799)	(606.866)	-	(606.866)
PIS-PASEP		(38.159)	-	(38.159)	(47.073)	-	(47.073)
COFINS		(187.880)	-	(187.880)	(216.819)	-	(216.819)
ISS		(232)	-	(232)	(678)	-	(678)
Encargos - Parcela "A"		(170.034)	(42.430)	(127.604)	(145.301)	51.837	(197.138)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D		(9.768)	-	(9.768)	(9.564)	-	(9.564)
Programa de Eficiência Energética – PEE		(9.767)	-	(9.767)			
Conta de Desenvolvimento Econômico – CDE		(99.319)	-	(99.319)	(9.563)	-	(9.563)
Taxa de fiscalização		(1.665)	-	(1.665)	(124.376)	-	(124.376)
Outros encargos	25.1	(49.515)	(42.430)	(7.085)	(1.798)	-	(1.798)
		(49.515)	(42.430)	(7.085)	-	51.837	(51.837)
Receita líquida / Ingresso líquido		1.853.311	(576.347)	2.429.658	1.912.718	(136.438)	2.049.156

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

*Demonstrações contábeis
regulatórias em 31 de dezembro de 2019*

Notas	2019			2018		
	Regulatório	Ajustes	Societário	Regulatório	Ajustes	Societário
Custos não gerenciáveis - Parcela "A"	(1.363.310)	516.884	(1.880.194)	(1.322.849)	175.901	(1.498.750)
Energia elétrica comprada para revenda	(1.2) 07.168)	-	(1.207.168)	(1.119.314)	-	(1.119.314)
Encargo de uso do sistema de transmissão e distribuição	(156.143)	-	(156.142)	(203.535)	-	(203.535)
Energia Elétrica Comprada para Revenda – Proinfa	-	-	-	-	-	-
Energia de curto prazo	-	-	-	-	-	-
Custo de construção	25.6.1	-	516.884	(516.884)	-	175.901
Resultado antes dos custos gerenciáveis		490.001	(59.463)	549.464	589.869	39.463
Custos gerenciáveis - Parcela "B"		(249.228)	40.148	(289.376)	(783.669)	(64.587)
Pessoal e administradores	25.1	(21.387)	(5.453)	(15.934)	(326.863)	(9.781)
Material		(2.546)	-	(2.546)	(14.116)	-
Serviços de terceiros		(135.622)	-	(135.622)	(156.437)	-
Arrendamento e aluguéis	25.9.2	(11.545)	(7.496)	(4.049)	(9.169)	-
Seguros	25.1	(424)	(424)	-	(1.813)	(1.813)
Doações, contribuições e subvenções	25.1	(1.318)	(1.318)	-	(900)	(900)
Provisões	25.1	28.508	(4.656)	33.164	(124.472)	5.082
Perdas na alienação de bens e direitos	25.1	-	-	-	(28.103)	(28.103)
(-) Recuperação de despesas	25.1	4.812	4.812	-	3.134	3.134
Tributos	25.1	(425)	(425)	-	(400)	(400)
	25.1,	(87.646)	7.904	(95.550)		
	25.2.2,					
	25.3.2 e					
Depreciação e amortização	25.9	-	-	-	(49.174)	-
Custo de construção		-	-	-	-	-
Gastos diversos	25.1	(37.883)	(37.883)	-	(87.730)	(87.730)
Outras receitas operacionais	25.1	90.059	90.059	-	12.374	12.374
Outros gastos operacionais	25.1	(73.811)	(4.972)	(68.839)	-	43.550
Resultado da Atividade		240.773	(19.315)	260.088	(193.800)	(25.124)
Resultado Financeiro		(156.225)	307	(156.532)	105.935	-
Despesas financeiras	25.9	(429.935)	307	(430.242)	(826.905)	-
Receitas financeiras		273.710	-	273.710	932.840	-
Resultado antes dos impostos sobre o lucro		84.548	(19.008)	103.556	(87.865)	(25.124)
		(10.277)	-	(10.277)	(7.885)	-
Despesa com impostos sobre o lucro					-	(7.885)
Lucro após o imposto do exercício		74.271	(19.008)	93.279	(95.750)	(25.124)
Resultado líquido do exercício	25.9	74.271	(19.008)	93.279	(95.750)	(25.124)

Reclassificações de apresentação das demonstrações societárias

A Companhia, para melhor análise dos seus investidores, apresenta em sua demonstração financeira societária algumas rubricas com apresentação líquida, não se caracterizando tais reclassificações como diferenças de práticas contábeis.

Além das reclassificações mencionadas acima para as linhas de consumidores, outros ativos e passivos no balanço patrimonial, bem como resumo abaixo:

Consumidores	2019
Reclassificação	(26.482)
Ajuste	34.550
Total	8.068
Outros ativos	2019
Reclassificação	20.896
Ajuste	14.421
Total	35.317
Outros passivos	2019
Reclassificação	2.242
Ajuste	21.423
Total	23.665

25.1 Ativos financeiros de concessão

O valor de R\$ 24.192 (R\$11.015 em 31 de dezembro de 2018) refere-se ao ativo financeiro da concessão no âmbito societário, prática conflitante com as regulatórias, decorre da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 - (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contrato de concessão.

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição elétrica, bifurcando assim o ativo imobilizado em duas parcelas:

- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão apurados com base no Valor Novo de Reposição (“VNR”) classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- Parcela remanescente do ativo financeiro (valor residual) apurada de acordo com o Valor novo de reposição (“VNR”) classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, através do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (i) parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; e (ii) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, está a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

De acordo com a Lei 12.783/2013, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente. Tal normativo só produz efeitos no exercício de 2012, não afetando o resultado de anos anteriores.

25.2 Imobilizado

O ajuste de R\$ 1.981.163 (R\$ 1.727.005 em 31 de dezembro de 2018), identificado entre o ativo imobilizado regulatório e os ativos financeiros de concessão e intangível societários, é decorrente da aplicação da legislação societária.

25.2.1 Reavaliação compulsória

O ajuste de reavaliação compulsória no valor de R\$ 189.357 (R\$ 194.492 em 31 de dezembro de 2018), refere-se à diferença entre o Valor Original Contábil (VOC) e o Valor Novo de Reposição (VNR) do ativo imobilizado em serviço, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, em decorrência da última Revisão Tarifária anterior à data de entrada em vigor dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis dos grupos de ativo imobilizado, obrigações vinculadas ao serviço público de energia, respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

25.2.2 Depreciação

As divergências entre a depreciação regulatória e a societária referem-se à aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 - (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contrato de concessão, conforme item 29.2 e, ao registro contábil da reavaliação regulatória pela diferença entre o VOC e o valor do bem avaliado e aprovado pela ANEEL em cada ciclo de revisão tarifária. Em 31 de dezembro de 2018 o impacto no resultado foi de R\$ 5.764 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2018).

25.3 Intangível

O ajuste de R\$ 1.198.532 (R\$ 768.018 em 31 de dezembro de 2018), identificado entre o ativo intangível regulatório e o societário, é decorrente da aplicação da legislação societária.

De acordo com a legislação regulatória são considerados como intangíveis: (i) os direitos de uso de software que são licenças de direito de propriedade intelectual, constituídos por gastos realizados com a aquisição das licenças e demais gastos com serviços complementares à utilização produtiva de softwares, desvinculados de equipamentos tangíveis (hardware), e são amortizados linearmente, de acordo com a vida útil estimada do software e (ii) faixas de servidão são direitos de passagem para linhas de transmissão associadas à distribuição na área de

concessão da Companhia, e em áreas urbanas e rurais particulares, constituídos por indenização em favor do proprietário do imóvel.

25.3.1 Reavaliação compulsória

A reavaliação compulsória refere-se à diferença entre o Valor Original Contábil (VOC) e o Valor Novo de Reposição (VNR) do ativo imobilizado em serviço, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, em decorrência da última Revisão Tarifária anterior à data de entrada em vigor dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis dos grupos de ativo imobilizado, obrigações vinculadas ao serviço público de energia, respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

25.3.2 Amortização

As divergências entre a amortização regulatória e a societária referem-se à aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 - (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contrato de concessão, conforme item 29.2 e, ao registro contábil da reavaliação regulatória pela diferença entre o VOC e o valor do bem avaliado e aprovado pela ANEEL em cada ciclo de revisão tarifária. Em 31 de dezembro de 2019 o impacto no resultado foi de R\$ 2.140 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2018).

25.4 Ativo contratual

O ajuste de R\$ 193.405 (R\$ 249.404 em 31 de dezembro de 2018), identificado entre o ativo contratual regulatório e o societário, é decorrente da aplicação da legislação societária.

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

O ativo contratual (infraestrutura em construção) é reconhecido inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção, o qual inclui custos de empréstimos capitalizados.

25.5 Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

25.5.1 Reavaliação compulsória

O ajuste de R\$ 592.194 (R\$ 726.983 em 31 de dezembro de 2018) refere-se à diferença entre o Valor Original Contábil (VOC) e o Valor Novo de Reposição (VNR) do ativo imobilizado em serviço, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, em decorrência da última Revisão Tarifária anterior à data de entrada em vigor dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis dos grupos de ativo imobilizado, obrigações vinculadas ao serviço público de energia, respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

25.5.2 Amortização

As divergências entre a amortização regulatória e a societária referem-se à aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 - (R1) Contrato de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contrato de concessão, conforme item 29.2 e, ao registro contábil da reavaliação regulatória pela diferença entre o VOC e o valor do bem avaliado e aprovado pela ANEEL em cada ciclo de revisão tarifária.

25.6 Efeitos de contabilização de contratos de concessão (ICPC 01)

25.6.1 Receita e custo de construção (resultado)

A Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) e OCPC 05 - Contratos de Concessão por ser aplicável apenas na contabilidade societária não gera impacto na regulatória. A ICPC 01 estabelece que a concessionária de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão. Em 31 de dezembro de 2019, foi reconhecido o montante de R\$ 516.884 (R\$ 175.901 em 31 de dezembro de 2018).

25.6.2 Ativo financeiro da concessão

Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579, que dispõe sobre a prorrogação e licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Tal medida provisória foi convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei nº 12.783.

De acordo com este normativo legal, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Em 23 de novembro de 2015 houve mudança de índice, de IGP-M para IPCA, ocorrida através da Resolução Normativa nº 686/2015 publicado no Diário Oficial da União. As possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR também foram consideradas nessa mudança. Em 31 de dezembro de 2019 o valor deste efeito no resultado da companhia foi de R\$ 595 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2018).

25.7 Serviços em curso

Os ajustes são decorrentes do registro de valores de serviços em curso referentes a implantação do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE visto que a Resolução Normativa n.º 367, de 2 de junho de 2009, aprovou o MCPSE a ser utilizado por concessionárias, permissionárias e autorizadas de energia elétrica, cujos bens e instalações, nos termos da legislação vigente, são passíveis de reversão à União. O art. 3.º dessa resolução determina que os custos de implementação do Manual devem ser considerados regulatoriamente no âmbito da revisão tarifária periódica. Em 31 de dezembro de 2019, o montante era R\$ 64.427 (R\$ 75.843 em 31 de dezembro de 2018).

25.8 Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	2019	2018
Patrimônio líquido (passivo a descoberto) societário	(874.344)	(852.906)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(9.286)	4.587
Efeito Reavaliação regulatória compulsória (a)	(189.357)	(194.492)
Resultado de exercícios anteriores	199.079	224.203
Efeito Lucros ou prejuízos acumulados	(19.008)	(25.124)
Patrimônio líquido (passivo a descoberto) regulatório	(883.630)	(848.319)
(a) Efeito dos ajustes no lucro decorrente das diferenças entre práticas contábeis regulatórias e societárias, conforme descrito na nota 19.3.1.		

25.8.1 Reavaliação regulatória compulsória

A reavaliação compulsória refere-se à diferença entre o Valor Original Contábil (VOC) e o Valor Novo de Reposição (VNR) do ativo imobilizado em serviço, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, ajustado pela respectiva depreciação acumulada, em decorrência da última Revisão Tarifária anterior à data de entrada em vigor dos ciclos seguintes, a débito e a crédito das contas contábeis dos grupos de ativo imobilizado, obrigações vinculadas ao serviço público de energia, respectivamente, de acordo com a natureza do saldo de cada conta, em contrapartida da Reserva de Reavaliação no Patrimônio Líquido.

25.8.2 Lucros ou prejuízos acumulados

Os ajustes são decorrentes das práticas contábeis divergentes entre a contabilidade regulatória e societária resultam no efeito de R\$ 180.071 em prejuízos acumulados (R\$ 199.079 em 31 de dezembro de 2018).

25.9 Conciliação do lucro líquido societário e regulatório

	2019	2018
Lucro líquido (Prejuízo) societário	93.279	(70.626)
Efeito dos ajustes entre contabilidade societária versus regulatória	(19.008)	(25.124)
Provisão de valor de recuperação de ativos	-	(29.130)
Receita de construção	(516.884)	(175.901)
Custo de construção	516.884	175.901
Atualização do ativo financeiro da concessão	(595)	-
Efeito CPC 47/ IFRS 15	22.415	-
Tributos sobre o efeito CPC 47/ IFRS 15	(10.417)	-
Efeito CPC 06(R2) IFRS 16	715	-
Efeito CPC 48/IFRS 9	(31.126)	4.006
Lucro líquido (Prejuízo) regulatório	74.271	(95.750)

25.9.1 Efeito CPC 47/IFRS 15

Receita de contrato com cliente, os bens vinculados à concessão em construção, registrados sob o escopo ICPC 01 – Contrato de concessão, devem ser classificados como ativo de contratos (infraestrutura em construção), no montante de R\$ 11.998 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2018).

25.9.2 Efeito do CPC 06/IFRS 16

Arrendamento e Leases aplicando a abordagem retrospectiva modificada, no montante de R\$715 (R\$ 0 em 31 de dezembro de 2018).

25.9.3 Efeito CPC 48/IFRS9

O CPC 48/IFRS 9 estabelece requerimentos para reconhecer e mensurar ativos financeiros, passivos financeiros e alguns contratos de compra ou venda de itens não financeiros. Esta norma substitui o CPC 38/IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, **reconhecido o montante de (R\$ 31.126) (R\$ 4.006 em 31 de dezembro de 2018).**

26 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Características do plano de aposentadoria

A Companhia, através da Fundação CEPISA de Seguridade Social - FACEPI, mantém plano de aposentadoria de benefício definido (Plano BD), sob o regime financeiro básico de capitalização para os benefícios programados. Esse plano está em extinção desde 30/11/2000.

A FACEPI é uma entidade fechada de previdência complementar, sem fins lucrativos, voltada exclusivamente para administração de planos de benefícios previdenciários da Companhia, sua patrocinadora.

Para o suporte das obrigações acumuladas antes da implantação do plano previdenciário com características de contribuição definida, levando em conta o saldo do plano anterior, a Companhia comprometeu-se a amortizar o Saldo da Provisão Matemática a Constituir, através da subscrição de um contrato de confissão de dívidas.

Esses benefícios são garantidos através de dois planos: o primeiro, mais antigo, que tem a característica de Plano de Benefício Definido - Plano BD, que garante renda vitalícia aos beneficiários. O outro, com a característica de Plano de Contribuição Definida - Plano CD, iniciado a partir de 2008, garante rendas por prazos definidos de acordo com a capitalização ocorrida no período de atividade.

A Companhia, na qualidade de patrocinadora, recolhe, mensalmente, para o plano CD, uma contribuição normal paritária ao total das contribuições recolhidas pelos participantes que pertençam ao seu quadro de pessoal. Na apuração do exercício findo em 31 de dezembro de 2019, esse valor corresponde a R\$ 1.623 (R\$ 2.655 em 31 de dezembro de 2018).

(i) Plano Saldado

Plano de benefícios previdenciários organizado e administrado pela Fundação Cepisa de Seguridade Social (FACEPI) e patrocinado pela Equatorial Energia Piauí, sendo oferecido aos seus empregados e respectivos dependentes.

O Plano Saldado é um plano contributivo com modalidade de “Benefício Definido” existindo compromisso pós-emprego com os participantes em atividade e com os assistidos. De acordo com o Regulamento do plano, os benefícios oferecidos aos empregados são os seguintes :

- **Aposentadoria por Tempo de Serviço/Contribuição:** A complementação de aposentadoria por tempo de serviço/contribuição será devida ao participante durante o período que seja mantida a aposentadoria por tempo de serviço/contribuição pela Previdência Social, e só será suspensa por morte do participante, suspensão ou cancelamento dessa aposentadoria.
- **Aposentadoria por Invalidez:** O benefício é concedido ao participante durante o período em que lhe seja mantida a aposentadoria pela Previdência Social.
- **Aposentadoria por Idade:** O benefício é concedido aos beneficiários do participante durante o tempo em que seja mantida a aposentadoria por idade pela Previdência Social, e cancelada por sua morte, consistida numa renda mensal correspondente à diferença entre o Salário Real de Benefício e o valor da aposentadoria concedida pelo INSS.
- **Pensão por Morte:** O benefício é concedido aos beneficiários do participante assistido que vier a falecer, durante o período que lhe seja mantida a pensão pela Previdência Social. O valor do benefício consiste na continuação da renda de 60% a 100% da aposentadoria paga ao participante assistido.
- **Auxílio Doença:** O benefício é concedido aos beneficiários do participante que estiver em gozo de Auxílio-Doença pela Previdência Social, consistida numa renda mensal correspondente à diferença entre o Salário Real de Benefício e o valor Auxílio-Doença fixado pelo INSS.
- **Auxílio Funeral:** O benefício é concedido em caso de morte do participante, após um mínimo de 60 (sessenta) contribuições mensais ao Plano, contadas a partir da última inscrição como participante dessa Fundação, aos beneficiários ou, na falta destes, à pessoa que comprove ter sido executora do funeral. A ampliação do auxílio-funeral consistirá num pecúlio, de pagamento único, de valor igual a 1/5 (um quinto) do maior valor teto do Salário de Benefício da Previdência Social.

(ii) Plano CV

Plano de benefícios previdenciários administrado pela Fundação Cepisa de Seguridade Social (FACEPI) e patrocinado pela Equatorial Energia Piauí, sendo oferecido aos seus empregados e respectivos dependentes.

O Plano CV é estruturado na modalidade de “Contribuição Variável”, existindo compromisso no período de pós-emprego dos participantes. De acordo com o Regulamento do plano, os benefícios oferecidos aos empregados são os seguintes :

- **Aposentadoria Programada:** O benefício será calculado atuarialmente em quotas com base, dentre outros parâmetros, no saldo da conta individual do participante, desdobrando-se esse benefício em duas fases: a de rendas a prazo certo de aposentadoria programada e a de rendas vitalícias de aposentadoria programada.
- **Aposentadoria por Invalidez:** O benefício a ser concedido será calculado atuarialmente em quotas com base, dentre outros parâmetros, no saldo da conta individual existente na data da invalidez, acrescido esse saldo dos recursos provenientes do correspondente pecúlio por

invalidez, desdobrando-se o benefício em duas fases: a de rendas a prazo certo de aposentadoria por invalidez e a de rendas vitalícias de aposentadoria por invalidez.

- **Pensão por Morte:** O benefício a ser concedido será calculado atuarialmente em quotas, com base, dentre outros parâmetros, no saldo da conta individual existente na data da morte do participante ativo, acrescido desse saldo dos recursos provenientes do correspondente pecúlio por morte, desdobrando-se este benefício em duas fases: a de rendas a prazo certo de pensão de ativo e a de rendas vitalícias de pensão de ativo.
- **Auxílio-Enfermidade:** O benefício equivale à vinte por cento (20%) da parcela do salário de participação corrente abaixo do teto-FACEPI, acrescido de cem por cento (100%) da parcela desse salário de participação acima desse teto.
- **Auxílio-Funeral:** O benefício equivale à quarenta por cento (40%) do teto-FACEPI em vigor no mês do óbito, independentemente do estágio previdenciário em que se encontrava o participante, do seu nível salarial e do nível de acumulação de poupanças laborais e patronais contabilizadas em seu nome.

26.1 Apuração do passivo (ativo) atuarial líquido

A conciliação dos ativos e passivos demonstrará o excesso ou a insuficiência de recursos para cobertura do benefício pós-emprego, e que deve ser apresentado no balanço da Companhia. Apresentamos, a seguir, a demonstração dos resultados apurados em 31 de dezembro de 2019 (Passivo ou Ativo Atuarial a ser contabilizado) e a projeção de despesas a serem reconhecidas no resultado o exercício de 2020.

Apuração Do Passivo (Ativo) Líquido em 31/12/2019			
	Plano Saldado	Plano CV	Total
Obrigações atuariais apuradas na avaliação atuarial	506.711	8.963	515.674
Valor justo dos ativos do plano	(510.985)	(3.314)	(514.299)
Déficit/(Superávit) apurado	(4.274)	5.649	1.375
Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais			
Efeito do Teto de Ativo	4.274	-	4.274
Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais	4.274	-	4.274
Passivo/(Ativo) líquido resultante do disposto no CPC 33(R1)			
Passivo/(Ativo) líquido apurado	-	5.649	5.649

Apuração Do Passivo (Ativo) Líquido em 31/12/2018			
	Plano Saldado	Plano CV	Total
Obrigações atuariais apuradas na avaliação atuarial	421.369	1.332	422.701
Valor justo dos ativos do plano	(427.916)	(12.402)	(440.318)
Déficit/(Superávit) apurado	(6.547)	(11.070)	17.617
Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais			
Efeito do Teto de Ativo	6.547	11.070	17.617
Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais	6.547	11.070	17.617
Passivo/(Ativo) líquido resultante do disposto no CPC 33(R1)			
Passivo/(Ativo) líquido apurado	-	-	-

26.2 Resultado da avaliação atuarial

Os resultados das avaliações atuariais apuraram o seguinte compromisso do plano com seus participantes:

	Plano Saldado	Plano CV	Total
Resultado do Exercício			
Custo do serviço corrente líquido	179	(339)	(160)
Custo do serviço passado	-	-	-
Custo de juros sobre as obrigações atuariais	37.207	176	37.383
Rendimento esperado dos ativos do plano	(39.334)	(1.297)	(40.631)
Juros sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	594	1.013	1.607
Remensurações de outros benefícios de longo prazo a empregados	-	-	-
Total de despesa (receita) reconhecida no Resultado do Exercício	(1.355)	(447)	1.801
Outros Resultados Abrangentes (ORA), no período	-	-	-
(Ganhos)/perdas nos ativos do plano	(34.989)	8.869	(26.120)
(Ganhos)/perdas nas obrigações atuariais	73.804	9.310	83.114
(Ganhos)/perdas no efeito do Teto do Ativo e nos Passivos Adicionais	(2.868)	(12.083)	14.951
Remensurações de outros benefícios de longo prazo no Resultado do Exercício	-	-	-
(Ganhos)/perdas reconhecidos em ORA	35.947	6.097	42.043

26.3 Ativos do plano**Ativos do plano incluem:**

	Plano Saldado	Plano CV
Fundos de investimentos	496.817	60.476
Outros	34.758	3.440

Os ativos dos planos são compostos por ativos financeiros com cotação de mercados ativos e, portanto, são classificados como Nível 1 e Nível 2 na hierarquia de avaliação do valor justo. A taxa esperada global de retorno dos ativos do plano é determinada com base nas expectativas de mercado vigentes nessa data, aplicáveis ao período durante o qual a obrigação deve ser liquidada.

26.4 Obrigação de benefício definido**Premissas atuariais****a. As premissas atuariais utilizadas na data do balanço foram:**

Premissas em 31 de dezembro de 2019	Plano Saldado	Plano CV
Taxa de inflação	3,61%	3,61%
Taxa de desconto	6,93%	7,19%
Futuros aumentos salariais	3,61%	3,61%
Futuros aumentos de pensão	3,61%	3,61%
Mortalidade geral	AT 2000 Suavizada em 10%	AT 2000 Suavizada em 10%
Premissas em 31 de dezembro de 2018	Plano Saldado	Plano CV
Taxa de inflação	4,01%	4,01%
Taxa de desconto	9,06%	9,15%
Futuros aumentos salariais	4,01%	4,01%
Futuros aumentos de pensão	4,01%	4,01%

b. Análise de sensibilidade

Mudanças razoavelmente possíveis na data do balanço em cada uma das premissas atuariais relevantes, mantendo as outras premissas constantes, teriam afetado a obrigação de benefício definido conforme demonstrado abaixo:

Premissa	Análise de sensibilidade	Plano Saldado	Plano CV
Taxa de desconto	Aumento de 0,5%	(26.997)	(2.168)
	Redução de 0,5%	29.708	2.531

Embora a análise não leve em conta a distribuição completa dos fluxos de caixa esperados no âmbito do plano, ela fornece uma aproximação da sensibilidade da premissa apresentada.

27 Instrumentos financeiros**27.1 Considerações gerais**

A Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a saber: caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A administração desses instrumentos financeiros é por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), sendo eles dívida líquida sobre LAJIDA ajustado (DL/LAJIDA Ajustado) e dívida líquida sobre a dívida líquida somada ao patrimônio líquido (DL/DL+PL).

27.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia poderá utilizar-se de operações com derivativos, apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo. Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia possuía operações de instrumentos financeiros derivativos contratados.

27.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

(i) Mensuração do valor justo

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível.

Os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2019 e 2018 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	2019		2018	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	-	Custo amortizado	287.825	287.825	830.670	830.670
Investimento de curto prazo	-		218.481	218.481	-	-
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	-					
Instrumentos financeiros derivativos	2	Custo amortizado	710.910	710.910	622.218	622.218
Valor a receber de parcela A e outros itens financeiros	-	Financeiros ao valor justo	9.063	9.063	-	-
	-		450.091	450.091	152.385	152.385
AICs ressarcíveis(a)	3	Custo Amortizado Valor justo por meio de outros resultados abrangentes	70.640	70.640	-	-
Total do ativo			<u>1.747.010</u>	<u>1.747.010</u>	<u>1.605.273</u>	<u>1.605.273</u>

Passivo	Níveis	Categoria dos instrumentos financeiros	2019		2018	
			Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedor	-	Empréstimos e recebíveis	386.771	386.771	413.879	413.879
Empréstimos, financiamentos e Debêntures	-	Empréstimos e recebíveis	2.688.838	3.315.720	2.853.985	2.853.985
Valor a pagar de parcela A e outros itens financeiros	-	Custo amortizado	152.385	152.385	252.867	252.867
Total do passivo			<u>3.227.994</u>	<u>3.854.876</u>	<u>3.520.731</u>	<u>3.520.731</u>

- (a) O montante do ressarcimento devido à vendedora (Eletrobrás), a título de pagamento pelos AICs Ressarcíveis correspondente a 50% (cinquenta por cento) da contribuição de cada um dos ativos na base de remuneração líquida, conforme definição vigente nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET da ANEEL, desconsideradas eventuais contabilizações, posteriores à data-base do laudo de avaliação, de investimentos necessários à imobilização desses ativos em curso. Neste sentido, a Companhia provisionou o montante de R\$ 70.640.

Após a homologação pela ANEEL do resultado da Revisão Tarifária, a compradora se compromete a contratar consultor técnico para apuração do montante de ressarcimento devido à Eletrobrás.

- **Caixa e equivalente de caixa** - são classificados como custo amortizado e estão registrados pelos seus valores originais;

- **Investimento de curto prazo e fundo de investimento** - são classificados como de valor justo por meio do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2, pois em sua maioria, são aplicados em fundos exclusivos onde os vencimentos limitam-se doze meses, assim a Administração entende que seu valor justo já está refletido no valor contábil. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis tais como CDI;
- **Contas a receber de clientes** - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como custo amortizado, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável.
- **Ativo financeiro de concessão** - são classificados como valor justo por meio do resultado, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Os fatores relevantes para avaliação ao valor justo são publicamente observáveis, como IPCA existentes em mercado ativo e a taxa de depreciação que é definida pela resolução da ANEEL, sendo sua classificação nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Fornecedores** - decorrem diretamente da operação da Companhia.
- **Empréstimos e financiamentos** - tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. Estão contabilizados pelos seus valores amortizados.
- **Debêntures** - são classificadas como passivo ao custo amortizado e estão contabilizados pelo seu valor amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANBIMA.
- **Valores a receber/a pagar da parcela A** - são decorrentes de custos não gerenciáveis a serem repassados integralmente ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente. Classificados como custo amortizado;
- **Instrumentos financeiros derivativos** - são classificados pelo valor justo através do resultado de outros resultados abrangentes, tendo como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de *swaps*, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo; e
- **AIC Ressarcíveis** - são classificados pelo valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes, tendo em vista que a sensibilidade do valor justo está nos ativos em curso na base de remuneração líquida, dependendo da homologação total ou parcial pela Eletrobrás, pois os dados de 50% (cinquenta por cento) da contribuição de cada um dos ativos em curso na base de remuneração líquida, conforme definição vigente nos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET da ANEEL, desconsideradas eventuais contabilizações, posteriores à data-base do laudo de avaliação, de investimentos necessários à imobilização desses ativos em curso usados para mensurar não são observáveis no mercado. Nível 3 na hierarquia de valor justo através do resultado e de outros resultados abrangentes.

27.4 Instrumentos financeiros derivativos

A política de gestão de risco da Companhia é fazer hedge de 100% da sua exposição em moeda estrangeira para empréstimos e financiamentos, contratando SWAPs de fluxo de caixa onde na ponta passiva está moeda nacional indexado a CDI e na ponta ativa moeda estrangeira e custo do contrato, tais contratos são designados como hedge de fluxo de caixa.

A Companhia determina a existência de relação econômica entre o instrumento de *hedge* e o item protegido com base na moeda, no valor e no momento dos respectivos fluxos de caixa, avaliando as mudanças no fluxo de caixa do item protegido possam ser compensadas pelas variações do fluxo de caixa do derivativo de *hedge*. O método utilizado é o Critério dos termos críticos - método prospectivo. O teste de efetividade é feito uma única vez no momento inicial da contabilização, constatando se todos os termos do derivativo estão alinhados com os termos do objeto de *hedge*, em relação a prazos, amortizações, notional contratado, e pagamento de juros, garantido a efetividade do fluxo de caixa em 100%.

Em 31 de dezembro de 2019 a Companhia possui um contrato de *swap* com o banco Citibank referente a operação em moeda estrangeira.

Em 05 de abril de 2019, a Companhia realizou captação de recursos no valor contratado de US\$ 77.720, com juros e amortização trimestrais tendo como data de vencimento final 05 de abril de 2022. A captação tem como desembolso a taxa de USD Libor + 0,85% a.a. + I.R (objeto de *hedge*), e tem um contrato de *swap* contabilizado a valor justo por meio do resultado (instrumento de *hedge*).

Em 31 de dezembro de 2019, os saldos dos contratos de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira com o Citibank é R\$ 315.681 (em 31 de dezembro de 2018, R\$ 0). Apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 31 de dezembro de 2019 e 2018, que podem ser assim resumidos:

Operações passivas		Valor justo	
		2019	2018
Objetivo de proteção de risco de mercado	Indexadores		
Citibank- US\$ 77.720			
Ponta ativa	US\$ + Libor + 0,725% a.a.	317.526	-
Ponta passiva	113,5% do CDI	(308.463)	-
Total		9.063	-

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para instrumentos financeiros derivativos: Preços de mercado das instituições financeiras. O valor justo de *swaps* de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.

Os valores relativos ao item designado como instrumentos de *hedge* e a inefetividade de hedge foram os seguintes:

Risco Cambial	Valor Nominal	Valor contábil 2019		Durante o período de 2019		
		Ativo	Passivo	Rubrica no balanço patrimonial em que instrumento de hedge está incluído	Alterações no valor do instrumento de hedge reconhecidas em ORA	Rubrica no resultado afetada pela reclassificação
Contrato de SWAP Hedge para empréstimos em moeda estrangeira	300.000	9.063	-	Instrumentos financeiros derivativos	2.736	N/A

A tabela a seguir fornece uma reconciliação por categoria de risco dos componentes do patrimônio líquido e a análise dos itens de Outros Resultados Abrangentes - ORA, líquido de impostos, resultantes da contabilidade de hedge de fluxo de caixa:

	Reserva de Hedge	Reserva de custos de Hedge
Saldo em 1º de janeiro de 2019	-	-
Hedge de fluxo de caixa		
Mudanças no valor justo:		
Risco cambial - SWAP Empréstimos	2.736	-
Valor reclassificado para resultado:		
Risco cambial - SWAP Empréstimos	-	-
Saldo em 31 de dezembro de 2019	2.736	-

27.5 Gerenciamento dos riscos financeiros

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. Os riscos descritos a seguir são uma compilação dos riscos apontados pelas diversas áreas da Companhia, em suas áreas de especialidades. A Administração da Companhia define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia a que pertence são estabelecidos para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2019, não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco da Companhia em relação ao exercício anterior, findo em 31 de dezembro de 2018.

(i) Risco de liquidez

Risco de liquidez é o risco de que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir as obrigações associadas com seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos em

caixa ou com outro ativo financeiro. A abordagem da Companhia na Administração da liquidez é de garantir, na medida do possível, que sempre terá liquidez suficiente para cumprir com suas obrigações no vencimento, tanto em condições normais como de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou risco de prejudicar a reputação da Companhia. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentadas nas notas explicativas nº 14 (Empréstimos, financiamentos e debêntures).

A Companhia tem obtido recursos a partir da sua atividade comercial e do mercado financeiro, destinando-os principalmente ao seu programa de investimentos e à administração de seu caixa para capital de giro e compromissos financeiros.

A gestão dos investimentos financeiros tem foco em instrumentos de curto prazo, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos. A geração de caixa da Companhia e sua pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, prestam à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo o seu risco de liquidez.

A Companhia busca manter o nível de seu caixa e equivalentes de caixa e outros investimentos com mercado ativo em um montante superior às saídas de caixa para liquidação de endividamento para os próximos 12 meses. O índice de disponibilidade por dívida de curto prazo é de 2,8 em 31 de dezembro de 2019 (1,6 em 31 de dezembro de 2018).

Exposição ao risco de liquidez

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros na data da demonstração financeira. Esses valores são brutos e não descontados, e incluem pagamentos de juros contratuais e excluem o impacto dos acordos de compensação:

	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual total	2 meses ou menos	2-12 meses	1-2 anos	2-5 anos	Mais que 5 anos
Passivos financeiros não derivativos							
Empréstimos bancários com garantia	1.665.360	3.360.307	15.733	184.538	198.472	576.878	2.384.686
Subtotal - Empréstimos e Financiamentos	1.665.360	3.360.307	15.733	184.538	198.472	576.878	2.384.686
Títulos de dívida emitidos com garantia (Debêntures)	1.023.478	1.185.056	-	49.608	468.842	666.606	-
Subtotal - Debêntures	1.023.478	1.185.056	-	49.608	468.842	666.606	-
Fornecedores	386.771	386.771	353.767	33.004	-	-	-
Subtotal - Fornecedores					-	-	-
Total	3.075.609	4.932.134	369.500	267.150	667.314	1.243.484	2.384.686

Os fluxos de entradas/(saídas), divulgados na tabela acima, representam os fluxos de caixa contratuais não descontados relacionados aos passivos financeiros mantidos para fins de gerenciamento de risco e que normalmente não são encerrados antes do vencimento contratual..

Adicionalmente, conforme divulgado na nota explicativa 14, a Companhia possui operações financeiras com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*). O não cumprimento futuro desta cláusula contratual restritiva pode exigir que a Companhia liquide a dívida antes da data

prevista. Estas cláusulas contratuais restritivas são monitoradas regularmente pela diretoria financeira e reportada periodicamente para a Administração para garantir que o contrato esteja sendo cumprido. Não gerando qualquer expectativa futura de que as condições acordadas não sejam cumpridas pela Companhia.

(ii) Riscos de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado, tais como taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações, irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros, compreendendo ainda os limitadores de endividamento definidos em contratos, cujo descumprimento pode implicar em vencimento antecipado, conforme descritos a diante desta nota explicativa. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado. Todas essas operações são conduzidas dentro das orientações estabelecidas pelo Comitê de Gerenciamento de Risco.

Geralmente, a Companhia busca aplicar *hedge accounting* para gerenciar a volatilidade no resultado.

(iii) Risco de taxa de câmbio

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta das flutuações no câmbio. Passivo financeiro da Companhia estão suscetíveis a variações cambiais, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre aqueles saldos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente o dólar. Atualmente a exposição ao câmbio é de 11,7% (0,5% em 2018) de sua dívida (respectivo a empréstimos e financiamentos, credores financeiros de recuperação judicial e AVP de credores financeiros em moeda estrangeira) conforme demonstrado a seguir :

Indexador	R\$	Custo médio (a.a.)	Prazo final médio (mês/ano)	Prazo médio (em anos)	Part. (%)
Libor	316	6,55%	abril/22	2,4	11,7%
Moeda estrangeira	316	6,8%	-	2,4	11,7%
CDI	1.448	6,8%	mai/23	2,6	53,8%
PRÉ-FIXADO	410	12,9%	nov/48	19,9	15,2%
IPCA	330	5,8%	ago/34	7,9	12,3%
SELIC	187	6,5%	nov/22	1,5	6,9%
Moeda nacional	2.375	7,7%	-	6,2	88,3%
Total	2.691	14,3%	-	5,8	100.0%

A Companhia monitora continuamente as taxas de câmbio e de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade da contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A Companhia possui uma dívida em moeda estrangeira, e ambas possuem *SWAP* para proteção contra as oscilações de câmbio.

A sensibilidade da dívida foi demonstrada em cinco cenários, um cenário com a taxa projetada para 12 meses (Fonte:B3) (Cenário Provável); mais dois cenários com apreciação de 25%

(Cenário II) e 50% (Cenário III) da cotação da moeda estrangeira considerada. Incluímos ainda mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a depreciação de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V).

A moeda utilizada na análise de sensibilidade e os seus respectivos cenários estão demonstrados conforme a seguir:

Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à variação cambial							
Impacto no resultado							
Operação	Risco	Saldo em R\$ (exposição)	Cenário Provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV - 25%	Cenário V -50%
Passivos financeiros							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	US\$	(315.681)	(321.164)	(401.064)	(480.963)	(240.482)	(160.582)
Impacto no resultado			-	(79.899)	(159.799)	80.683	160.582
Swap - Ponta Ativa		317.526	323.041	258.685	215.711	241.887	161.521
Impacto no resultado (swap)				(64.356)	(107.330)	(81.154)	(161.521)
Referência para ativos e passivos financeiros¹			Taxa projetada	+25%	+50%	-25%	-50%
Dólar US\$ R\$ (% 12 meses)			4,10	5,12	6,14	3,07	2,05

(iv) Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui debêntures com *covenants* que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses índices pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. A Administração acompanha suas posições, bem como projeta seu endividamento futuro para atuar preventivamente aos limites de endividamento mencionados na nota explicativa 14 (Debêntures).

(v) Risco de taxa de juros

As variações das taxas de juros da economia afetam tanto os ativos quanto os passivos financeiros da Companhia. A seguir são demonstrados os impactos dessas variações na rentabilidade dos investimentos financeiros e no endividamento em moeda nacional da Companhia.

A sensibilidade dos ativos e passivos financeiros da Companhia foi demonstrada em cinco cenários.

A seguir é apresentado, em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM, um cenário com a taxa projetada para 12 meses (Cenário Provável) mais dois cenários com apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) dos indexadores.

Foi incluído ainda mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a redução de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V) desses indexadores.

Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à taxa de juros							
Impacto no resultado							
Operação	Risco	Saldo em R\$ (exposição)	Cenário Provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV - 25%	Cenário V -50%
Ativos Financeiros							
Aplicações financeiras	CDI	450.823	470.975	476.013	481.051	465.937	460.899
Impacto no resultado			-	5.038	10.076	(5.038)	(10.076)

Passivos financeiros						
Empréstimos, financiamentos e debêntures						
	CDI	(1.447.623)	(1.512.332)	(1.528.509)	(1.544.686)	(1.496.155)
	SELIC	(186.503)	(194.989)	(197.110)	(199.232)	(192.867)
	IPCA	(329.519)	(344.677)	(348.466)	(352.256)	(340.887)
Total passivos financeiros		(1.963.645)	(2.051.998)	(2.074.086)	(2.096.174)	(2.029.909)
Impacto no resultado			(15.158)	(3.789)	(7.579)	3.789
Swap - Ponta Passiva		(308.463)	(322.251)	(325.698)	(329.145)	(318.804)
Impacto no resultado (swap)			-	(3.447)	(6.894)	3.447
Efeito Líquido no resultado (swap)			-	(67.803)	(114.224)	(77.707)
Efeito líquido no resultado			-	(168.020)	(308.123)	20.026
Referência para ativos e passivos financeiros¹						
	Taxa projetada	Taxa em 31/12/2019	+25%	+50%	-25%	-50%
CDI (% 12 meses)	4,47	5,98	5,59	6,71	3,35	2,24
SELIC (% 12 meses)	4,55	5,98	5,69	6,83	3,41	2,28
TLP (% 12 meses)	4,31	4,31	5,39	6,47	3,23	2,16
TJLP (% 12 meses)	5,09	6,20	6,36	7,64	3,82	2,55
IGP-M (% 12 meses)	4,34	7,30	5,43	6,51	3,26	2,17
IPCA (% 12 meses)	4,60	4,31	5,75	6,90	3,45	2,30

Fonte: B3

(vi) Risco de escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Em uma situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. Com a finalidade de incentivar o uso racional da energia, o governo através do Decreto nº 8.401/2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (conta bandeiras) no sentido de sinalizar a situação hidrológica do país, contendo assim o consumo de energia de forma não racional.

(vii) Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os Processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do Setor. Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a Companhia justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta a critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para seu repasse às tarifas.

27.6 Gestão de capital

A política da Administração da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e do mercado e o desenvolvimento futuro do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e também o nível de dividendos para os acionistas.

A Administração procura manter um equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de alavancagem e as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de

capital saudável, estabelecendo e acompanhando as diretrizes dos níveis de endividamento e liquidez, assim como as condições de custo e prazo dos financiamentos contratados.

28 Eventos subsequentes

Contrato de empréstimo Santander S.A.

No dia 16 de janeiro de 2020, a Equatorial Piauí assinou o contrato de empréstimo (Cédula de Crédito Bancário) com o Banco Santander S.A. no valor de R\$130.000, com prazo de vencimento dia 27 de dezembro de 2023, com fiança da Controladora Equatorial Energia e custo equivalente de taxa CDI mais spread de 0,98%.

Financiamento BNDES

Em 29 de maio de 2020 foi assinado junto ao Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), autorizado pela Decisão de Diretoria 125/2020, Contrato de Financiamento no montante de R\$ 643.031 (seiscentos e quarenta e três mil e trinta e um) com taxa de IPCA + 4,38% a.a., carência de principal até janeiro de 2024 e vencimento em maio de 2040. Este deverá ser destinado à implantação de investimentos suplementares no período de abril a dezembro de 2020 e de plano de investimentos de 2021 a 2023, que abrange investimentos em expansão do sistema de distribuição de energia, ampliação da base de clientes, contenção de perdas comerciais, melhoria da qualidade do fornecimento de energia e melhoria da operação do sistema elétrico.

Impacto da COVID-19

Em 07 de abril, a ANEEL liberou, para as distribuidoras, recursos da ordem de R\$ 1,5 bilhão, acumulados na conta de alívio do ESS. O valor recebido pela Companhia foi de R\$ 18.234. Em 20 de abril, em outra decisão, a ANEEL promoveu uma redução superior à 15% nas despesas de uso da transmissão, para os meses de abril, maio e junho. Em relação ao desconto nas tarifas de uso da transmissão, a redução foi de R\$ 1.926 /mês.

Adicionalmente a MP 950/2020, determina a contratação de empréstimos com bancos para aliviar o caixa das distribuidoras de energia, afetadas por eventuais efeitos decorrentes da pandemia de coronavírus (Covid-19). O citado empréstimo será quitado via encargo tarifário, nos moldes da chamada conta ACR (criada em 2014, no âmbito das soluções para a crise deflagrada pela MP 579/2012). Segundo a MP o encargo tarifário deve prover recursos para permitir a amortização de operações financeiras vinculadas a medidas de enfrentamento aos impactos no setor elétrico decorrentes do estado de calamidade pública.

A ANEEL através da Resolução Normativa Nº 885, de 23 de junho de 2020, normatizou a referida MP para as operações financeiras, tendo como limite de recebimento por parte da Equatorial Piauí, o valor de R\$199.435.

Há de se destacar que como desdobramentos da aprovação da Resolução Normativa Nº 885, de 23 de junho de 2020 a ANEEL definiu para sessenta dias, o prazo para a ANEEL instaurar Consulta Pública para regulamentar o art. 6º do Decreto nº 10.350, de 2020, a qual definirá critérios e metodologias para avaliação do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e permissão de distribuição em razão da pandemia decorrente do Covid-19.

Quanto ao comportamento da energia injetada na Equatorial Piauí, ao compararmos os meses de abril de maio de 2019, contra o mesmo período de 2020, conforme tabela abaixo, verificamos

desaceleração do ritmo em relação ao 1º trimestre de 2020, com taxa de decréscimo média de 5,4%, conforme tabela abaixo. Tal resultado é fruto de um decréscimo de 4,9% em abril e 6,0% em maio. Tal decréscimo é reflexo dos impactos da crise COVID-19 nos mercados das companhias, percebido a partir do mês de abril de 2020.

Em atenção à Resolução Normativa 885/2020, no dia 03 de julho de 2020, a Equatorial Energia S.A. (controladora direta da Companhia) protocolou na Agência Reguladora o Termo de Aceitação da Conta COVID, que garante às distribuidoras os recursos financeiros necessários para compensar a perda de receita temporária em decorrência da pandemia e protege os demais agentes do setor ao permitir que as distribuidoras continuem honrando seus contratos.

Dando sequência a este rito processual, a Equatorial Energia S.A. protocolou na ANEEL, em 06 de julho de 2020, os ativos regulatórios contabilizados na competência de junho/2020, associados à constituição da Sobrecontratação, Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” - CVA e Neutralidade dos Encargos Setoriais. Vale destacar que, mensalmente, até o quinto dia do mês subsequente, a Equatorial Energia S.A. deverá informar a ANEEL a constituição ativa de tais itens financeiros regulatórios.

Em 31 de julho de 2020, a Equatorial Energia S.A. recebeu a primeira parcela da conta-covid no montante de R\$ 865.660 e repassou para Equatorial Piauí o valor de R\$ 143.482). O restante da operação será liberado mensalmente conforme valores a serem homologados pela ANEEL.

Em paralelo, no tocante da Regulação Comercial, a ANEEL aprovou a revisão da Resolução Normativa 878/2020, que estabelece um conjunto de medidas para garantir a continuidade do serviço de distribuição de energia e a proteção de consumidores e funcionários das concessionárias em meio ao cenário de pandemia da Covid-19.

De acordo com as novas regras, diversas atividades devem ser retomadas pelas distribuidoras a partir de 1º/8/2020, como o atendimento presencial ao público, a entrega da fatura impressa e o cumprimento de prazos e indicadores anteriormente exigidos. Contudo, a ANEEL esclarece que eventuais restrições devem ser discutidas com a autoridade de saúde local, que tem competência legal para avaliar a viabilidade da execução dos serviços no contexto de restrições frente à pandemia.

A ANEEL decidiu também manter a proibição de cortes de energia por falta de pagamento para os consumidores classificados como baixa renda enquanto durar o estado de emergência da pandemia. Conforme o Decreto Legislativo nº 6/2020, esse prazo atualmente vai até o final de 2020. A partir de 1º/8/2020, contudo, volta a ser permitida a possibilidade de cortes de energia por falta de pagamento para consumidores residenciais e as relacionadas ao fornecimento de energia aos serviços e atividades considerados essenciais, desde que os consumidores sejam reavaliados.

Quanto ao comportamento da energia injetada na Companhia, ao compararmos os meses de abril de junho de 2019, contra o mesmo período de 2020, conforme tabela abaixo, verificamos desaceleração do ritmo em relação ao 2º trimestre de 2020, com taxa de decréscimo média de 4,81%, conforme tabela abaixo. Tal resultado é fruto de um decréscimo de 4,89% em abril e

5,95% em maio. Tal decrescimento é reflexo dos impactos da crise COVID-19 nos mercados das companhias, percebido a partir do mês de abril de 2020.

Valores realizados MWh								% comparativos 2019 x 2020			
abr/19	mai/19	jun/19	abr a junho/19	abr/20	mai/20	jun/20	abr a junho/20	Abril/19 x abril/20	Mai/19 x maio/20	Junho/19 x junho/20	abr a junho/19 x abr a junho/20
373.675	412.980	395.988	1.182.643	355.415	388.403	381.984	1.125.802	-4,89%	-5,95%	-3,54%	-4,81%

* * *

Conselho de Administração

Firmino Ferreira Sampaio Neto

Augusto Miranda da Paz Júnior

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima

Diretoria Executiva

Raimundo Nonato Alencar de Castro
Diretor Presidente

Carla Ferreira Medrado
Diretor

Sérvio Túlio dos Santos
Diretor

Cosme José Bráulio Cezário
Diretor

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor

Tinn Freire Amado
Diretor

Cristiano De Lima Logrado
Diretor

José Silva Sobral Neto
Diretor

Geovane Ximenes de Lira
Gerente de Contabilidade e Tributos
Contador
CRC PE 012996-O-3 S-PI

TERMO DE RESPONSABILIDADE

Teresina, 10 de agosto de 2020

Prezados senhores:

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Atenciosamente,

Equatorial Piauí Distribuidora de Energia S.A.

Raimundo Nonato Alencar de Castro
Raimundo Nonato Alencar de Castro
Diretor Presidente


Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor Financeiro

Geovane Ximenes de Lira
Geovane Ximenes de Lira
CRC PE 012996-O-3 S-PI
- Contador

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

....

X - fornecer informação falsa à ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 – Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil, ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 – Omitir, em documento público ou particular, declaração que dele devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante

EQUATORIAL ENERGIA PIAUÍ

Av. Maranhão, 759 - Centro Sul - Teresina-PI CEP: 64.001-010 - Fone: (86) 3228-8000
www.equatorialpiaui.com.br