

## Demonstrações Financeiras 2018



### ENERGIA PARA CUIDAR SEMPRE MELHOR

Lucro Líquido  
R\$ **1,3** bilhão

EBITDA  
R\$ **2,8** bilhões

Ativo Total  
R\$ **22,8** bilhões

Receita Operacional Líquida  
R\$ **13,8** bilhões

Capacidade Instalada  
**2.859** MW

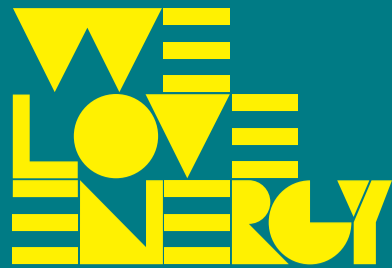
Energia Distribuída  
**25.007** GWH

Clientes Atendidos no Brasil  
**3,5** milhões



# EDP - Energias do Brasil S.A.

Companhia Aberta - CNPJ/MF nº 03.983.431/0001-03



## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2018

### Mensagem do Presidente

O ano de 2018 foi estruturante para a consolidação da posição da EDP Brasil em todos os segmentos de negócio em que atua. Apesar de ter sido um ano de transição política, com um quadro macro-econômico ainda em fase de recuperação, a EDP Brasil registrou resultados históricos em toda a linha. O EBITDA da Companhia atingiu R\$ 2,8 bilhões, representando um aumento de 26,6% relativamente a 2017, enquanto o Lucro Líquido mais do que dobrou, chegando à marca de R\$ 1,3 bilhão. A par destes resultados econômicos diferenciados, a Companhia foi amplamente reconhecida pela sua atividade, como foi o caso da eleição de "Melhor Empresa do Setor de Energia" pelo anuário Época 360<sup>®</sup>, da revista Época Negócios.

Este resultado é o fruto (1) da excelência na execução dos compromissos de investimento, (2) da geração de valor com gestão eficaz de risco energético e comercialização, (3) do investimento na melhoria operacional da Distribuição, (4) da expansão para uma nova geografia, em Santa Catarina, (5) do alargamento da atividade na área de serviços de energia, (6) da reciclagem de capital para reinvestimento em segmentos estratégicos e (7) da liderança em sustentabilidade e inovação.

**Excelência na execução dos compromissos de investimento**

Em 2018, a EDP Brasil, em parceria com a CTG Brasília e Furnas, colocou em operação a usina de São Manoel, com a primeira máquina entrando em funcionamento quatro meses antes do prazo regulatório. E a terceira vez que a Companhia registra tal antecipação (as primeiras duas foram com a UHE Santo Antônio do Jari e a UHE Cachoeira Caldeirão), evidenciando a capacidade da Companhia na execução superior dos seus compromissos de investimento. Este resultado é tão mais significativo quando posto em contexto do universo de projetos de infraestrutura em curso no setor elétrico. De acordo com relatório da ONS, mais de 80% dos projetos no Brasil registram atrasos.

As capacidades desenvolvidas na área de Geração estão agora ao serviço do segmento de Transmissão, sendo que o primeiro lote, no estado do Espírito Santo, foi entregue com 20 meses de antecipação frente ao prazo regulatório. Os demais lotes também seguem com o cronograma em dia e se encontram em fase de licenciamento e construção, sendo que todos já estão com as estruturas de financiamento definidas, propiciando a maximização dos retornos.

**Geração de valor com gestão eficaz do risco energético e comercialização**

O cenário hidrológico persistiu abaixo dos registros históricos médios, impactando diretamente as usinas, que ficaram expostas a um Generation Scaling Factor (GSF)<sup>2</sup> de 81,6%. O percentual, pior que o de anos anteriores, fez com que a Companhia se posicionasse de forma a proteger o portfólio de energia. As Geradoras do Grupo, em conjunto com a EDP Comercialização, mantiveram ao longo do ano cerca de 17% da energia descontratada para "hedging", o que permitiu mitigar esse efeito em R\$ 545 milhões no ano.

A EDP Comercialização registrou notavelmente resultados diferenciados. O volume de energia vendida aumentou 1,7% e o EBITDA gerado ultrapassou R\$ 171 milhões, o que representa um crescimento de 13,5% face a 2017.

**Investimento na melhoria do desempenho da Distribuição**

Em Distribuição, fizemos investimentos relevantes nas nossas Empresas em São Paulo e no Espírito Santo na ordem de duas vezes a quota de reintegração, investimento produtivo que já repercutiu no combate a perdas não técnicas e na melhoria dos indicadores de qualidade de serviço. Em especial na EDP Espírito Santo, conseguimos reduzir as perdas não técnicas em baixa tensão para níveis abaixo do regulatório. Terminamos o ano, pela primeira vez na nossa história, com as duas Distribuidoras registrando perdas não técnicas abaixo dos níveis regulatórios.

**Expansão para uma nova geografia - Estado de Santa Catarina**

A decisão estratégica de estabelecer uma parceria com a Distribuidora Catarinense - Celesc teve este ano um avanço decisivo. Através da compra de uma participação detida pela PREVI e pela aquisição subsequente de blocos de ações preferenciais, a EDP constituiu-se hoje como o maior acionista da Companhia, detendo uma participação de 23,56% do capital total. Esta decisão sela definitivamente uma parceria de investimento no Estado de Santa Catarina, onde o Grupo já detinha um lote de Transmissão para construção. Atualmente, a EDP Brasil participa na gestão da Celesc através dos seus três Conselheiros no Conselho de Administração e de um Diretor Estatutário indicado.

**Alargamento de negócio na área de serviços de energia**

A Companhia também tem investido em serviços de energia, área em que alguns projetos merecem destaque. Um deles é o acordo assinado entre EDP Brasil e o Banco do Brasil para a construção de uma usina solar de 5,6 MWp, que será responsável por abastecer, com energia 100% renovável, 88 agências do Banco do Brasil no estado de Minas Gerais.

Outro destaque deste ano foi a instalação, em parceria com a BMW, de um corredor de abastecimento de veículos elétricos entre São Paulo e Rio de Janeiro, até a data o maior corredor elétrico da América Latina.

**Reciclagem de capital para reinvestimento em segmentos estratégicos**

Neste ano, concluímos a reciclagem de capital alocado em pequenas centrais hidrelétricas. Realizamos a venda da EDP PCH e da PCH Costa Rica, o que contribuiu com R\$ 374,7 milhões para o resultado do ano em questão. O processo, iniciado em 2015 com a venda de Pantanal Energética e a aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I, gerou um valor adicional em cerca de R\$ 2 bilhões, com toda a operação de reciclagem de capital.

**Liderança em sustentabilidade e inovação**

Neste ano, concluímos a reciclagem de capital alocado em pequenas centrais hidrelétricas. Realizamos a venda da EDP PCH e da PCH Costa Rica, o que contribuiu com R\$ 374,7 milhões para o resultado do ano em questão. O processo, iniciado em 2015 com a venda de Pantanal Energética e a aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I, gerou um valor adicional em cerca de R\$ 2 bilhões, com toda a operação de reciclagem de capital.

Mantivemos, também, nossa liderança em sustentabilidade no setor. No ano em que Instituto EDP celebrou uma década de existência, atingimos a marca de R\$ 100 milhões investidos e mais de 3 milhões de pessoas beneficiadas. A valorização do idioma é outra prioridade e, por esse motivo, somos o maior patrocinador da recuperação do Museu da Língua Portuguesa, em São Paulo, e mais recentemente nos comprometemos com a recuperação do Museu do Ipiranga.

Para nós, a sustentabilidade é um valor que faz parte do dia a dia do nosso negócio. Os reconhecimentos obtidos nesta área foram prova desse compromisso. Pelo 13º ano consecutivo estamos presentes no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3. Também fomos apontados como a Melhor Empresa do Brasil em Relação com a Comunidade, pelo Guia EXAME de Sustentabilidade. Estes são apenas alguns dos inúmeros destaques que obtivemos no campo da sustentabilidade, reforçando a nossa liderança nesta área.

A par do investimento em sustentabilidade, continuamos a trilhar caminhos inovadores. A Companhia, pioneira em robotização no setor, já possui 130 processos de negócio e administrativos automatizados. Em 2018, demos um passo adicional no incentivo à transformação digital no País, fundando, com outros grandes empresas brasileiras, o Movimento Brasil Digital, iniciativa que tem como objetivo transformar o Brasil em uma referência em inovação e inclusão digital.

**Compromisso com todos os stakeholders**

Em suma, o ano de 2018 foi um ano francamente especial pelos resultados apresentados e pelos avanços estratégicos que conseguimos nas várias áreas da nossa atividade. Terminamos o ano mais fortes, mais competitivos, mais inovadores e sustentáveis. Terminamos o ano com muita confiança no futuro.

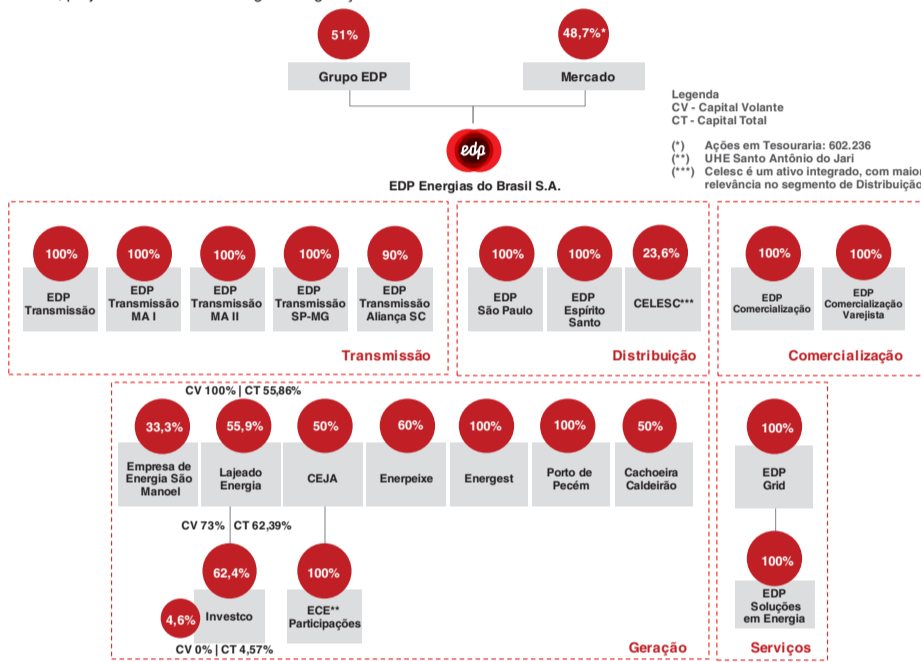
O mérito deste sucesso é dos mais de 3 mil colaboradores da EDP, dos nossos parceiros de negócio e de todos os *stakeholders* com que a Companhia se relaciona. A todos eles deixamos uma mensagem de sincero agradecimento. Em particular, agradecemos aos nossos colaboradores, a grande equipe da EDP Brasil, que se supera a cada dia para fazer sempre melhor. Agradecemos aos nossos parceiros de negócio a dedicação e o profissionalismo, que nos permitiram entregar um serviço de excelência. Aos nossos clientes, agradecemos a fidelidade e a relação duradoura. E aos nossos acionistas, que continuaram a depositar confiança em nós, um especial agradecimento por investirem o seu tempo e recursos na EDP Brasil.

O ano de 2019 trará muitos e novos desafios. Continuaremos a usar a nossa energia para cuidar sempre melhor e para seguir sendo merecedores da vossa confiança.

Miguel Setas

## 1. PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGrama SOCIETÁRIO

A EDP Energias do Brasil ("EDP" ou "Companhia"), controlada pela EDP Portugal, uma das principais operadoras europeias no setor energético, é uma holding que detém investimentos nos segmentos de Geração, Distribuição, Comercialização, Transmissão e Serviços de Energia Elétrica. No segmento de Geração, controla as operações de empreendimentos de fonte convencional (Usinas Hidrelétricas e Usina Termelétrica) nos estados do Espírito Santo, Mato Grosso, Tocantins, Ceará, Pará e Amapá, totalizando 2,9 GW de capacidade instalada. No segmento de Distribuição, atua com duas distribuidoras nos estados de São Paulo e Espírito Santo, além de possuir participação de 23,56% no capital social da Celesc, em Santa Catarina. No segmento de Comercialização, negocia contratos de compra e venda de energia com clientes distribuídos em todo território nacional. No segmento de Transmissão, a Companhia iniciou sua atuação em 2016 e possui cinco projetos, quatro em fase de licenciamento e construção e um em operação, totalizando 1.297 km de extensão. No segmento de Serviços, através da EDP Grid e EDP Soluções, presta serviços técnicos e comerciais, incluindo sistemas de transmissão, distribuição e manutenção para clientes corporativos, projetos de eficiência energética e geração distribuída fotovoltaica.



### 1.1. Alterações de Natureza Societária

Em 21 de março, a Companhia concluiu a aquisição de 14,5% do total de ações de emissão da Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. - CELESC e em 27 de março foi publicado o Edital da Oferta Pública Voluntária (OPA) para aquisição de ações preferências de emissão da mesma. Em 26 de abril, a OPA foi concluída com a aquisição de 1.990.013 ações preferências. Em 07 de novembro, a Companhia realizou aquisição adicional de 1.518.000 ações preferências da Celesc. Dessa forma, a Companhia passou a deter 3.945.820 ações preferências, acrescidas à 5.140.868 ações ordinárias, que somadas representam 23,56% do capital social da Celesc.

Em 24 de maio, a EDP assinou contrato de venda com a CEI - Companhia Energética Integrada Ltda., da totalidade de sua participação na Costa Rica, PCH localizada no estado do Mato Grosso do Sul com capacidade instalada de 16MW, sendo a operação concluída em 6 de setembro.

Em 25 de outubro, a Companhia assinou um contrato de compra e venda de ações com a Statkraft Energias Renováveis S.A. para alienar a EDP PCH, composta por sete usinas hidrelétricas, e a Santa Fé Energia, totalizando 131,9 MW de capacidade instalada, sendo a operação concluída em 21 de dezembro.

## 2. IMPACTOS ECONÔMICOS E HIDROLÓGICOS NO SETOR DE ENERGIA ELÉTRICA

O ano foi marcado por incertezas econômicas e políticas tanto no cenário nacional quanto internacional. No cenário político nacional, as eleições presidenciais, que culminaram com a vitória de Jair Bolsonaro, trouxeram fôlego e expectativas para retomada do crescimento do país. Ao longo de 2018, a greve de caminhoneiros impactou diretamente as atividades econômicas do país apesar da melhora dos indicadores macroeconômicos, com inflação<sup>2</sup> de 3,75% (abaixo da meta de 4,5% para o ano) e taxas de juros<sup>3</sup> de 6,50% a.a., mínima histórica. Nos nove primeiros meses do ano, o PIB<sup>4</sup> cresceu 1,1%. Nesta mesma base de comparação, sob a ótica da oferta, indústria e serviços tiveram crescimento de 0,9% e 1,4%, respectivamente, enquanto na agropecuária apresentou variação negativa de 0,3%. A produção industrial<sup>5</sup> avançou 1,1%. Como no ano passado, o setor de veículos automotores, rebocões e carrocerias teve a maior influência positiva sobre o desempenho do indicador, com o crescimento de 12,6%. Destacaram-se, também, os setores de metalurgia (+4,0%) e papel e celulose (+4,9%). A principal contribuição negativa foi dada pelo setor de produtos alimentícios, que recuou 5,1% na mesma base de comparação. As vendas do varejo<sup>6</sup> aumentaram 2,3% em 2018, com três das oito atividades acompanhadas apresentando crescimento. O comércio varejista ampliado, que inclui as atividades de veículos, motos e material de construção, teve aumento ainda maior, apresentando variação de +5,0% nas vendas.

Foi com esse ambiente favorável que o emprego formal também avançou. De acordo com CAGED<sup>7</sup>, o saldo de empregos no Brasil em 2018 teve alta de 1,40%, com a criação de 530 mil vagas de carteira assinada. O setor de comércio sobressaiu-se com o saldo positivo de 102 mil vagas. No setor elétrico, o ano foi marcado por desafios, reflexo de um cenário hidrológico adverso, com o período úmido (entre janeiro e abril) ainda crítico para o Submercado Sudeste (SE/CO). Com níveis críticos de vazões, a recuperação dos reservatórios ficou comprometida, fechando o período úmido com 44% de Energia Armazenada (EARM), 2% acima em relação ao mesmo período de 2017. Apesar de intervalos que demonstraram melhoria nas chuvas, o Sudeste (SE/CO) fechou o ano com 90% da Média de Longo Termo (MLT) da Energia Natural Afluenta (ENA) acumulada e 27,6% de Energia Armazenada (EARM). No Nordeste, a ENA se manteve abaixo da média, encerrando o período com 49% MLT e 40% de EARM. Este cenário se refletiu no PLD médio do ano, de R\$ 288/MWh para o SE/CO e R\$ 274/MWh para o Nordeste, chegando a atingir o máximo de R\$ 505/MWh para todos os submercados no mês de agosto. O GSF médio do ano de 2018 foi de 81,6%, chegando a atingir a mínima de 55,8% no mês de setembro.

## 3. AMBIENTE REGULATÓRIO

### 3.1. Alterações Regulatórias

Assim como nos anos anteriores, 2018 foi caracterizado por importantes acontecimentos no ambiente regulatório, iniciados com a Medida Provisória nº 814, de dezembro de 2017, que abordava possíveis soluções para o risco hidrológico das geradoras com contratos no mercado livre, a aprovação para o início das privatizações dos ativos da Eletrobras, bem como custeio de subsídios e encargos (CCC/CDE, ampliação do Baixa Renda, Programa Luz para Todos) e aumento do preço de energia para retomada de Angra 3. A Medida Provisória tinha como intuito reduzir os impactos de um dos principais problemas do setor elétrico, vinculado ao GSF (Generation Scaling Factor), mas deixou de ter efeito em junho devido às demais propostas, relacionadas aos subsídios e Angra 3, que resultariam em aumentos significativos nas tarifas de energia.

Ainda sobre o GSF ocorreram diversas tentativas de aprovação de acordo para resolução do passivo no Ambiente de Contratação Livre (ACL), mas a proposta para o mercado livre não recebeu adesão dos agentes. Nesse contexto, em outubro, ocorreu a queda da liminar (APINÉ) que protegia os agentes do pagamento da exposição no MCF O passivo ainda permanece em discussão, mas os agentes hidrivos passaram a pagar as exposições nas liquidações referentes aos meses que se seguem. Adicionalmente, foi aprovado um projeto de lei no final de dezembro pelo Senado, endereçando solução para os débitos de geradoras com contratos no mercado livre e a nova composição do IMME elencou como prioridade solucionar a questão do passivo até o fim de fevereiro, através do PL 10.985/2018 na Câmara dos Deputados (PL 209/2015 no Senado).

No âmbito das medidas estruturais, objeto das discussões da Consulta Pública nº 033 do MME em 2017, as principais medidas não foram votadas no Congresso Nacional. Algumas medidas administrativas e infralegais foram tomadas, tais como a diminuição da potência da instalação de um consumidor para que possa adquirir energia no mercado livre (2,5 MW a partir de julho de 2019 e 2,0 MW a partir de janeiro de 2020). Outra importante iniciativa tomada em 2018 foi a estruturação do processo de precificação em base horária, que deverá entrar em operação em 2019, trazendo uma nova dinâmica ao mercado de curto prazo. Finalmente, como resultado de um grupo de trabalho criado pelo governo, foi publicado um decreto que extinguiu os subsídios tarifários ao longo de 5 anos para consumidores das classes rural, serviços públicos de água, esgoto e saneamento, serviços públicos de irrigação e cooperativas de eletrificação rural. Também suprimiu a cumulatidade dos subsídios para as classes rural e irrigante.

No que diz respeito às regulamentações sobre as novas tecnologias, a ANEEL promoveu amplo debate com a sociedade sobre sua função regulamentadora do setor elétrico para a inserção dos veículos elétricos no mercado brasileiro. Após consulta pública, workshop internacional, reuniões diversas e audiência pública, o regulador compreendeu que o mercado de mobilidade elétrica é uma atividade não regulada. Dessa forma, seria necessário estabelecer procedimentos somente para que a distribuidora atendesse às solicitações para instalação das estações de recarga e publicou uma Resolução Normativa, com o objetivo de evitar interferências às atividades de operação elétrica pelas distribuidoras.

As bandeiras tarifárias também foram um mole do ano com a divulgação de novos critérios em abril. A ANEEL alterou as faixas de acionamento, englobando questões de risco hidrológico definidas através do histórico operativo do Sistema Interligado Nacional (SIN) e a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre o GSF e o PLD. A composição dessas duas variáveis faz com que a arrecadação prevista, com os valores propostos, se aproxime mais dos custos incorridos. Dessa forma, a bandeira amarela permaneceu R\$ 1 a cada 100 kWh consumidos e frações, a bandeira vermelha no patamar 1, R\$ 3 a cada 100 kWh e, no patamar 2, R\$ 5 a cada 100 kWh.

A fim de mitigar os impactos da sobrecontratação de energia nas distribuidoras, a ANEEL criou o Mecanismo de Venda de Excedentes (MVE), que permite as distribuidoras negociarem até 15% da energia sobrecontratada com o Ambiente Livre de Contratação (ACL) através de leilão com preço fixo declarado pela vendendor.

Por fim, com intuito de suprir o sistema elétrico em situações de contingência, como, por exemplo, quando fontes de energia intermitentes reduzem a geração, a ANEEL criou o Despacho Complementar para Manutenção da Reserva de Potência Operativa. Este Serviço Ancilar é definido como o despacho de unidades geradoras de usinas termelétricas despachadas centralizadamente, visando preservar a reserva de potência operativa nas usinas hidrelétricas participantes do Controle Automático de Geração em qualquer subsistema.

### 3.2. Revisões e Reajustes Tarifários

Em 07 de agosto passou a ser aplicado o reajuste tarifário anual da EDP Espírito Santo com efeito médio percebido pelos consumidores de +15,87%, sendo +14,99% para os consumidores atendidos em alta e média tensão e de +16,30% para os consumidores atendidos em baixa tensão. A parcela B foi reajustada em 7,19%, resultando em R\$ 861,8 milhões. Para o período tarifário, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,15%, enquanto a componente T (Trajetória de Custos Operacionais) foi de 0,00%. Quanto à componente O, referente à variação dos indicadores de qualidade do serviço DEC e FEC, a variação foi de -0,10%. A parcela A foi definida em R\$ 2.518 milhões e os componentes financeiros, em R\$ 242,3 milhões. Em 23 de outubro passou a ser aplicado o reajuste tarifário anual da EDP São Paulo com efeito médio a ser percebido pelos consumidores de +16,12%, sendo 17,84% para os consumidores conectados em alta e média tensão e 15,13% para os consumidores conectados em baixa tensão. A parcela B foi ajustada em 9,48%, resultando em R\$ 961,1 milhões. Para o período tarifário, a componente Produtividade (Pd) anual do Fator X foi estabelecida em 1,14%, a componente T (Trajetória de Custos Operacionais) foi de -0,24% e a componente Q, -0,34%. A parcela A da concessionária foi definida em R\$ 3.519 milhões, e os itens financeiros reconhecidos pela ANEEL, nesse processo foram de R\$ 434,5 milhões.

## 4. RESULTADOS CONSOLIDADOS

Itens em R\$ mil ou %	Geração Hídrica <sup>2</sup>		Geração Térmica		Distribuição	Comerc. + EDP GRID	Transmissão	Holding	Eliminações	Conso- lidado <sup>2</sup>
	2018	2018	2018	2018						
<b>Receita Líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.304.519</b>	<b>1.760.102</b>	<b>6.926.371</b>	<b>4.080.605</b>						
Receita de Construção	-	-	654.529	-	-	-	-	-	-	970.630
Margem Receita de Construção Transmissoras	-	-	-	-	-	16.736	-	-	-	16.736
<b>Gastos Não-Generaciáveis</b>	<b>(345.763)</b>	<b>(1.034.685)</b>	<b>(5.093.303)</b>	<b>(3.819.485)</b>						
Margem Bruta	958.756	725.417	1.833.068	261.120		30.371	5.148	17.614	3.821.494	
<b>Gastos Gerenciáveis</b>	<b>(1.286.540)</b>	<b>293.018</b>	<b>(1.848.790)</b>	<b>(88.481)</b>		<b>(322.992)</b>	<b>(142.944)</b>	<b>(42.145)</b>	<b>(3.006.475)</b>	
<b>PMO</b>	<b>(104.040)</b>	<b>(126.210)</b>	<b>(901.761)</b>	<b>(83.250)</b>		<b>(6.891)</b>	<b>(112.675)</b>	<b>885</b>	<b>(1.333.942)</b>	
Ganhos e Perdas na Desativação e Alienação de Bens	(2.538)	(3.705)	(88.296)	346					(94.193)	
Ganho na Alienação de Investimento	-	-	-	-		374.655	-	-	374.655	
<b>EBITDA</b>	<b>852.178</b>	<b>595.502</b>	<b>843.011</b>	<b>178.216</b>		<b>30.216</b>	<b>267.179</b>	<b>1.763</b>	<b>2.768.044</b>	
Depreciação e Amortização	(161.527)	(163.103)	(204.204)	(5.577)		-	(30.269)	(43.030)	(607.710)	
Resultado das Participações Societárias	(23.380)	-	-	-		-	-	-	2.974	
Resultado Financeiro Líquido	(119.278)	(137.654)	(144.533)	1.780		-	33.835	(475)	(366.325)	
<b>Lucro Líquido Antes de Minoritários</b>	<b>429.375</b>	<b>224.856</b>	<b>383.987</b>	<b>111.858</b>		<b>19.180</b>	<b>1.272.833</b>	<b>(1.027.339)</b>	<b>1.414.750</b>	
Participações de Minoritários	(141.620)	-	-	-		-	-	(297)	-	(141.917)
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>287.755</b>	<b>224.856</b>	<b>383.987</b>	<b>111.858</b>		<b>18.883</b>	<b>1.272.833</b>	<b>(1.027.339)</b>	<b>1.272.833</b>	

<sup>2</sup> Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor IPCA e INPC - Dezembro/2018.

<sup>3</sup> Fonte: Banco Central do Brasil, Meta SELIC em 31/12/2018.

<sup>4</sup> Fonte: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE, Contas Nacionais Trimestrais, Julho/setembro 2018.

<sup>5</sup> Fonte: IBGE, Pesquisa Industrial Mensal: Produção Física - Regional, Dezembro/2018.

<sup>6</sup> Fonte: IBGE, Pesquisa Mensal de Comércio, Dezembro/2018.

<sup>7</sup> Fonte: CAGED/MTE, Dezembro/2018.

Conselho de Administração e de um Diretor Estatutário indicado.

### Alargamento de negócio na área de serviços de energia

A Companhia também tem investido em serviços de energia, área em que alguns projetos merecem destaque. Um deles é o acordo assinado entre EDP Brasil e o Banco do Brasil para a construção de uma usina solar de 5,6 MWp, que será responsável por abastecer, com energia 100% renovável, 88 agências do Banco do Brasil no estado de Minas Gerais.

Outro destaque deste ano foi a instalação, em parceria com a BMW, de um corredor de abastecimento de veículos elétricos entre São Paulo e Rio de Janeiro, até a data o maior corredor elétrico da América Latina.

### Reciclagem de capital para reinvestimento em segmentos estratégicos

Neste ano, concluímos a reciclagem de capital alocado em pequenas centrais hidrelétricas. Realizamos a venda da EDP PCH e da PCH Costa Rica, o que contribuiu com R\$ 374,7 milhões para o resultado do ano em questão. O processo, iniciado em 2015 com a venda de Pantanal Energética e a aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I, gerou um valor adicional em cerca de R\$ 2 bilhões, com toda a operação de reciclagem de capital.

### Liderança em sustentabilidade e inovação

Neste ano, concluímos a reciclagem de capital alocado em pequenas centrais hidrelétricas. Realizamos a venda da EDP PCH e da PCH Costa Rica, o que contribuiu com R\$ 374,7 milhões para o resultado do ano em questão. O processo, iniciado em 2015 com a venda de Pantanal Energética e a aquisição dos 50% remanescentes da UTE Pecém I, gerou um valor adicional em cerca de R\$ 2 bilhões, com toda a operação de reciclagem de capital.

Mantivemos, também, nossa liderança em sustentabilidade no setor. No ano em que Instituto EDP celebrou uma década de existência, atingimos a marca de R\$ 100 milhões investidos e mais de 3 milhões de pessoas beneficiadas. A valorização do idioma é outra prioridade e, por esse motivo, somos o maior patrocinador da recuperação do Museu da Língua Portuguesa, em São Paulo, e mais recentemente nos comprometemos com a recuperação do Museu do Ipiranga.

Para nós, a sustentabilidade é um valor que faz parte do dia a dia do nosso negócio. Os reconhecimentos obtidos nesta área foram prova desse compromisso. Pelo 13º ano consecutivo estamos presentes no Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3. Também fomos apontados como a Melhor Empresa do Brasil em Relação com a Comunidade, pelo Guia EXAME de Sustentabilidade. Estes são apenas alguns dos inúmeros destaques que obtivemos no campo da sustentabilidade, reforçando a nossa liderança nesta área.

A par do investimento em sustentabilidade, continuamos a trilhar caminhos inovadores. A Companhia, pioneira em robotização no setor, já possui 130 processos de negócio e administrativos automatizados. Em 2018, demos um passo adicional no incentivo à transformação digital no País, fundando, com outros grandes empresas brasileiras, o Movimento Brasil Digital, iniciativa que tem como objetivo transformar o Brasil em uma referência em inovação e inclusão digital.

### Compromisso com todos os stakeholders

Em suma, o ano de 2018 foi um ano francamente especial pelos resultados apresentados e pelos avanços estratégicos que conseguimos nas várias áreas da nossa atividade. Terminamos o ano mais fortes, mais competitivos, mais inovadores e sustentáveis. Terminamos o ano com muita confiança no futuro.

O mérito deste sucesso é dos mais de 3 mil colaboradores da EDP, dos nossos parceiros de negócio e de todos os *stakeholders* com que a Companhia se relaciona. A todos eles deixamos uma mensagem de sincero agradecimento. Em particular, agradecemos aos nossos colaboradores, a grande equipe da EDP Brasil, que se supera a cada dia para fazer sempre melhor. Agradecemos aos nossos parceiros de negócio a dedicação e o profissionalismo, que nos permitiram entregar um serviço de excelência. Aos nossos clientes, agradecemos a fidelidade e a relação duradoura. E aos nossos acionistas, que continuaram a depositar confiança em nós, um especial agradecimento por investirem o seu tempo e recursos na EDP Brasil.

O ano de 2019 trará muitos e novos desafios. Continuaremos a usar a nossa energia para cuidar sempre melhor e para seguir sendo merecedores da vossa confiança.

Itens em R\$ mil ou %	Geração Hídrica <sup>2</sup>		Geração Térmica		Distribuição	Comerc. + EDP GRID	Transmissão	Holding	Eliminações	Conso- lidado <sup>2</sup>
	2017	2017	2017	2017						
<b>Receita Líquida<sup>1</sup></b>	<b>1.339.502</b>	<b>1.680.227</b>	<b>6.349.741</b>	<b>3.615.923</b>						
Receita de Construção	-	-	568.460	-	-	-	33.657	-	-	602.197
Margem Receita de Construção Transmissoras	-	-	-	-	-	-	(80)	-	-	(80)
<b>Gastos Não-Generaciáveis</b>	<b>(395.378)</b>	<b>(1.079.346)</b>	<b>(4.627.325)</b>	<b>(3.390.940)</b>						
Margem Bruta	944.124	600.881	1.722.416	224.983		850	5.677	1.256.916	(8.236.153)	
<b>Gastos Gerenciáveis</b>	<b>(257.509)</b>	<b>(298.402)</b>	<b>(1.674.040)</b>	<b>(55.266)</b>		<b>(34.980)</b>	<b>(126.032)</b>	<b>(46.506)</b>	<b>(2.492.735)</b>	
<b>PMO</b>										

Itens em R\$ Mil ou %	2018	2017	Var
EBITDA	2.768.014	2.186.638	26,6%
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável (VNR)/Remuneração Ativos de Concessão	(78.805)	(24.882)	216,7%
Ganho na alienação de investimento	(374.655)	-	n.d.
Ressarcimento do seguro de Pecém	-	(9.003)	n.d.
Provisão do Ressarcimento do Encargo Hídrico de Pecém	-	30.000	n.d.
Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA)	12.300	4.700	161,7%
<b>EBITDA Ajustado</b>	<b>2.326.854</b>	<b>2.127.453</b>	<b>9,4%</b>
Resultado das Participações Societárias	2.974	(16.336)	118,2%
<b>EBITDA conforme "Instrução CVM 527"</b>	<b>2.770.988</b>	<b>2.170.302</b>	<b>27,7%</b>

O EBITDA ajustado pelos efeitos não recorrentes e os efeitos não caixa foi de R\$ 2,3 bilhões, 5,0% acima.  
Conforme instrução CVM 527, o EBITDA ajustado pelo resultado das participações societárias foi 2,8 bilhões, aumento de 27,7%.

**4.6. Resultado Financeiro**

Resultado Financeiro (R\$ mil)	Consolidado		
	2018	2017	Var
Receita Financeira	376.461	258.978	45,4%
Despesa Financeira	(751.991)	(824.599)	-8,8%
Variação Cambial	(49.023)	(3.386)	n.d.
Resultado Líquido de Operações de Swap e Hedge	30.260	(18.133)	n.d.
Ativos/ Passivos Financeiros Setoriais	16.501	14.699	12,3%
Juros e Multa Sobre Impostos	11.467	24.641	-53,5%
<b>Total</b>	<b>(366.325)</b>	<b>(547.800)</b>	<b>-33,1%</b>

O resultado financeiro reduziu 33,1%, atingindo R\$ 366,3 milhões.

No ano, a Receita Financeira aumentou 45,4%, atingindo R\$ 376,5 milhões, reflexo dos impactos abaixo:

- (i) Aumento de R\$ 27,1 milhões na linha de juros e variações monetárias devido a: (i) aumento de R\$ 71,6 milhões na linha de energia vendida advinda de juros e multa sobre atrasos de clientes; (ii) aumento de R\$ 16,4 milhões na linha de depósitos judiciais em função da correção monetária realizada no 4T17; e (iii) redução de R\$ 63,0 milhões na linha de renda de aplicações financeiras e depósitos devido à redução do CDI entre os períodos comparados; e
  - (ii) Aumento de R\$ 78,9 milhões na linha de ganho com aquisição de investimento, advindo da compra vantajosa de participação na Celesc.
- A Despesa Financeira reduziu 8,8% no acumulado, atingindo R\$ 752,0 milhões, reflexo:
- (i) Da redução de R\$ 81,1 milhões em encargos da dívida advinda da redução de juros e do custo de financiamento; e
  - (ii) Aumento da despesa de juros e variações monetárias em R\$ 19,0 milhões, advindo de: (i) aumento na linha de Uso do Bem Público devido à atualização pelo IGPM em Enerpeixe; e (ii) redução de R\$ 25,0 milhões na despesa de GSF também na Enerpeixe.

**4.7. Lucro Líquido**

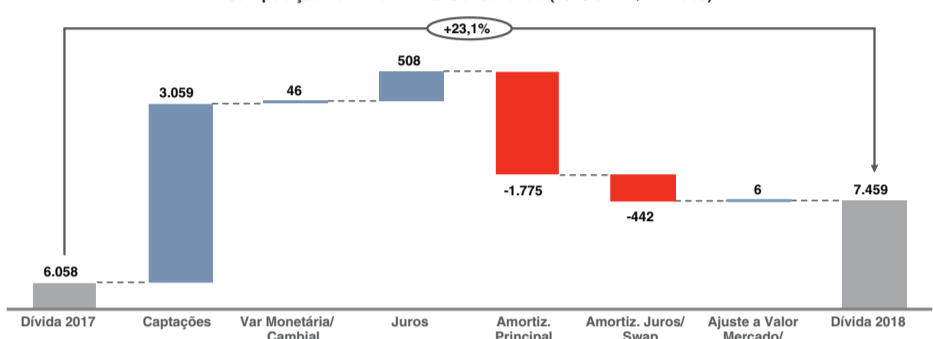
O Lucro Líquido ajustado pelos efeitos citados no capítulo de EBITDA e pelo efeito da compra vantajosa de participação na Celesc foi de R\$ 952,1 milhões no ano, aumento de 66,2%.

Itens em R\$ Mil ou %	2018	2017	Var
Lucro	1.272.833	611.855	108,0%
Atualização do Ativo Financeiro Indenizável (VNR)/Remuneração Ativos de Concessão	(52.011)	(16.422)	216,7%
Ganho na alienação de investimento	(224.787)	-	n.d.
Ressarcimento do seguro de Pecém	-	(5.942)	n.d.
Provisão do Ressarcimento do Encargo Hídrico de Pecém	-	(19.800)	n.d.
Ganho com aquisição de investimento Celesc	(52.061)	-	n.d.
Programa de Incentivo à Aposentadoria (PIA)	8.118	3.102	161,7%
<b>Lucro Líquido Ajustado</b>	<b>952.091</b>	<b>572.793</b>	<b>66,2%</b>

**4.8. Endividamento**

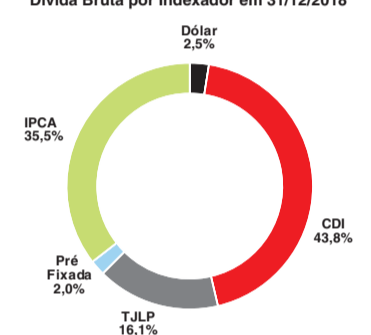
A Companhia finalizou o ano com Dívida Bruta de R\$ 7,5 bilhões, aumento de 23,1% em relação a dezembro de 2017. A Dívida Bruta desconsidera as dívidas das UHEs Santo Antônio do Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel (R\$ 1,4 bilhão).

Composição da Dívida Bruta Consolidada (2018 em R\$ milhões)



Nota: Captações consideram os custos de transação com a emissão de debêntures.

Dívida Bruta por Indexador em 31/12/2018



Nota: considerando que os financiamentos em moeda estrangeira encontram-se protegidos dos riscos de câmbio (USD), o percentual de indexadores seria: CDI 46,3%, com os demais indexadores mantidos.

O custo médio da dívida fechou o ano em 8,6% a.a., em comparação aos 11,1% a.a. no final de 2017, levando em consideração os juros capitalizados das dívidas e encargos incorridos. A redução do custo médio é resultante da queda do CDI (de 9,9% a.a. em dez/2017 para 6,4% a.a. em dez/2018), atenuado pelo aumento do IPCA (de 2,9% a.a. em dez/2017 para 3,7% a.a. em dez/2018). O prazo médio da dívida consolidada atingiu 3,7 anos. Considerando as dívidas das empresas em que a Companhia detém participação (Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel), o prazo médio seria de 4,4 anos e o custo médio de 8,7% a.a.

A relação Dívida Líquida/EBITDA foi de 1,6 vez.

Considerando a proporção da participação da Companhia em Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel, a relação Dívida Líquida/EBITDA seria de 1,9 vez.

Desconsiderando a mais-valia com a venda de Costa Rica, PCHs e Santa Fé, a razão Dívida Líquida/EBITDA seria de 1,8 vez.

**4.9. Variação do Imobilizado**

A variação do imobilizado aumentou 47,5%, resultante das obras de Transmissão.

Variação do Imobilizado (R\$ mil)	Total		
	2018	2017	Var
<b>Distribuição</b>	<b>654.529</b>	<b>568.460</b>	<b>15,1%</b>
EDP São Paulo	318.683	269.742	18,1%
EDP Espírito Santo	335.846	298.718	12,4%
<b>Geração</b>	<b>124.029</b>	<b>151.271</b>	<b>-18,0%</b>
Enerpeixe	7.226	4.233	70,7%
Energest	1.971	3.658	-46,1%
EDP PCH	7.742	9.277	-16,5%
Lajeado/Investco	7.925	8.928	-11,2%
Pecém	98.715	123.488	-20,1%
Costa Rica	44	150	-70,8%
Santa Fé	406	1.537	-73,6%
<b>Transmissão</b>	<b>316.101</b>	<b>33.737</b>	<b>837,0%</b>
Outros	37.576	14.285	163,1%
<b>Total</b>	<b>1.132.235</b>	<b>767.753</b>	<b>47,5%</b>

No segmento de Distribuição, o investimento foi R\$ 654,5 milhões (líquido de obrigações especiais e receitas de ultrapassagem), 15,1% acima, representando 2x quota de reintegração, advindo principalmente de maiores investimentos na EDP SP, devido ao ajuste do cronograma de obras do plano de combate a perdas, bem como em expansão e recomposição do sistema elétrico. Além disso, ao longo do segundo semestre houve maior realização de investimentos em projetos de infraestrutura e TI.

No segmento de Geração, os investimentos foram de R\$ 124,0 milhões, redução de 18,0%.

No segmento de Transmissão, os investimentos foram de R\$ 316,1 milhões, conforme conclusão do lote do Espírito Santo e da antecipação do cronograma no lote de Santa Catarina.

Nos outros segmentos (Holding, Serviços e Grid) os investimentos atingiram R\$ 37,6 milhões. Os maiores gastos vieram de projetos de solar, ampliação do CSP criação do Innovation Lounge, aquisição de equipamentos de informática e apropriação dos custos referentes aos novos projetos anteriormente alocados na EDP PCH.

Considerando o investimento de acordo com a participação da Companhia nos projetos de geração hídrica em Jari, Cachoeira Caldeirão e São Manoel, os investimentos da Companhia alcançaram R\$ 1,2 bilhão, aumento de 12,6%.

Variação do Imobilizado (R\$ mil)	2018	2017	Var
<b>Distribuição</b>	<b>654.529</b>	<b>568.460</b>	<b>15,1%</b>
<b>Geração</b>	<b>124.029</b>	<b>151.271</b>	<b>-18,0%</b>
Geração outros	124.029	151.271	-18,0%
UHE Santo Antonio do Jari <sup>1</sup>	1.089	2.625	-58,5%
UHE Cachoeira Caldeirão <sup>1</sup>	2.761	2.801	-1,4%
UHE São Manoel <sup>2</sup>	72.797	300.522	-75,8%
<b>Transmissão</b>	<b>316.101</b>	<b>33.737</b>	<b>837,0%</b>
Outros	37.576	14.285	163,1%
<b>Total</b>	<b>1.208.882</b>	<b>1.073.700</b>	<b>12,6%</b>

<sup>1</sup> Considera a participação da EDP = 50,0%

<sup>2</sup> Considera a participação da EDP = 33,3%

**5. ÁREAS DE NEGÓCIOS**

**5.1. Distribuição**

	EDP Distribuição					
	Volume (MWh)			Clientes (unid)		
	2018	2017	Var	2018	2017	Var
<b>Residencial</b>	<b>6.049.014</b>	<b>5.888.211</b>	<b>2,7%</b>	<b>2.943.635</b>	<b>2.877.686</b>	<b>2,3%</b>
<b>Industrial</b>	<b>11.351.659</b>	<b>10.966.425</b>	<b>3,5%</b>	<b>24.628</b>	<b>24.579</b>	<b>0,2%</b>
Livre	9.461.353	8.906.254	6,2%	454	394	15,2%
Cativo	1.890.306	2.060.170	-8,2%	24.174	24.185	0,0%
<b>Comercial</b>	<b>4.167.846</b>	<b>4.100.354</b>	<b>1,6%</b>	<b>253.611</b>	<b>251.294</b>	<b>0,9%</b>
Livre	968.281	936.888	3,4%	373	304	22,7%
Cativo	3.199.565	3.163.466	1,1%	253.238	250.990	0,9%
<b>Rural</b>	<b>870.476</b>	<b>860.858</b>	<b>1,1%</b>	<b>201.472</b>	<b>195.298</b>	<b>3,2%</b>
<b>Outros</b>	<b>2.018.888</b>	<b>1.968.564</b>	<b>2,6%</b>	<b>27.665</b>	<b>27.935</b>	<b>-1,0%</b>
Livre	245.775	230.585	6,6%	6	6	0,0%
Cativo	1.773.112	1.737.979	2,0%	27.659	27.929	-1,0%
<b>Permissionárias</b>	<b>51.326</b>	<b>46.410</b>	<b>10,6%</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0,0%</b>
<b>Concessionárias/Geradores</b>	<b>497.636</b>	<b>432.580</b>	<b>15,0%</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total Energia Distribuída</b>	<b>25.006.846</b>	<b>24.263.402</b>	<b>3,1%</b>	<b>3.451.400</b>	<b>3.376.821</b>	<b>2,2%</b>
Total Livre	11.173.045	10.506.307	6,3%	860	731	17,6%
Total Cativo	13.833.801	13.757.095	0,6%	3.450.180	3.376.090	2,2%

	EDP São Paulo					
	Volume (MWh)			Clientes (unid)		
	2018	2017	Var	2018	2017	Var
<b>Residencial</b>	<b>3.747.802</b>	<b>3.671.770</b>	<b>2,1%</b>	<b>1.722.917</b>	<b>1.676.680</b>	<b>2,8%</b>
<b>Industrial</b>	<b>7.344.691</b>	<b>7.167.625</b>	<b>2,5%</b>	<b>13.344</b>	<b>13.297</b>	<b>0,4%</b>
Livre	6.049.179	5.762.917	5,0%	303	275	10,2%
Cativo	1.295.513	1.404.708	-7,8%	13.041	13.022	0,1%
<b>Comercial</b>	<b>2.494.812</b>	<b>2.429.933</b>	<b>2,7%</b>	<b>128.604</b>	<b>126.903</b>	<b>1,3%</b>
Livre	576.104	520.616	10,7%	201	166	21,1%
Cativo	1.918.708	1.909.316	0,5%	128.403	126.737	1,3%
<b>Rural</b>	<b>81.684</b>	<b>82.631</b>	<b>-1,1%</b>	<b>7.915</b>	<b>7.904</b>	<b>0,1%</b>
<b>Outros</b>	<b>1.142.310</b>	<b>1.141.652</b>	<b>0,1%</b>	<b>13.903</b>	<b>14.173</b>	<b>-1,9%</b>
Livre	245.775	229.530	7,1%	6	6	0,0%
Cativo	896.535	912.123	-1,7%	13.897	14.167	-1,9%
<b>Permissionárias</b>	<b>51.326</b>	<b>46.410</b>	<b>10,6%</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>0,0%</b>
<b>Concessionárias/Geradores</b>	<b>329.743</b>	<b>266.270</b>	<b>23,8%</b>	<b>8</b>	<b>8</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total Energia Distribuída</b>	<b>15.192.368</b>	<b>14.806.291</b>	<b>2,6%</b>	<b>1.886.693</b>	<b>1.838.967</b>	<b>2,6%</b>
Total Livre	7.200.801	6.779.333	6,2%	518	455	13,8%
Total Cativo	7.991.568	8.026.958	-0,4%	1.886.175	1.838.512	2,6%

	EDP Espírito Santo					
	Volume (MWh)			Clientes (unid)		
	2018	2017	Var	2018	2017	Var
<b>Residencial</b>	<b>2.301.212</b>	<b>2.216.441</b>	<b>3,8%</b>	<b>1.220.718</b>	<b>1.201.006</b>	<b>1,6%</b>
<b>Industrial</b>	<b>4.006.968</b>	<b>3.798.799</b>	<b>5,5%</b>	<b>11.284</b>	<b>11.282</b>	<b>0,0%</b>
Livre	3.412.174	3.143.337	8,6%	151	119	26,9%
Cativo	594.794	655.462	-9,3%	11.133	11.163	-0,3%
<b>Comercial</b>	<b>1.673.034</b>	<b>1.670.421</b>	<b>0,2%</b>	<b>125.007</b>	<b>124.391</b>	<b>0,5%</b>
Livre	392.177	416.271	-5,8%	172	138	24,6%
Cativo	1.280.857	1.254.150	2,1%	124.835	124.253	0,5%
<b>Rural</b>	<b>788.793</b>	<b>778.227</b>	<b>1,4%</b>	<b>193.557</b>	<b>187.394</b>	<b>3,3%</b>
<b>Outros</b>	<b>876.577</b>	<b>826.911</b>	<b>6,0%</b>	<b>13.762</b>	<b>13.762</b>	<b>0,0%</b>
Livre	0	1.055	-100,0%	0	0	0,0%
Cativo	876.577	825.856	6,1%	13.762	13.762	0,0%
<b>Concessionárias/Geradores</b>	<b>167.893</b>	<b>166.310</b>	<b>1,0%</b>	<b>19</b>	<b>19</b>	<b>0,0%</b>
<b>Total Energia Distribuída</b>	<b>9.814.477</b>	<b>9.457.111</b>	<b>3,8%</b>	<b>1.564.347</b>	<b>1.537.854</b>	<b>1,7%</b>
Total Livre	3.972.244	3.726.974	6,6%	342	276	23,9%
Total Cativo	5.842.233	5.730.137	2,0%	1.564.005	1.537.578	1,7%

Nota: No total de energia distribuída não estão incluídos os valores de energia de suprimento (Força e Luz na EDP SP e Santa Maria na EDP ES).

O volume de energia distribuída aumentou 3,1% no ano, decorrente do aumento de 1,1% da produção industrial<sup>8</sup> no país, do faturamento decorrente do combate a perdas, bem como do número de cliente e da temperatura média mais elevada na EDP ES.

O número de clientes livres cresceu 17,6% no ano, sendo 63 clientes na EDP SP e 66 clientes na EDP ES, em função das migrações para o mercado livre.

**Balanco Energético Distribuição (MWh)**

Do total da Energia Requerida, 58,8% foram para a EDP SP e 41,2% para a EDP ES.

EDP DISTRIBUIÇÃO	EDP São Paulo	EDP Espírito Santo	EDP Distribuição
Itaipu + Proinfa	2.515.867	1.610.648	4.126.515
Leilão	8.330.964	6.240.915	14.571.879
Outros <sup>1</sup>	51.520	230.117	281.637
Energia em Trânsito	7.204.378	4.077.408	11.281.786
<b>Total Energia Recebida</b>	<b>18.102.729</b>	<b>12.159.088</b>	<b>30.261.817</b>
Perdas Transmissão (+)	177.384	91.325	268.709
Perdas de Itaipu (+)	130.956	82.720	213.676
Vendas C.Prazo (-)	-616.884	-550.824	-1.167.708
Ajustes C.Prazo (-)	28.022	1.756	29.777
Cessão MCSSD Energia Nova (+)	578.606	-218.710	359.896
<b>Total Perdas</b>	<b>1.475.808</b>	<b>504.404</b>	<b>1.980.212</b>
<b>Energia Requerida</b>	<b>16.626.921</b>	<b>11.654.683</b>	<b>28</b>

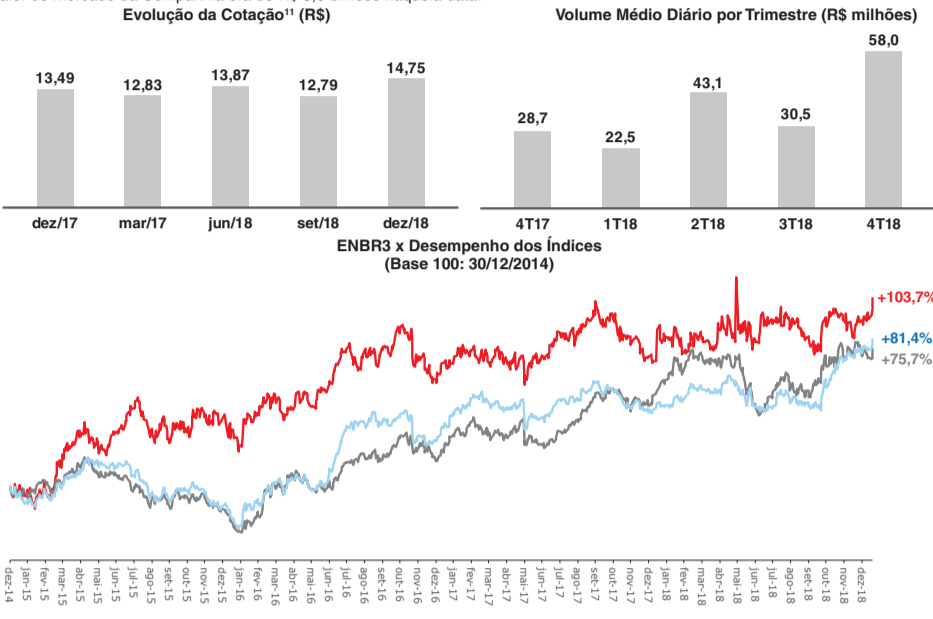
O registro contábil para fins de resultado ocorre da seguinte forma: (i) reconhecimento do custo e receita de construção com base no avanço da construção, destacando que a receita possui margem sobre os valores investidos (custo); e (ii) remuneração sobre o investimento calculado com base no WACC do investimento. Durante a fase de construção, as despesas são capitalizadas, com exceção das corporativas. Os Gastos Gerenciais são concentrados na rubrica "Custo com Construção da Infraestrutura", refletindo o avanço dos projetos dos lotes. Até o momento, foram investidos R\$ 316,1 milhões, refletindo os processos de construção, estudos territoriais e projetos de engenharia nos lotes adquiridos.

Variação do Imobilizado (R\$ mil)			
	2018	2017	Var
<b>Linhas de Transmissão (Lote)</b>			
Transmissão (Lote 24)	93.295	14.826	78.469
Transmissão MA I (Lote 07)	11.428	2.957	8.471
Transmissão MA II (Lote 11)	12.027	1.659	10.368
Transmissão Aliança SC (Lote 21)	170.550	7.252	163.298
Transmissão SP-MG (Lote 18)	28.801	7.043	21.758
<b>Total</b>	<b>316.101</b>	<b>33.737</b>	<b>282.355</b>

**5.4. Comercialização**  
O volume de energia comercializada totalizou 18.102 GWh, aumento de 1,7%, decorrente (i) da volatilidade dos preços de mercado (variaram entre R\$ 79,0/MWh e R\$ 505,2/MWh), associada à alta liquidez, que beneficiaram operações de tomada de posição *long e short*, (ii) do maior volume de energia disponível no mercado, proveniente das descontrações de energia das distribuidoras ocorridas em 2017 através dos Mecanismos de Compensação de Sobras e Débitos - MCSD - ou acordos bilaterais, refletidos ao longo de 2018; (iii) do aumento no volume de energia vendida para os novos consumidores livres (resultantes das migrações); (iv) da estratégia de sazonalização de energia da comercializadora, utilizado para ajustar a curva de volume energético do ano; (v) dos contratos de flexibilidade de consumo, que demonstraram ganhos face aos preços de mercado; (vi) da gestão do portfólio das Geradoras com operações de Hedge; e (vii) do posicionamento estratégico em diferentes submercados devido ao descolamento de preço.

**6. MERCADO DE CAPITAIS**

**6.1. Desempenho das Ações**  
Em 28 de dezembro, as ações da EDP Energias do Brasil (ENBR3) estavam cotadas a R\$ 14,75, valorização de 9,3% no ano, inferior ao desempenho do Ibovespa e IEE, que acumularam valorizações de 15,0% e 24,0%, respectivamente. As ações da EDP foram negociadas em todos os pregões, totalizando 689,8 milhões de ações. A média diária alcançou 2,8 milhões de ações, enquanto o volume financeiro totalizou R\$ 9,4 bilhões, com volume médio diário de R\$ 38,4 milhões. O valor de mercado da Companhia era de R\$ 9,0 bilhões naquela data.<sup>11</sup>



**6.2. Capital Social**  
Em 28 de dezembro, o capital social da Companhia era representado na sua totalidade por 606.850.394 ações ordinárias nominativas. Do total de ações, 295.402.225 encontravam-se em circulação, em conformidade com o Regulamento de Listagem do Novo Mercado da B3 (antiga BM&FBOVESPA) e 602.236 ações encontram-se em tesouraria.

**6.3. Dividendos**  
Em 21 de dezembro, o Conselho de Administração da Companhia aprovou o pagamento de Juros sobre o Capital Próprio no montante de R\$ 439,0 milhões, correspondente a 0,72413 por ação. Adicionalmente, a Companhia levará para aprovação na Assembleia Geral Ordinária (AGO), no dia 16 de abril de 2019, dividendos adicionais de R\$ 37,2 milhões, correspondente a 0,06134 por ação.

**7. DESEMPENHO EM SUSTENTABILIDADE**

O compromisso da EDP com o Desenvolvimento Sustentável é demonstrado através da comunicação transparente com todos os envolvidos, bem como a internalização das melhores práticas de gestão ambiental, social e econômica. A Companhia integra, há treze anos, o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da B3, demonstrando a solidez da sua estratégia de Sustentabilidade e o alinhamento com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. A Companhia também visa alinhar seus compromissos a diretrizes do IIRC, estendendo o Propósito EDP - Nossa Energia Para Cuidar Sempre Melhor - a todos os stakeholders.

**7.1. Desempenho em relação aos compromissos com o Desenvolvimento Sustentável**  
O desempenho da Companhia em relação aos compromissos com a Sustentabilidade (link), assumidos em 2016 e alinhado com a visão para 2020, apresenta-se resumida conforme:



**7.1.1. Meio Ambiente**  
A Companhia atua ativamente para garantir a preservação do meio ambiente alinhada à geração de impacto positivo na sociedade. Entre os destaques do ano, estão os projetos da EDP Soluções, que resultaram na economia de 84,74 GWh nos clientes e em 37.751 tCO2e de emissões evitadas. A UTE Pecém também contribuiu com o envio de mais de 60% das cinzas produzidas às indústrias cimenteiras locais, colaborando com os índices de valorização dos resíduos produzidos e a construção de cidades e comunidades mais sustentáveis. Por fim, com o início da operação da UHE São Manoel, a EDP superou a meta de garantir ao menos 75% de energia proveniente de fonte renovável em relação à sua potência instalada total.



**7.1.2. Pessoas**  
A EDP São Paulo aumentou o número de subestações certificadas na OHSAS 18001, passando de 52 para 64 instalações na norma de segurança do trabalho. A meta da Companhia é alcançar 100% de certificação ambiental até 2020 e assegurar a implementação de sistema de gestão em fornecedores críticos. Como reflexo do compromisso com a promoção da diversidade e da igualdade de oportunidades, a EDP lançou duas edições da Escola de Eletricistas para Mulheres ao longo do ano, contando com 16 profissionais já formadas e outras 16 em curso. Até o final de 2018, foi possível internalizar sete alunas da 1ª turma ao quadro de colaboradores da Companhia. A iniciativa reafirma os Princípios de Empoderamento das Mulheres, da ONU Mulheres, apoiados pela EDP, bem como o Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) 5: Igualdade de Gênero, um dos oito ODS incorporados à agenda estratégica da empresa.



**7.1.3. Comunidade**  
Por meio da Cultura EDP, a Companhia é comprometida com demandas sociais que vão além dos impactos das operações e das áreas de concessão. O Instituto EDP é responsável pela gestão dos investimentos sociais visando otimizar recursos e potencializar resultados. No ano, os programas do Instituto EDP favoreceram 80.212 pessoas diretamente e 240.636 indiretamente, com investimentos sociais que totalizaram mais de R\$ 13,5 milhões. A Companhia também direciona sua trajetória de desenvolvimento para aprimorar a qualidade dos seus serviços, tendo o cliente como sua razão de ser. No ano, no Índice de Satisfação da Qualidade Percebida (ISQP) da ABRADÉE, a EDP São Paulo atingiu 80,6 pontos e a EDP Espírito Santo, 79,3 pontos. No mercado livre, o índice de satisfação na Comercialização de Energia atingiu 88,2 pontos.



**7.1.4. Conhecimento**  
A Companhia vincula a produção de conhecimento ao Desenvolvimento Sustentável. Nos projetos de P&D, um dos destaques foi o projeto desenvolvido na UTE Pecém que levou à redução do consumo de água e insumos por meio da remodelagem e otimização dos processos de resfriamento e reuso de efluentes. No ano, foram investidos R\$33,9 milhões em projetos de P&D, sendo R\$ 23,4 milhões na Distribuição e R\$ 11,1 milhões na Geração.

<sup>11</sup> Considera ajustes por proventos até 28/12/2018.

BALANÇO SOCIAL ANUAL   FORMULÁRIO IBASE		2018 (R\$ mil)		2017 (R\$ mil)																																																							
<b>1 - Base de Cálculo</b>																																																											
Receita líquida (RL)		13.821.546,00		12.373.375,00																																																							
Resultado operacional (RO)		2.151.084,00		1.591.960,00																																																							
Folha de pagamento bruta (FPB)		438.113,00		345.127,00																																																							
<b>2 - Indicadores Sociais Internos</b>																																																											
Alimentação	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	R\$ mil	% sobre FPB																																																						
Encargos sociais compulsórios	43.704,17	9,98%	0,32%	44.278,59	12,83%																																																						
Previdência privada	101.299,21	23,12%	0,73%	98.467,29	28,53%																																																						
Saúde	12.620,86	2,88%	0,09%	11.776,33	3,41%																																																						
Segurança e saúde no trabalho	43.775,47	9,99%	0,32%	39.017,62	11,31%																																																						
Educação	1.866,34	0,43%	0,01%	2.572,82	0,75%																																																						
Cultura	1.031,30	0,24%	0,01%	609,66	0,18%																																																						
Capacitação e desenvolvimento profissional	-	0,00%	0,00%	-	0,00%																																																						
Creches ou auxílio-creche	4.062,48	0,93%	0,03%	3.699,06	1,07%																																																						
Participação nos lucros ou resultados	2.122,50	0,48%	0,02%	1.989,19	0,58%																																																						
Programa de Desligamento Voluntário - PDV	43.113,09	9,84%	0,31%	44.221,51	12,81%																																																						
Outros	-	0,00%	0,00%	-	0,00%																																																						
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>6.373,88</b>	<b>1,45%</b>	<b>0,05%</b>	<b>3.134,38</b>	<b>0,91%</b>																																																						
<b>3 - Indicadores Sociais Externos</b>	<b>259.969,31</b>	<b>59,34%</b>	<b>1,88%</b>	<b>249.766,45</b>	<b>72,37%</b>																																																						
Educação	1.640,52	0,08%	0,01%	2.561,40	0,16%																																																						
Cultura	6.761,67	0,31%	0,05%	6.498,20	0,41%																																																						
Saúde e saneamento	2.057,09	0,10%	0,01%	1.393,90	0,09%																																																						
Esporte	2.215,37	0,10%	0,02%	1.135,00	0,07%																																																						
Combate à fome e segurança alimentar	85,80	0,004%	0,001%	-	0,00%																																																						
Outros	878,00	0,04%	0,01%	294,20	0,02%																																																						
<b>Total das contribuições para a sociedade</b>	<b>13.638,45</b>	<b>0,63%</b>	<b>0,10%</b>	<b>11.882,70</b>	<b>0,75%</b>																																																						
Tributos (excluídos encargos sociais)	-	0,00%	0,00%	-	0,00%																																																						
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>13.638,45</b>	<b>0,63%</b>	<b>0,10%</b>	<b>11.882,70</b>	<b>0,75%</b>																																																						
<b>4 - Indicadores Ambientais</b>																																																											
Investimentos relacionados com a produção/ operação da empresa	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	R\$ mil	% sobre RO																																																						
Investimentos em programas e/ou projetos externos	113.172	5,26%	0,82%	89.060	5,59%																																																						
<b>Total dos investimentos em meio ambiente*</b>	<b>113.172</b>	<b>5,26%</b>	<b>0,82%</b>	<b>89.060</b>	<b>5,59%</b>																																																						
<input type="checkbox"/> não possui metas <input type="checkbox"/> cumpre de 0 a 50% <input type="checkbox"/> cumpre de 51 a 75% <input type="checkbox"/> cumpre de 76 a 100%																																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">2018</th> <th colspan="2">2017</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nº de empregados(as) ao final do período</td> <td>2018</td> <td>3.185,00</td> <td>2017</td> <td>3.175</td> </tr> <tr> <td>Nº de admissões durante o período</td> <td></td> <td>385,00</td> <td></td> <td>394</td> </tr> <tr> <td>Nº de empregados(as) terceirizados(as)</td> <td></td> <td>8.907,00</td> <td></td> <td>10.801</td> </tr> <tr> <td>Nº de estagiários(as)</td> <td></td> <td>147,00</td> <td></td> <td>151</td> </tr> <tr> <td>Nº de empregados(as) acima de 45 anos</td> <td></td> <td>ND</td> <td></td> <td>ND</td> </tr> <tr> <td>Nº de mulheres que trabalham na empresa</td> <td></td> <td>692,00</td> <td></td> <td>696</td> </tr> <tr> <td>% de cargos de chefia ocupados por mulheres</td> <td></td> <td>15%</td> <td></td> <td>14,84%</td> </tr> <tr> <td>Nº de negros(as) que trabalham na empresa</td> <td></td> <td>132,00</td> <td></td> <td>129</td> </tr> <tr> <td>% de cargos de chefia ocupados por negros(as)</td> <td></td> <td>2%</td> <td></td> <td>2%</td> </tr> <tr> <td>Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais</td> <td></td> <td>51,00</td> <td></td> <td>55</td> </tr> </tbody> </table>						2018		2017		Nº de empregados(as) ao final do período	2018	3.185,00	2017	3.175	Nº de admissões durante o período		385,00		394	Nº de empregados(as) terceirizados(as)		8.907,00		10.801	Nº de estagiários(as)		147,00		151	Nº de empregados(as) acima de 45 anos		ND		ND	Nº de mulheres que trabalham na empresa		692,00		696	% de cargos de chefia ocupados por mulheres		15%		14,84%	Nº de negros(as) que trabalham na empresa		132,00		129	% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		2%		2%	Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais		51,00		55
2018		2017																																																									
Nº de empregados(as) ao final do período	2018	3.185,00	2017	3.175																																																							
Nº de admissões durante o período		385,00		394																																																							
Nº de empregados(as) terceirizados(as)		8.907,00		10.801																																																							
Nº de estagiários(as)		147,00		151																																																							
Nº de empregados(as) acima de 45 anos		ND		ND																																																							
Nº de mulheres que trabalham na empresa		692,00		696																																																							
% de cargos de chefia ocupados por mulheres		15%		14,84%																																																							
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		132,00		129																																																							
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		2%		2%																																																							
Nº de pessoas com deficiência ou necessidades especiais		51,00		55																																																							
<b>6 - Informações relevantes quanto ao exercício da cidadania empresarial</b>																																																											
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	2018	46,11	2017	43,59																																																							
Número total de acidentes de trabalho		29		22																																																							
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	( x ) direção e gerências	( ) todos empregados	( ) direção	( x ) direção e gerências																																																						
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	( x ) direção e gerências	( ) todos empregados	( ) todos + Cipa	( x ) direção e gerências	( ) todos empregados																																																						
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	( x ) segue as normas da OIT	( ) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	( x ) segue as normas da OIT																																																						
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	( x ) todos empregados	( ) direção	( ) direção e gerências																																																						
A participação dos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerências	( x ) todos empregados	( ) direção	( ) direção e gerências																																																						
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	( x ) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos																																																						
Quanto à participação de empregados(as) em programas de trabalho voluntário, a empresa:	( ) não se envolve	( ) apóia	( x ) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( ) apóia																																																						
Número total de reclamações e críticas de consumidores(as): (na empresa, no procon, na justiça)	na empresa:	58.169	no Procon:	4.837	na Justiça:																																																						
% de reclamações e críticas atendidas ou solucionadas:	na empresa:	99,00%	no Procon:	100,00%	na Justiça:																																																						
<b>Valor adicionado total a distribuir (em mil R\$):</b>	8.208.260,00		6.865.646,00																																																								
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	governo:	67%	governo:	69%																																																							
	acionistas:	7%	acionistas:	4%																																																							
	colaboradores:	5%	colaboradores:	6%																																																							
	retido:	10%	retido:	7%																																																							
	terceiros:	11%	terceiros:	14%																																																							
<b>7 - Outras Informações</b>																																																											
N/A - Não Aplicável.																																																											
<b>*Nota:</b> Os investimentos em programas e/ou projetos externos são contabilizados de forma integrada aos investimentos de operação/produção																																																											

**7.1.5. Indicadores de Sustentabilidade**

A Companhia, como parte do seu compromisso de transparência, disponibiliza os principais indicadores socioambientais que se relacionam aos temas principais do Relatório Anual de Sustentabilidade (link):

Indicador <sup>1</sup>	Und	2017	2018
Consumo de água	m³	11.836.392	9.355.983
Energia economizada no cliente	MWh	51.850	84.748
Resíduos perigosos	Ton	2.341	1.690
Resíduos não perigosos	Ton	359.847	131.074
Emissões diretas de CO2 (escopo 1)	Ton CO2e	5.432.087	4.009.665
Emissões indiretas de CO2 (escopo 2)	Ton CO2e	298.094	288.221
Emissões de NOX	Ton	4.935	3.906
Emissões de SO2	Ton	17.232	11.446
Emissões de material particulado	Ton	894	1.721
Taxa de frequência - Próprios	Taxa	0,59	0,73
Taxa de frequência - Terceiros	Taxa	1,64	1,40
Taxa de gravidade - Próprios	Taxa	986,07	55,29
Taxa de gravidade - Terceiros	Taxa	1.216	911,18
Índice de Desempenho dos Fornecedores (IDF)	Índice	79	87
Investimento social privado	R\$ mil	11.882,70	13.638,45

1) Os indicadores contemplam também os ativos em *joint ventures*, proporcionalmente à participação da EDP Brasil. A redução das emissões de NOX, SO2 e CO2 (escopo 1), bem como do consumo de água e da geração de resíduos não perigosos, está diretamente associada às paradas programadas da UTE Pecém.

**Destaques no período:**  
A EDP mais uma vez garantiu a alta performance financeira alinhada à geração de impacto positivo na sociedade e no meio ambiente. A Companhia liderou importantes iniciativas que refletem, na prática, o seu compromisso com os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) das Nações Unidas. No ano em que celebrou uma década de existência, o Instituto EDP atingiu a marca de R\$ 100 milhões investidos e 3 milhões de pessoas beneficiadas, o que consagrou a Companhia como a melhor do Brasil em Relação com a Comunidade pelo Guia EXAME de Sustentabilidade, em linha com o ODS 11: Cidades e Comunidades Sustentáveis. No ano, destacou-se também o acordo assinado entre EDP e Banco do Brasil para a construção de uma usina solar de 5,6 MWp em Januária (MG). O empreendimento será responsável por abastecer, com energia 100% renovável, 88 agências do Banco do Brasil no estado de Minas Gerais, reafirmando o ODS 7: Energia Limpa e Acessível. Em paralelo, a Companhia deu um importante passo na direção da Diversidade & Inclusão. Por meio dos projetos + Inclusão EDP e Escola de Eletricistas para Mulheres, ratificou a responsabilidade junto ao ODS 5: Igualdade de Gênero e ODS 8: Trabalho Decente e Crescimento Econômico. A EDP também assegurou o seu protagonismo no tema da transformação digital ao superar a meta de 120 robôs em 2018, assegurando o comprometimento com o ODS 9: Indústria, Inovação e Infraestrutura.

\*O conteúdo completo acerca das iniciativas de Sustentabilidade será disponibilizado no Relatório Anual 2018.

**7.2. Inovação**  
A inovação é um dos pilares estratégicos da EDP sendo uma importante alavanca para a estratégia e a sustentabilidade no longo prazo. A Companhia adota o conceito de inovação aberta por meio de parcerias e colaboração para o desenvolvimento de projetos de startups, parceiros de negócios, instituições acadêmicas e centros de tecnologia. A EDP definiu cinco temas estratégicos de inovação, alinhados às megatendências que deverão transformar o futuro do setor de energia: (i) armazenamento de energia; (ii) energias limpas; (iii) inovação digital; (iv) redes inteligentes; e (v) soluções para o cliente. Todas as empresas do Grupo se pautam nessas verticais para prospectar novas tecnologias e desenvolver projetos que impactem a cadeia de valor através das seguintes frentes de atuação: (i) apoio ao empreendedorismo; (ii) cultura interna de inovação; e (iii) pesquisa e desenvolvimento (P&D). O conteúdo completo acerca das frentes de atuação será disponibilizado no Relatório Anual de 2018.

**7.3. Estratégia e Gestão**  
A estratégia da Companhia é baseada na solidez de sua governança, aliada à sustentabilidade e à inovação. A EDP utiliza as metodologias Lean (empresa enxuta) e Kaizen para otimizar processos e reduzir desperdícios, além de proporcionar ganhos em custos, produtividade e qualidade. Na gestão de obras, a Companhia adota a metodologia PMBOK para gerenciamento dos projetos, o que tem ajudado na execução e nas entregas antecipadas das obras. A Companhia também utiliza, desde 2005, a metodologia do Orçamento Base Zero (OBZ) visando a melhoria do gerenciamento e controle de custos. Por fim, a Companhia tem por princípio avaliar constantemente as tendências de mercado e as transformações sociais e regulatórias. Apoiada pelo Balanced Scorecard (BSC) e pelos sistemas de certificação ISO 14001, ISO 9001 e OHSAS 18001, suas prioridades são pensadas de maneira equilibrada, uma vez que atua em toda a cadeia de valor do setor, buscando um *trifólio* balanceado com crescimento sustentado, eficiência superior e risco controlado. O desempenho da estratégia é acompanhado pelo management em reuniões mensais com todo o corpo de liderança.

**7.4. Relacionamento com os Clientes**  
A EDP integra em sua cultura valores e compromissos com seus clientes, parceiros de negócios, pessoas, comunidades e meio ambiente, executando diversas ações para obtenção da excelência no atendimento, aprimorando o acesso aos seus serviços, de maneira a torná-los cada vez mais simples e completos. Ao longo do ano, foram adotadas novas tecnologias para os canais digitais e teleatendimento, com inteligência cognitiva referenciada pelo mercado para melhorar a qualidade dos serviços, aumentar a produtividade e reduzir os custos operacionais. Com o propósito de reduzir o número de acidentes com a comunidade, a Companhia investe em campanhas educativas que instruem sobre o uso seguro da energia elétrica por parte de seus consumidores através de anúncios em jornal, rádio, televisão e contas de luz, da distribuição folhetos e produção de conteúdo no site e redes sociais. Esse trabalho resultou na diminuição de 30% do número de acidentes ocorridos no ano em relação à 2017.

**7.5. Gestão de Pessoas**  
A EDP encorrou o ano com 2.986 colaboradores próprios, 199 nas *joint ventures* e 234 estagiários e aprendizes. A Companhia promove iniciativas com foco no desenvolvimento, reconhecimento, saúde e bem-estar, assim como em inovação, reforço da Cultura EDP e valorização à diversidade. O processo de capacitação das pessoas é contínuo e apoiado pela Universidade Corporativa EDP, responsável pela definição das iniciativas de desenvolvimento que apoiarão a estratégia e o crescimento da Companhia através de treinamentos presenciais, on-line, workshops e palestras. No ano, foram destinados R\$ 5,4 milhões a atividades de capacitação e desenvolvimento de colaboradores de todas as empresas controladas e não controladas, um total de 116 mil horas de treinamento, com a média de 30 horas por colaborador. A atuação da área de Gestão de Pessoas é pautada em Employee Experience (experiência do colaborador), com foco na jornada de experiência desde a atração das pessoas, ingresso à Companhia até o fim da jornada, com orientações para aposentadoria e pós-carreira. Além disso, para garantir a retenção dos executivos, desde 2016 há um programa de remuneração variável de incentivo de longo prazo para estes profissionais.

**7.6. Prêmios e Reconhecimentos**  
A EDP destacou-se por receber as seguintes premiações ao longo do ano: (i) **Anuário Valor 1000**: a Companhia ficou entre as 50 maiores empresas do País, avanço de 18 posições em comparação à 2017, com base na avaliação das informações financeiras, segundo a pesquisa elaborada pelo jornal Valor Econômico em parceria com o Serasa Experian e a FGV; (ii) **Institucional Investor**: TOP3 nas categorias *Best Investor Relations Program* e *Best Analyst Day* do setor de Energia e Utilities pela revista Institutional Investor, um periódico mensal publicado pela Euromoney Institutional Investor; (iii) **Consumidor Moderno**: escolhida a "Empresa Que Mais Respeita o Consumidor" no setor elétrico por estudo realizado pela Revista Consumidor Moderno; (iv) **Guia Exame de Sustentabilidade**: eleita a empresa com as melhores práticas na categoria "Relação com a Comunidade" pelo Guia EXAME de Sustentabilidade 2018, se destacando pelas ações de responsabilidade social que beneficiaram mais de 3 milhões de pessoas nos 10 anos do Instituto EDP; (v) **Guia você S/A**: pelo terceiro ano consecutivo no ranking das 150 Melhores Empresas para Trabalhar da Você S/A; (vi) **IR Magazine Awards**: TOP 5 na categoria Melhores Executivos de Relações com Investidores; (vii) **IR Magazine Awards**: TOP 5 na categoria Melhor RI por CEO ou CFO; (viii) **Love Mondays**: pela primeira vez, a EDP Brasil figurou entre as 50 empresas mais amadas pelos funcionários no País na plataforma Love Mondays - único ranking baseado exclusivamente em avaliações espontâneas e anônimas, considerando critérios como qualidade de vida, cultura, remuneração e benefícios, oportunidade de carreira e satisfação geral no trabalho; (ix) **Melhores & Maiores**: entre as 50 maiores empresas do Brasil segundo o especial Melhores & Maiores da revista EXAME, subindo 14 posições se comparado à 2017; (x) **Melhores CEOs do Brasil**: o Diretor Presidente da EDP, Miguel Setas, está na lista dos 25 melhores CEOs do Brasil da Revista Forbes pela terceira vez, sendo o único executivo do setor elétrico selecionado; (xi) **Prêmio ABERJE**: com a exposição itinerante Caminhão EDP - "A Energia da Língua Portuguesa", a Companhia foi a vencedora regional da premiação da Associação Brasileira de Comunicação Empresarial (ABERJE), categoria Comunicação de Programas, Projetos e Ações Culturais; (xii) **Prêmio ECO** 2018: Com a Escola de Eletricista para Mulheres, a EDP venceu, pela primeira vez, o Prêmio ECO na modalidade Práticas de Sustentabilidade, categoria Processos para empresas de grande porte; (xiii) **Prêmio Época Negócios 360º**: a melhor empresa do setor de Energia em premiação baseada no desempenho financeiro, práticas de governança corporativa, inovação, gestão de pessoas, sustentabilidade e visão de futuro; (xiv) **Prêmio FIEC por Desempenho Ambiental**: A UTE Pecém venceu a 14ª edição do prêmio da Federação das Indústrias do Estado do Ceará na modalidade Reuso de Água - categoria empresa de grande porte; (xv) **Prêmio Melhores em Gestão**: entre as 11 organizações escolhidas pela Fundação Nacional de Qualidade (FNQ) como as melhores do país, resultando da adoção do Modelo de Excelência de Gestão da FNQ e do processo de melhoria sistêmico e contínuo das práticas de gestão da Companhia; (xvi) **Troféu Transparência ANEFAEC**: prêmio de Melhor Demonstração Financeira do Brasil na categoria Grandes Empresas, concedido pela Associação Nacional dos Executivos de Finanças, Administração e Contabilidade (ANEFAC). É a quinta vez que a Companhia é reconhecida com o Troféu Transparência pela qualidade e alto grau de clareza na apresentação dos resultados financeiros; (xvii) **Valor Inovação**: reconhecida como uma das três organizações mais inovadoras do mercado de energia pelo anuário Valor Inovação, organizado pelo jornal Valor Econômico em conjunto com a Strategy&, consultoria de estratégia do grupo PwC; (viii) **100 Open Startups**: uma das empresas vencedoras da categoria TOP 50 Open Corps 2018 do Flanking 100 Open Startups. Realizado anualmente, o ranking passou a selecionar, na edição 2018, as 50 empresas mais engajadas no relacionamento com startups no Brasil.

**8. AUDITORES INDEPENDENTES**

Nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, a Companhia firmou contrato com a KPMG Auditores Independentes (KPMG), em março de 2018, para prestação de serviços de auditoria de suas demonstrações contábeis, bem como a revisão de informações contábeis intermediárias relativas ao exercício de 2018. A KPMG iniciou a prestação de serviços em abril de 2018. A KPMG não é responsável pela auditoria de valores de energia medida, clientes e outras informações quantitativas não financeiras.

Em 2018, a KPMG e suas afiliadas não prestaram nenhum serviço adicional à auditoria independente que superasse em 5% o valor contratado. A política de atuação da Companhia, bem como das demais empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil, quanto à contratação de serviços não-relacionados à auditoria junto à empresa de auditoria, se fundamenta nos princípios que preservam a independência do auditor independente. Estes princípios consistem, de acordo com princípios internacionalmente aceitos, em: (i) o auditor não deve auditar o seu próprio trabalho; (ii) o auditor não deve exercer funções gerenciais no seu cliente; e (iii) o auditor não deve promover os interesses de seu cliente.

**9. DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS**

Conforme requerido pelo artigo 25 da Instrução CVM nº 480/09, e posteriores alterações, declaramos que revisamos e concordamos com as demonstrações financeiras

**BALANÇOS PATRIMONIAIS EM**

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
			Reapresentado		Reapresentado
<b>ATIVO</b>					
<b>Circulante</b>					
Caixa e equivalentes de caixa	6	907.984	827.201	2.203.392	1.603.158
Títulos a receber	10	1.562	2.423		
Títulos e valores mobiliários	7		112.474	174.463	112.474
Contas a receber	8			2.486.112	2.406.437
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	11	99.536	94.472	350.533	496.786
Outros tributos compensáveis	11	74.917	55.371	282.349	372.989
Empréstimos a receber	13		51.476		
Dividendos	16	180.421	212.906	5.717	2.223
Estoques	14			266.965	144.816
Cauções e depósitos vinculados	15	222	222	687.232	4.298
Ativos financeiros setoriais	9			366.149	108.794
Outros créditos	17	17.843	7.499	194.818	170.388
		<b>1.282.485</b>	<b>1.364.044</b>	<b>7.017.730</b>	<b>5.422.363</b>
Ativos Não circulantes mantidos para venda	18		9.606		31.794
<b>Total do Ativo Circulante</b>		<b>1.282.485</b>	<b>1.373.650</b>	<b>7.017.730</b>	<b>5.454.157</b>
<b>Não circulante</b>					
Títulos a receber	10	24.529	23.827		
Ativo financeiro indenizável	21			2.308.855	1.913.905
Contas a receber	8			92.246	119.633
Outros tributos compensáveis	11			238.768	241.525
Tributos diferidos	12			741.134	806.689
Empréstimos a receber	13	225.556	290.056	22.809	21.064
Adiantamento para futuro aumento de capital	13	95.170	80.160	36.000	35.500
Cauções e depósitos vinculados	15	8.840	7.185	282.458	208.747
Ativos da concessão	22			818.662	385.676
Ativos financeiros setoriais	9			122.438	198.641
Outros créditos	17	14.555	6.773	65.954	75.083
		<b>368.650</b>	<b>408.001</b>	<b>4.729.324</b>	<b>4.006.463</b>
Investimentos	19	8.147.406	7.383.671	2.024.618	1.514.827
Propriedades para investimentos		9.901	5.000	12.163	12.356
Imobilizado	23	31.734	23.547	6.661.984	7.225.384
Intangível	24	29.665	15.149	2.326.252	2.394.765
		<b>8.218.706</b>	<b>7.427.367</b>	<b>11.025.017</b>	<b>11.147.332</b>
		<b>8.587.356</b>	<b>7.835.368</b>	<b>15.754.341</b>	<b>15.153.795</b>
<b>Total do Ativo Não circulante</b>					
<b>TOTAL DO ATIVO</b>		<b>9.869.841</b>	<b>9.209.018</b>	<b>22.772.071</b>	<b>20.607.952</b>

**PASSIVO****Circulante**

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
			Reapresentado		Reapresentado
Fornecedores	25	18.542	14.001	1.610.976	1.754.393
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	11		7	58.994	109.508
Outros tributos a recolher	11	94.022	40.906	509.449	462.545
Tributos diferidos	12			1.214	529
Dividendos	16	378.795	149.933	429.957	231.850
Debêntures	26	80.256	349.823	586.067	863.053
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	27			805.169	473.526
Benefícios pós-emprego	28	13		49.442	45.573
Encargos setoriais	29			154.262	211.109
Uso do bem público	30			28.405	29.224
Ressarcimento por indisponibilidade	31			64.534	70.796
Provisões	32			29.871	29.899
Passivos financeiros setoriais	9			1.122	52.272
Outras contas a pagar	17	43.901	24.930	238.369	179.027
		<b>615.529</b>	<b>579.600</b>	<b>4.567.831</b>	<b>4.513.304</b>
Passivos Não circulantes mantidos para venda	18				12.960
<b>Total do Passivo Circulante</b>		<b>615.529</b>	<b>579.600</b>	<b>4.567.831</b>	<b>4.526.264</b>
<b>Não circulante</b>					
Outros tributos a recolher	11	26.471	30.685	389.341	356.857
Tributos diferidos	12	207.372	182.500	436.207	370.392
Debêntures	26	468.622	514.650	4.317.478	2.699.368
Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas	27			1.750.083	2.021.732
Benefícios pós-emprego	28			723.788	768.795
Encargos setoriais	29			14.617	10.984
Adiantamento para futuro aumento de capital	13			1.350	85
Uso do bem público	30			285.707	275.357
Ressarcimento por indisponibilidade	31				20.249
Provisões	32	13.729	12.647	387.092	333.429
Provisão para passivo a descoberto	19	7.923	5.132	7.857	4.521
Passivos financeiros setoriais	9			171.884	153.745
Outras contas a pagar	17	6.488	1.967	44.255	27.818
		<b>730.605</b>	<b>747.581</b>	<b>8.529.659</b>	<b>7.044.091</b>
<b>Total do Passivo Não circulante</b>					
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>					
Capital social	33.1	4.682.716	4.682.716	4.682.716	4.682.716
Reservas de capital	33.3	136.733	135.787	136.733	135.787
Reservas de lucros	33.4	4.110.950	3.521.493	4.110.950	3.521.493
Outros resultados abrangentes	33.4	(401.954)	(452.766)	(401.954)	(452.766)
Ações em tesouraria	33.5	(4.738)	(5.393)	(4.738)	(5.393)
		<b>8.523.707</b>	<b>7.881.837</b>	<b>8.523.707</b>	<b>7.881.837</b>
Participações não controladoras				1.150.874	1.155.760
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>	33.6	<b>8.523.707</b>	<b>7.881.837</b>	<b>9.674.581</b>	<b>9.037.597</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>		<b>9.869.841</b>	<b>9.209.018</b>	<b>22.772.071</b>	<b>20.607.952</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2018	2017	2018	2017
					Reapresentado
<b>Receitas</b>	34	<b>5.148</b>	<b>5.677</b>	<b>13.834.220</b>	<b>12.337.184</b>
<b>Custos</b>	35				
Custo do serviço de energia elétrica				(8.366.967)	(7.465.848)
Custo da produção da energia elétrica				(675.129)	(770.305)
Custo de operação				(1.175.053)	(1.156.515)
Custo do serviço prestado a terceiros				(1.018.041)	(821.567)
				<b>(11.233.190)</b>	<b>(10.014.235)</b>
<b>Lucro bruto</b>		<b>5.148</b>	<b>5.677</b>	<b>2.601.030</b>	<b>2.322.949</b>
<b>Despesas e Receitas operacionais</b>					
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD	35			(85.142)	(82.252)
Despesas gerais e administrativas	35	(115.218)	(122.115)	(558.630)	(524.832)
Ganho na alienação de investimentos	18	374.655		374.655	
Outras despesas e receitas operacionais	35	(27.726)	(3.917)	(171.609)	(107.569)
				<b>(440.726)</b>	<b>(714.653)</b>
<b>Resultado das participações societárias</b>	19	<b>1.028.967</b>	<b>765.552</b>	<b>2.974</b>	<b>(16.336)</b>
<b>Lucro antes do resultado financeiro e tributos</b>		<b>1.263.826</b>	<b>645.197</b>	<b>2.163.278</b>	<b>1.591.960</b>
<b>Resultado financeiro</b>	36				
Receitas financeiras		130.056	108.405	459.870	387.087
Despesas financeiras		(96.221)	(143.105)	(826.195)	(934.887)
		<b>33.835</b>	<b>(34.700)</b>	<b>(366.325)</b>	<b>(547.800)</b>
<b>Lucro antes dos tributos sobre o lucro</b>		<b>1.297.661</b>	<b>610.497</b>	<b>1.796.953</b>	<b>1.044.160</b>
<b>Tributos sobre o lucro</b>	37				
Imposto de renda e contribuição social correntes			(810)	(297.714)	(201.468)
Imposto de renda e contribuição social diferidos		(24.828)	2.168	(84.489)	(154.354)
				<b>(382.203)</b>	<b>(355.822)</b>
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>1.272.833</b>	<b>611.855</b>	<b>1.414.750</b>	<b>688.338</b>
Atribuível aos acionistas controladores				1.272.833	611.855
Atribuível aos acionistas não controladores				141.917	76.483
<b>Resultado por ação atribuível aos acionistas</b>	38				
Resultado básico por ação (reais/ações)		2,09953	1,00939	2,09953	1,00939
ON					
Resultado diluído por ação (reais/ações)		2,09144	1,00074	2,09144	1,00074
ON					

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais)

	Nota	Controladora		Consolidado	
		2018	2017	2018	2017
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>1.272.833</b>	<b>611.855</b>	<b>1.414.750</b>	<b>688.338</b>
<b>Outros resultados abrangentes</b>					
<b>Itens que não serão reclassificados posteriormente para o resultado</b>					
Ganhos e (perdas) atuariais - Benefícios pós-emprego				76.944	(148.408)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes de subsidiárias		50.812	(97.955)		
Imposto de renda e contribuição social diferidos				(26.161)	50.459
		<b>50.812</b>	<b>(97.955)</b>	<b>50.783</b>	<b>(97.949)</b>
<b>Resultado abrangente do exercício</b>		<b>1.323.645</b>	<b>513.900</b>	<b>1.465.533</b>	<b>590.389</b>
Atribuível aos acionistas controladores				1.323.645	513.900
Atribuível aos acionistas não controladores				141.888	76.489

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

**DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO**

(Em milhares de reais)

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
				Reapresentado
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>				
Lucro antes dos tributos sobre o lucro	1.297.661	610.497	1.796.953	1.044.160
<b>Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais</b>				
Tributos diferidos	44		37.787	50.713
Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD			85.142	82.252
Remuneração dos Ativos da concessão			(55.251)	(850)
Valor justo do ativo financeiro indenizável			(58.434)	(24.032)
Títulos a receber - atualização monetária e AVP	(2.976)	(1.964)		
Depreciações e amortizações	30.268	12.291	609.896	578.343
Valor residual do ativo imobilizado e intangível baixados	30.842	3.329	68.750	13.732
Ganhos e perdas na alienação/desativação de bens e direitos			93.408	71.665
Juros e atualizações monetárias dos Empréstimos a receber	(22.425)	(32.835)	(22.585)	(31.945)
Mais-valia na aquisição de investimentos	(78.880)		(78.880)	
Ativos e passivos financeiros setoriais			(16.501)	11.873
Fornecedores - atualização monetária - Energia livre			6.948	9.822
Encargos de dívidas, variações monetárias e AVP sobre empréstimos, financiamentos e debêntures	203.005	116.244	670.967	602.449
Uso do bem público - atualização monetária e AVP			38.866	16.277
Provisão para plano de benefícios pós-emprego			80.186	74.251
Provisões (reversões) e atualizações monetárias civis, fiscais e trabalhistas	4.159	4.424	76.399	81.980
Provisões para licenças ambientais - atualização monetária e AVP			(1.769)	1.914
Ajuste a valor presente			(2.381)	(1.569)
Resultado de participações societárias	(1.026.967)	(765.552)	(2.974)	16.336
Ganhos com investimentos	(374.655)		(374.655)	
Encargos setoriais - provisão e atualização monetária			43.290	65.867
Cauções e depósitos vinculados a litígios - atualização monetária	(921)	(401)	(42.403)	(18.726)
Impostos e contribuições sociais - atualização monetária			(49)	(16.378)
Provisão (reversão) - Ressarcimento por indisponibilidade			(21.336)	25.533
Atualização monetária contraprestação contingente			1.455	2.212
Amortização do prêmio de risco - GSF			4.069	4.060
Outros	2.066	1.398	(1.918)	33.867
	<b>61.221</b>	<b>(52.569)</b>	<b>2.934.970</b>	<b>2.693.849</b>
<b>(Aumento) diminuição de ativos operacionais</b>				
Contas a receber			(167.045)	(832.540)

## NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

### 1 Contexto operacional

A EDP - Energias do Brasil S.A. (Companhia, Controladora ou EDP - Energias do Brasil), sociedade anônima de capital aberto, constituída em 24 de julho de 2000, com sede no município de São Paulo, tem como objeto social: (i) participar em outras sociedades, como acionista ou quotista, bem como prestar serviços em negócios e empreendimentos do setor energético, no Brasil ou no exterior; (ii) gerir ativos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades; e (iii) estudar, planejar, desenvolver e implantar projetos de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, em suas diversas formas e modalidades. As ações da Companhia, sob o código "ENBR3", estão registradas no mais elevado nível de Governança Corporativa da B3 S.A. - Brasil, Bolsa, Balcão, denominado Novo Mercado. Adicionalmente, as ações da Companhia integram as carteiras dos seguintes índices na B3: Índice Bovespa - Ibovespa; Índice de Energia Elétrica - IEE; e Índice de Sustentabilidade Empresarial - ISE.

A Companhia possui as seguintes participações nas controladas, empreendimentos controlados em conjunto e coligadas:

Empresas	Classificação	Consolidação	% Participação				
			31/12/2018		31/12/2017		
			Direta	Indireta	Direta	Indireta	
<b>Distribuição</b>							
EDP São Paulo Distribuição de Energia S.A. (EDP São Paulo)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
EDP Espírito Santo Distribuição de Energia S.A. (EDP Espírito Santo)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
<b>Geração</b>							
Energest S.A. (Energest)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
Costa Rica Energética Ltda. (Costa Rica) (Nota 5.4)	Controlada	integral	-	-	51,00	-	-
Santa Fé Energia S.A. (Santa Fé) (Nota 5.7)	Controlada	integral	-	-	100,00	-	-
EDP Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. (EDP PCH) atual Tamar Pequenas Centrais Hidroelétricas S.A. (Tamar) (Nota 5.7)	Controlada	integral	-	-	100,00	-	-
Lajeado Energia S.A. (Lajeado)	Controlada	integral	55,86	-	55,86	-	-
Investco S.A. (Investco)	Controlada	integral	-	40,78	-	40,78	-
Companhia Energética do Jari - (CEJA)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	-
ECE Participações S.A. (ECE Participações)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial pela CEJA	-	50,00	-	50,00	-
Enerpeixe S.A. (Enerpeixe)	Controlada	integral	60,00	-	60,00	-	-
Empresa de Energia Cachoeira Caldeirão S.A. (Cachoeira Caldeirão)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	-
Porto do Pecém Geração de Energia S.A. (Porto do Pecém)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
Porto do Pecém Transportadora de Minérios S.A. (Pecém TM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	-
Pecém Operação e Manutenção de Unidades de Geração Elétrica S.A. (Pecém OM)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	-
Empresa de Energia São Manoel S.A. (São Manoel)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	33,334	-	33,334	-	-
Resende Engenharia e Assessoria Ltda. (Resende)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
<b>Comercialização</b>							
EDP - Comercialização e Serviços de Energia Ltda. (EDP Comercializadora)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
EDP Comercializadora Varejista Ltda. (EDP Varejista)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
<b>Transmissão</b>							
EDP Transmissão S.A. (EDP Transmissão)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
EDP Transmissão MA I S.A. (EDP Transmissão MA I)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
EDP Transmissão MA II S.A. (EDP Transmissão MA II)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
EDP Transmissão Aliança SC S.A. (EDP Transmissão Aliança)	Controlada	integral	90,00	-	90,00	-	-
EDP Transmissão SP-MG S.A. (EDP Transmissão SP-MG)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
<b>Serviços</b>							
EDP GRID Gestão de Redes Inteligentes de Distribuição S.A. (EDP GRID)	Controlada	integral	100,00	-	100,00	-	-
EDP Soluções em Energia S.A. (EDP Soluções)	Controlada	integral	-	100,00	-	-	100,00
<b>Outros</b>							
Mabe Construções e Administração de Projetos Ltda. (Mabe)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial	50,00	-	50,00	-	-
Comercializadora de equipamentos e materiais Mabe Ltda. (Mabe Chile)	Empreendimento controlado em conjunto	por equivalência patrimonial pela Mabe Construções	-	50,00	-	-	50,00
Centrais Elétricas de Santa Catarina S.A. (CELESC) (Nota 5.3)	Coligada com influência significativa	por equivalência patrimonial	23,56	-	-	-	-
EDP Ventures Brasil S.A. (EDP Ventures) (Nota 19.2)	Controlada	integral	100,00	-	-	-	-

### 2 Concessões, Autorizações e Registros

Nas concessões, registros e autorizações as companhias têm ampla liberdade na direção de seus negócios, incluindo medidas relativas a investimentos, pessoal, material e tecnologia, observadas as prescrições constantes nos contratos de concessão, da legislação específica, das normas regulamentares e das instruções e determinações do Poder Concedente e da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019/57, os ativos de infraestrutura utilizados na geração, distribuição e na transmissão de energia são vinculados a esses serviços, não podendo ser retirados, alienados, cedidos ou dados em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização do Órgão Regulador.

Também é estabelecido que, extinta a concessão a autorização ou o registro, operar-se-á, de pleno direito, a reversão ao Poder Concedente, dos bens e instalações vinculados a prestação dos serviços, procedendo-se os levantamentos e as avaliações necessárias pelo órgão regulador.

A Resolução ANEEL nº 691/15 regulamenta a desvinculação dos ativos vinculados às concessões do Serviço Público de Energia Elétrica concedendo autorização prévia para desvinculação de bens inservíveis à concessão, quando destinados à doação de interesse social ou alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada, para aplicação na concessão.

Em 31 de dezembro de 2018 as controladas e controladas em conjunto da Companhia possuem o direito de explorar as seguintes concessões/autorizações/permissões de geração, transmissão e distribuição de energia:

Em operação	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Início	Término	Prorrogação	Indenização
<b>Empresas</b>										
<b>Distribuição</b>										
EDP São Paulo		Serviço Público	Concessão	SP			23/10/1998	23/10/2028	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
EDP Espírito Santo		Serviço Público	Concessão	ES			17/07/1995	17/07/2025	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
<b>Geração</b>										
Energest	UHE Mascarenhas	Serviço Público	Concessão	ES/MG	198,00	134,80	14/07/1995	16/07/2025	A critério da Aneel poderá ser prorrogada por mais 20 anos	(i)
Enerpeixe	UHE Peixe Angical	Produtor Independente	Concessão	TO	498,75	280,50	07/11/2001	07/11/2036	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
Investco	UHE Luiz Eduardo Magalhães	Produtor Independente	Concessão	TO	902,50	505,10	15/01/1998	15/01/2033	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(i)
ECE Participações	UHE Santo Antônio do Jari	Produtor Independente	Concessão	PA/AP	392,95	222,00	21/12/1987	31/12/2044	20 anos	(i)
Porto do Pecém	UTE Porto do Pecém I	Produtor Independente	Autorização	CE	720,27	645,30	01/07/2008	01/07/2043	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(iii)
Cachoeira Caldeirão	UHE Cachoeira Caldeirão	Produtor Independente	Concessão	AP	219,00	129,70	29/05/2013	29/05/2048	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)
São Manoel	UHE São Manoel	Produtor Independente	Concessão	PA	700,00	424,50	10/04/2014	10/04/2049	Sem previsão de prorrogação na legislação atual	(ii)
<b>Em fase de projeto/construção</b>										
<b>Empresas</b>										
<b>Transmissão</b>										
EDP Transmissão	113 Km	Serviço Público	Concessão	ES		LT 230kV; SE 230/138-3,8 kV	10/02/2017	09/02/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)
EDP Transmissão MA I	123 Km	Serviço Público	Concessão	MA		2 LT 500 kV; SE 500/230/69 kV; SE 500/230 kV;	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)
EDP Transmissão MA II	203 km	Serviço Público	Concessão	MA		2 LT 230 kV; SE 230/69 kV;	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)
EDP Transmissão Aliança	484,5 km	Serviço Público	Concessão	SC		3 LT 525kV; 2 LT 230kV; SE 525/230 kV	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)
EDP Transmissão SP-MG	375 km	Serviço Público	Concessão	SP/MG		LT 500 kV	11/08/2017	11/08/2047	Pode ser prorrogada a critério do Poder concedente	(ii)

(\*) Não auditados pelos auditores independentes.

(i) No advento do termo final do Contrato de Concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, e apurados em auditoria da mesma.

(ii) No advento do termo final do Contrato de Concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos posteriores, não previstos no projeto original e ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. O valor será apurado mediante auditoria própria do Poder Concedente.

(iii) Não existe previsão de indenização.

Adicionalmente a coligada CELESC, a qual a Companhia possui participação minoritária com influência significativa, detém o controle dos seguintes direitos de exploração:

Empresas	Usina	Modalidade	Outorga	Estado	Capacidade instalada (MWm) (*)	Energia assegurada (MWm) (*)	Término da concessão
<b>Distribuição</b>							
Celesc Distribuição S.A. - Celesc D		Serviço Público	Concessão	SC			07/07/2045
<b>Gás natural</b>							
Companhia de Gás de Santa Catarina S.A. - SCGÁS		Serviço Público	Concessão	SC			28/03/2044
<b>Geração</b>							
	UHE Garcia	Produtor Independente	Concessão	SC	8,92	7,10	05/01/2046
	UHE Pery	Produtor Independente	Concessão	SC	30,00	14,08	09/07/2047
	CGH Caveiras	Produtor Independente	Concessão	SC	3,83	2,77	10/07/2018 (i)
Celesc Geração S.A. - Celesc G	UHE: Palmeiras, Bracinho, Cedros e Salto	Produtor Independente	Concessão	SC	54,28	36,24	07/11/2046
	PCH Celso Ramos	Produtor Independente	Concessão	SC	5,62	3,80	17/03/2035
	CGH: Ivo Silveira, Piraí, São Lourenço e Rio do Peixe	Produtor Independente	Concessão	SC	4,32	3,20	(ii)

(\*) Não auditados pelos auditores independentes.

(i) A Resolução Autorizativa nº 7.246, de 21 de agosto de 2018, extinguiu a concessão da CGH Caveiras, dispensada a reversão dos bens da concessão nos termos da Lei nº 12.783/13. Já foi protocolado na ANEEL requerimento para a realização de estudos de inventário para o trecho do rio onde se encontra instalada a CGH, com vistas a promover a ampliação da sua capacidade instalada.

(ii) As Centrais Geradoras Hidrelétricas - CGHs, com potência inferior a 5MW, estão dispensadas do ato de concessão, não possuindo, portanto, data de vencimento.

#### 2.1 Contratos de concessão de Distribuição e Transmissão

As principais obrigações estabelecidas às partes no contrato de concessão são as seguintes:

##### • Distribuição

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação do serviço de forma adequada; prorrogar o prazo do contrato, se for necessário, para garantir a qualidade do atendimento a custos adequados; reajustar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pelas distribuidoras.

Concessionários: manter permanentemente atualizado o cadastro dos bens e das instalações; manter equipamentos em perfeitas condições de funcionamento e ter as condições técnicas para assegurar a continuidade e a eficiência dos serviços; cobrar pelo fornecimento e pelo suprimento de energia elétrica as tarifas homologadas pela Concedente; e efetuar os investimentos necessários para garantir a prestação do serviço.

##### • Transmissão

Concedente: fiscalização do cumprimento do contrato; garantir a prestação de serviço de forma adequada; revisar as tarifas para garantir o equilíbrio econômico-financeiro do contrato; e quando receber a concessão deverá indenizar, conforme disposto na lei, as parcelas dos investimentos vinculados, não amortizados ou depreciados na data da reversão, descontado, no caso da caducidade, o valor das multas contratuais e dos danos causados pelas transmissoras.

Concessionários: deverá construir, operar e manter as instalações de transmissão cumprindo todas as exigências dos órgãos responsáveis pelos licenciamentos; manter atualizado o registro e inventário dos bens vinculados à concessão e a documentação técnica dos equipamentos e instalações; e cumprir e fazer cumprir as normas regulamentares e as instruções e determinações do Poder Concedente e da ANEEL.

#### 2.1.1 Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão

A ICPC 01 (R1), aprovada pela Deliberação CVM nº 677/11, é aplicável aos contratos de concessão público-privado nos quais a entidade pública controla ou regula os serviços prestados, com qual infraestrutura, a que preço e para quem deve ser prestado o serviço e, além disso, detém a titularidade dessa infraestrutura. Com base na análise individual dos contratos de concessão e autorização divulgados no quadro acima, a Companhia concluiu que esta interpretação é aplicável aos contratos de concessão das controladas de distribuição e transmissão.

Já os contratos das controladas de geração apresentam características que não atendem aos requisitos de enquadramento da ICPC 01, principalmente, pelo fato do preço de venda da energia produzida não ser regulado pelo poder concedente. Desta forma, estes contratos estão sob o escopo do CPC 27 - Ativo Imobilizado.

De acordo com a ICPC 01 (R1), os ativos da infraestrutura enquadrados nesta interpretação não podem ser reconhecidos como ativo imobilizado uma vez que se considera que o concessionário não controla os ativos subjacentes, sendo reconhecidos de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao concedente, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e o bifurcado.

##### • Modelo do ativo financeiro

Este modelo é aplicável quando o concessionário tem o direito incondicional de receber determinadas quantias monetárias independentemente do nível de utilização da infraestrutura da concessão.

##### • Modelo do ativo intangível

Este modelo é aplicável quando o concessionário, no âmbito da concessão, é remunerado em função do grau de utilização da infraestrutura pelos usuários por meio da prestação de serviço.

##### • Modelo bifurcado

Este modelo aplica-se quando a concessão inclui, simultaneamente, compromissos de remuneração garantidos pelo concedente e compromissos de remuneração dependentes do nível de utilização das infraestruturas da concessão, cobrados dos usuários.

Como as controladas de distribuição são remuneradas: (i) pelo Poder Concedente, no tocante ao valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão; e (ii) pelos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica, então, aplica-se o modelo bifurcado.

Devido a implementação da ICPC 01 (R1), os ativos de infraestrutura de distribuição em serviço foram bifurcados da seguinte forma: (i) Ativo financeiro indenizável (Nota 21) - composto pela parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão, e que serão objeto de indenização pelo Poder Concedente; e (ii) Intangível (Nota 24) - compreendendo o direito ao uso, durante o período da concessão, da infraestrutura construída ou adquirida pelas distribuidoras e, consequentemente, ao direito de cobrar dos usuários pelos serviços prestados de fornecimento de energia elétrica ao longo do contrato de concessão.

Conforme mencionado na nota 3.8.2.3, com a adoção do CPC 47, os ativos da infraestrutura das controladas de distribuição, durante o período de construção, passaram a ser tratados como Ativos da concessão (Nota 22).

Já as controladas de transmissão são remuneradas por meio: (i) da Receita Anual Permitida - RAP, instituída pelo Poder Concedente e cobrada dos usuário da Rede Básica, que é composta por uma parcela que remunera o ativo financeiro constituído (investimento realizado nas construções das instalações de transmissão) e por outra parcela que remunera a operação e a manutenção da rede de transmissão; e (ii) eventual valor residual da infraestrutura ao final do contrato de concessão. Assim, como a remuneração independe do nível de utilização da infraestrutura, a Companhia se enquadra no modelo do ativo financeiro denominado Ativos da Concessão (Nota 22).

O modelo de ativo financeiro estabelece que a receita do contrato de concessão seja reconhecida de acordo com os critérios do CPC 47, os quais encontram-se discriminados na nota 3.8.2.3.

### 3 Base de preparação

#### 3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, estão preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, em observância às disposições contidas na Lei das Sociedades por Ações, e incorporam as mudanças introduzidas pelas Leis nº 11.638/07 e nº 11.941/09, complementadas pelos novos pronunciamentos, interpretações e orientações do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - CPC, aprovados por Resoluções do Conselho Federal de Contabilidade - CFC e deliberações da Comissão de Valores Mobiliários - CVM e estão em conformidade com as *International Financial Reporting Standards* - IFRS, emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB e legislação específica emanada pela ANEEL, quando esta não for conflitante com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A apresentação da Demonstração do Valor Adicionado - DVA, preparada de acordo com o CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, é requerida pela legislação societária brasileira e pelas práticas contábeis adotadas no Brasil aplicáveis a companhias abertas. As IFRS não requerem a apresentação dessa demonstração. Como consequência, pelas IFRS, essa demonstração está apresentada como informação suplementar, sem prejuízo do conjunto das demonstrações financeiras.

A Administração avaliou a capacidade da Companhia e de suas controladas em continuar operando normalmente e está convencida de que ela possui recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração da Companhia e das controladas não têm conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, estas demonstrações financeiras foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

A Administração da Companhia afirma que todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas e que correspondem às utilizadas por ela na sua gestão.

A Diretoria da Companhia autorizou a emissão das demonstrações financeiras em 31 de janeiro de 2019. Após esta data, as alterações somente poderão ser efetuadas pelo Conselho de Administração.

#### 3.2 Práticas contábeis

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

#### 3.3 Base de mensuração

As demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, foram elaboradas considerando o custo histórico como base de valor exceto: (i) determinados ativos e passivos financeiros que foram mensurados ao valor justo, conforme demonstrado na nota 39.1.1; e (ii) os ativos e passivos líquidos de benefício definido que são reconhecidos a valor justo, com limitação de reconhecimento do superávit atuarial, conforme nota 28.

#### 3.4 Uso de estimativa e julgamento

Na elaboração das demonstrações financeiras, individuais e consolidadas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e práticas contábeis internacionais, é requerido que a Administração da Companhia e de suas controladas se baseiem em estimativas para o registro de certas transações que afetam os ativos, passivos, receitas e despesas.

Os resultados finais dessas transações e informações, quando de sua efetiva realização em exercícios subsequentes, podem diferir dessas estimativas, devido a imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Companhia e suas controladas revisam as estimativas e permissas pelo menos trimestralmente, exceto quanto ao Plano de benefícios pós-emprego que é revisado semestralmente e a redução ao valor recuperável que é revisada conforme critérios detalhados na nota 3.7.

As principais estimativas que representam risco significativo com probabilidade de causar ajustes materiais ao conjunto das demonstrações financeiras, nos próximos exercícios, referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de: Análise de redução ao valor recuperável dos ativos (Nota 3.7); Fornecimento não faturado (Nota 8); Transações realizadas no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Nota 8.6); Perda Estimada com Créditos de Liquidação Duvidosa - PECLD (Nota 8.7); Ativos e passivos financeiros setoriais (Nota 9); Recuperação do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre prejuízos fiscais, bases negativas e diferenças temporárias (Nota 12); Ativo Financeiro Indenizável (Nota 21); Ativos da concessão (Nota 22); Avaliação da vida útil do Imobilizado e do Intangível (Notas 23 e 24); Planos de benefícios pós-emprego (Nota 28); Provisões para contingências (Nota 32.1); Provisões necessárias para custos relacionados a licenças ambientais (Nota 32.2); e Mensuração a valor justo de instrumentos financeiros (Nota 39.1.2).

#### 3.5 Moeda funcional e moeda de apresentação

A moeda funcional da Companhia e de suas controladas, que operam no Brasil, é o Real e as demonstrações financeiras individuais e consolidadas são apresentadas em reais, arredondadas para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

#### 3.6 Demonstrações financeiras consolidadas

## NOTAS EXPLICATIVAS

### EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

#### 3.8.1.2 ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2019)

Em dezembro de 2018 foi emitido o ICPC 22, em correlação à norma IFRIC 23, que procura esclarecer como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 - Tributos sobre o lucro quando há incerteza sobre posições fiscais que ainda não foram aceitas pelas autoridades tributárias. A interpretação determina que é necessário avaliar se é provável que a autoridade fiscal aceitará o tratamento fiscal escolhido pela entidade: (i) se sim, a mesma deverá reconhecer o valor nas demonstrações financeiras, conforme apuração fiscal, e considerar a divulgação de informações adicionais sobre a incerteza do tratamento fiscal escolhido; (ii) se não, a entidade deverá reconhecer um valor diferente em suas demonstrações financeiras em relação à apuração fiscal de forma a refletir a incerteza do tratamento fiscal escolhido.

Para as posições fiscais sobre as quais há incerteza no seu tratamento e que ainda não foram aceitas pelas autoridades tributárias, a Companhia e suas controladas usualmente consultam assessores jurídicos externos a fim de avaliar se a posição adotada é a mais adequada e, por essa razão, a Administração da Companhia e de suas controladas entende que esta interpretação não gerará efeitos relevantes nas demonstrações financeiras.

#### 3.8.1.3 Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 13/18 (com efeito a partir de 1º de janeiro de 2019)

O documento estabelece alterações à Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Alterações em diversos CPCs em função da edição do CPC 06 (R2); (ii) Alterações em participações de longo prazo em coligada, controlada e empreendimento controlado em conjunto; (iii) Modificações no CPC 33 (R1) em decorrência de alteração, redução ou liquidação de planos de benefícios a empregados; e (iv) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo de Melhorias 2015 - 2017. A Administração da Companhia e de suas controladas acredita que esta revisão não gerará efeitos relevantes nos montantes reportados nas demonstrações financeiras.

#### 3.8.2 Normas e interpretações revisadas, já emitidas pelo CPC, adotadas pela Companhia a partir de 1º de janeiro de 2018

##### 3.8.2.1 CPC 47 - Receita de Contrato com Cliente

Esta norma faz correlação à norma IFRS 15 e introduziu um novo modelo para o reconhecimento de receitas provenientes dos contratos com clientes. A mesma enfatiza o reconhecimento da receita como a transferência do controle de bens ou serviços aos clientes, em lugar do princípio da transferência de riscos e benefícios, considerando qual montante espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços e quando a receita deve ser reconhecida. O CPC 47 substituiu o CPC 30 (R1) - Receitas (IAS 18), o CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (IAS 11) e as interpretações relacionadas.

O pronunciamento requer aplicação retrospectiva e permite um dos seguintes métodos: (i) retrospectivo a cada exercício anterior apresentado; ou (ii) retrospectivo com efeito cumulativo da aplicação inicial na data da adoção inicial. A Companhia e suas controladas optaram por adotar o pronunciamento usando o método retrospectivo com efeito cumulativo, cujos os impactos originados da adoção sendo contabilizados a partir de 1º de janeiro de 2018. Os contratos que começaram e concluíram no mesmo exercício de apresentação comparativa, bem como contratos que foram concluídos no início do exercício mais antigo apresentado, não serão representados.

A Companhia e suas controladas realizaram uma análise detalhada do impacto resultante da aplicação do CPC 47, incluindo a avaliação dos cinco passos para reconhecimento e mensuração da receita, quais são: (i) Identificar os tipos de contratos firmados com seus clientes; (ii) Identificar as obrigações presentes em cada tipo de contrato; (iii) Determinar o preço de cada tipo de transação; (iv) Alocar o preço às obrigações contidas nos contratos; e (v) Reconhecer a receita quando (ou na medida em que) a entidade satisfaz cada obrigação do contrato.

Após esta análise a Companhia e suas controladas concluíram, com base em seus critérios de classificação, reconhecimento e mensuração descritos na nota 34, que não houve impacto significativo na adoção deste pronunciamento, exceto nas controladas de distribuição, transmissão e na Porto do Pecém. Para as controladas de distribuição e a Porto do Pecém houve a reclassificação das penalidades de indicadores de desempenho, classificadas anteriormente na demonstração do resultado como despesas operacionais, que passaram a ser classificadas como itens redutores das receitas. O pronunciamento define que o valor da contraprestação pela obrigação de desempenho pode variar em razão de descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, cuja receita deve ser reconhecida de forma líquida dessa contraprestação variável. As controladas de distribuição são avaliadas pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes, dentre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores compreendendo a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC sendo que, uma vez descumpridos, as controladas são obrigadas a ressarcir os clientes, por meio de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Já a controlada Porto do Pecém tem o dever de ressarcir as distribuidoras para os períodos os quais a usina não estava disponível quando despachada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS.

As controladas de distribuição também concluíram que houve impacto na classificação do Intangível - Em curso sob o escopo do ICPC 01 (R1), conforme discriminado na nota 3.8.2.3, sendo os saldos apresentados em 31 de dezembro de 2017 como "Intangível - Em curso" reclassificados para a rubrica de "Ativos da concessão" para melhor apresentação.

Para as controladas de transmissão, a Administração concluiu que houve impacto no reconhecimento das receitas sob o escopo do ICPC 01 (R1), também discriminado na nota 3.8.2.3.

O montante relativo ao exercício de 2017 das controladas de distribuição, transmissão e da Porto do Pecém estão sendo representados para efeito comparativo, para melhor apresentação dos saldos, conforme demonstrado na nota 4.

Adicionalmente, a norma estabeleceu um maior detalhamento nas divulgações relacionadas aos contratos com clientes (Nota 34).

##### 3.8.2.2 CPC 48 - Instrumentos Financeiros

Esta norma faz correlação à norma IFRS 9 e substituiu o CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (IAS 39). O CPC 48 trouxe como principais modificações: (i) requerimentos de redução ao valor recuperável (*impairment*) para ativos financeiros passando para o modelo híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo anterior de perdas incorridas; (ii) novos critérios de classificação e mensuração de ativos financeiros; e (iii) torna os requisitos para contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) menos rigorosos.

As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção do CPC 48 foram aplicadas retrospectivamente, conforme requerido pela norma, todavia, a Companhia e suas controladas aproveitaram a isenção que lhes permite não rerepresentar informações comparativas de exercícios anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). Assim, as diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção do CPC 48 foram reconhecidas no Patrimônio Líquido em 1º de janeiro de 2018.

A Companhia e suas controladas realizaram uma avaliação de impacto detalhada na adoção da nova norma e identificaram os seguintes aspectos:

##### • Classificação e mensuração

O CPC 48 apresenta uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Com relação aos passivos financeiros, a principal alteração relacionada aos requerimentos já estabelecidos pelo CPC 38 requer que a mudança no valor justo do passivo financeiro designado ao valor justo seja atribuível a mudanças no risco de crédito daquele passivo, sendo apresentada em outros resultados abrangentes e não na demonstração do resultado, a menos que tal reconhecimento resulte em uma incompatibilidade na demonstração do resultado.

Já para os ativos financeiros, o pronunciamento simplifica o modelo de mensuração anterior e estabelece três categorias de classificação: (i) mensurados ao custo amortizado; (ii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA); e (iii) mensurados ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. Em relação à classificação e mensuração dos ativos financeiros, a Companhia e suas controladas alteraram a classificação nas rubricas relacionadas abaixo. A alteração na classificação não impactou a mensuração dos itens não havendo, assim, impacto significativo nas demonstrações financeiras:

	Classificação CPC 38	Classificação CPC 48
	Disponível para venda	Valor justo por meio do resultado
	Ativos mantidos até o vencimento	Custo amortizado
	Ativos mantidos até o vencimento	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado
	Disponível para venda	Custo amortizado
	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado

As controladas EDP São Paulo e Porto do Pecém possuem passivos financeiros mensurados ao VJR, representados por dívidas em moeda estrangeira, para os quais existem instrumentos financeiros derivativos (*swaps*) para mitigação do risco cambial. Para esses derivativos, as referidas companhias poderão manter a mensuração ao valor justo por meio do resultado, não havendo divergências de mensuração entre o CPC 48 e o CPC 38 para esses passivos financeiros.

As demais controladas não possuem passivos financeiros mensurados ao VJR, portanto, para estas companhias, não houve impacto nas demonstrações financeiras decorrentes da adoção da norma, mantendo a classificação como custo amortizado.

##### • Redução ao valor recuperável

O CPC 48 substituiu o modelo de perdas incorridas por um modelo prospectivo de perdas esperadas. Esta nova abordagem exige um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. O novo modelo se aplica aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais.

De acordo com o CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases: (i) Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e (ii) Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. A norma também propôs a aplicação do expediente prático para os ativos financeiros que não possuem componentes de financiamento significativos, com uma abordagem simplificada cuja perda esperada será realizada com uma matriz por idade de vencimento das contas a receber.

Para as rubricas de Contas a receber e Outros créditos, a Administração da Companhia e de suas controladas decidiram pela aplicação da abordagem simplificada e registrarão perdas esperadas durante toda a vida em todos os créditos, resultando, quando aplicável, em uma aceleração no reconhecimento de perdas por redução ao valor recuperável em seus ativos financeiros. Para os demais ativos financeiros, não foram identificados impactos significativos na adoção deste pronunciamento.

As controladas de geração, transmissão e serviços, após uma análise de crédito criteriosa, concluíram que não há indícios de perdas em seus ativos financeiros no reconhecimento inicial.

As controladas de distribuição, bem como a EDP Comercializadora, após as devidas análises, identificaram os seguintes ajustes realizados em contrapartida da rubrica de Lucros acumulados, no Patrimônio líquido, em 1º de janeiro de 2018:

	Nota	Consolidado		
		Saldo em 31/12/2017	Ajustes adoção (CPC 48)	Saldo em 1º de janeiro de 2018
Contas a receber (líquido da PECLD)	8	2.526.070	(47.073)	2.478.997
Outros créditos	17	245.471	1.174	246.645
PECLD	8,7	(241.298)	(6.811)	(248.109)
<b>Total</b>		<b>2.530.243</b>	<b>(52.710)</b>	<b>2.477.533</b>

Segue abaixo o detalhamento dos ajustes, incluindo os efeitos tributários:

	Nota	Contas a receber	Outros créditos	PECLD (Nota 8.7)	Total
Consumidores					
Fornecimento faturado					
Residencial		29.548	(23.398)		6.150
Industrial		(55.231)	25.838	(29.392)	
Comercial		(23.339)	3.738	(19.601)	
Rural		5.554	(6.018)	(464)	
Iluminação pública		(1.118)	(713)	(1.831)	
Poder público		(1.767)	(700)	(2.467)	
Serviço público		(720)	(214)	(934)	
Não faturado			(4.181)	(4.181)	
Serviços cobráveis			(378)	(378)	
Serviços prestados a terceiros			1.174	1.174	
Concessionárias			(787)	(787)	
Total de ajuste apurado		<b>(47.073)</b>	<b>1.174</b>	<b>(6.811)</b>	<b>(52.710)</b>
(-) Imposto de renda e Contribuição social diferidos	12,2,1	16.004	(399)	2.316	17.921
Ajuste de exercícios anteriores nos Lucros acumulados		<b>(31.069)</b>	<b>775</b>	<b>(4.495)</b>	<b>(34.789)</b>

Para mais informações sobre a nova política para cálculo da perda esperada, vide nota 8.7.

##### • Contabilidade de hedge (*Hedge accounting*)

O CPC 48 exige que a Companhia e suas controladas assegurem que as relações de contabilidade de *hedge* estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco estabelecidas pela Administração, aplicando uma abordagem mais qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do *hedge*. A nova norma vem introduzir um modelo menos restritivo ao *hedge*, exigindo uma relação econômica entre o item coberto e o instrumento de *hedge* em que o índice de cobertura seja o mesmo que aplicado pela entidade para a gestão de risco.

Em 31 de dezembro de 2017, em relação à contabilidade de hedge, as novas regras não impactaram a Companhia e suas controladas devido a ausência desta modalidade de instrumento financeiro.

No exercício de 2018, a controlada Porto do Pecém contratou uma *Non-Deliverable Forward* - NDF com a finalidade de proteção de câmbio na contratação de seguro de lucros cessantes, cujo pagamento de prêmio foi realizado em Dólar. A controlada enquadrou a operação como contabilidade de *hedge* conforme CPC 38, escolhendo a transição do CPC 48 que permite utilizar a regra anterior para este assunto em particular. A referida NDF foi liquidada em julho de 2018 (Nota 39.1.3.3) e, em 31 de dezembro de 2018, não há nenhum instrumento financeiro enquadrado nesta modalidade.

#### 3.8.2.3 Revisão de Pronunciamentos Técnicos do CPC nº 12/17

O documento estabelece alterações à Interpretações e Pronunciamentos Técnicos, principalmente, em relação a: (i) Edição do CPC 47; (ii) Edição do CPC 48; (iii) Alteração na classificação e mensuração de transações de pagamento baseado em ações do CPC 10; (iv) Alteração na transferência da propriedade para investimento do CPC 28; e (v) Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo 2014 - 2016.

Em relação às revisões acima, destaca-se as alterações no CPC 40 - Instrumentos Financeiros: Evidenciação que trata das divulgações relativas aos instrumentos financeiros. Com a edição do CPC 48 foram incluídos no CPC 40 extensivas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de *hedge*, risco de crédito e perdas de crédito esperadas.

A Companhia e suas controladas realizaram uma análise para identificar os novos requerimentos de divulgação, destacando as divulgações pertinentes nas notas 8, 34 e 39.

Em relação às alterações introduzidas pelo CPC 47 e CPC 48 no ICPC 01 (R1), destacamos abaixo os reflexos no reconhecimento dos ativos das controladas de transmissão e de classificação nas controladas de distribuição.

A Companhia e suas controladas não identificaram impactos significativos decorrentes das alterações nos demais pronunciamentos.

##### • ICPC 01 (R1) - Contratos de concessão

###### Transmissão

As alterações introduzidas pelo CPC 47 e CPC 48 impactaram as controladas de transmissão na forma de se classificar e mensurar seus ativos, já que os mesmos estão sob alcance da ICPC 01. Conforme mencionado na nota 3.8.2.1, a alocação de preço é exigida para cada tipo de obrigação de performance identificada no contrato com o cliente, em conjunto com a exigência de se classificar o ativo financeiro entre custo amortizado ou valor justo por meio do resultado.

Sob o alcance do CPC 47, as controladas de transmissão possuem um único contrato com cliente (concessão da linha de transmissão) com três obrigações de desempenho identificadas, quais são: (i) construir; (ii) operar e manter; e (iii) financiar o poder concedente. Desta forma, com base nas características contratuais, as controladas classificaram o ativo como contratual uma vez que, para sua realização, os fluxos financeiros são influenciados por fatores de desempenho operacional bem como de condições futuras decorrentes de procedimentos de revisões tarifárias periódicas, não sendo estes ativos recebíveis apenas pela passagem do tempo, condição precedente para classificação do referido como ativo financeiro de acordo com o CPC 48. Por se tratar de contratos com clientes de longo prazo, as controladas identificaram que existe componente de financiamento significativo que é considerado para o cálculo do financiamento ao Poder Concedente, conforme mencionado acima.

A alocação de preço por obrigação de desempenho e as premissas utilizadas estão detalhadas nas notas 22 e 34.

Os impactos relativos à mensuração dos ativos contratuais estão discriminados na nota 4.

###### Distribuição

As alterações introduzidas pelo CPC 47 impactaram as controladas de distribuição na forma de se classificar seus ativos, já que os mesmos estão sob alcance do ICPC 01. Dentre as alterações destaca-se o tratamento de todos os ativos no período de construção e que ainda não estão em serviço, para ativos contratuais, então reclassificados para "Ativos da concessão" (Nota 22).

Os impactos relativos à classificação dos ativos contratuais estão discriminados na nota 4.

##### 3.8.2.4 ICPC 21 - Transação em Moeda Estrangeira e Adiantamento

Esta interpretação esclarece que a data da transação, para determinar a taxa de câmbio a utilizar no reconhecimento inicial do item relacionado ao pagamento ou adiantamento, deve ser a data em que a entidade reconhece inicialmente o ativo ou passivo não monetário decorrente da contraprestação antecipada. Caso haja múltiplos pagamentos ou adiantamentos, a entidade deve determinar a data da transação para cada pagamento ou recebimento. A Companhia e suas controladas não identificaram impactos significativos decorrentes da adoção deste pronunciamento.

#### 4 Reapresentação do exercício anterior

A Companhia, as controladas de distribuição e de transmissão e a Porto do Pecém procederam reclassificações no Balanço Patrimonial, na Demonstração do Resultado, na Demonstração do Fluxo de Caixa e na Demonstração do Valor Adicionado relativas a 31 de dezembro de 2017, originalmente autorizadas em 24 de janeiro de 2018.

Conforme descrito na nota 3.8, a Companhia e suas controladas passaram a adotar novas normas de contabilidade. Alguns destes CPCs trouxeram mudanças nas práticas contábeis da Companhia e, conforme previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, tais mudanças de práticas requerem a aplicação retrospectiva, de forma a ajustar os exercícios anteriores, apresentados para fins de comparação com o exercício atual, como se estivessem corretos a partir do início do exercício mais antigo apresentado, sendo o ajuste registrado em Lucros ou Prejuízos acumulados.

Em decorrência da adoção do CPC 47, conforme descrito na nota 3.8.2.1, as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Porto do Pecém reclassificaram na Demonstração do Resultado os ressarcimentos por indisponibilidade na prestação do serviço de energia elétrica da rubrica de Custo de operação para a rubrica de Receitas.

Já as controladas de transmissão e distribuição reclassificaram os montantes no Balanço Patrimonial anteriormente registrados nas rubricas de "Ativo financeiro indenizável" e "Intangível", respectivamente, para a rubrica "Ativos da concessão".

Adicionalmente, a Companhia e suas controladas também efetuaram reclassificações para melhor apresentação dos saldos.

##### 4.1 Balanço Patrimonial

	Controladora		Consolidado		
	31/12/2017		31/12/2017		
	Reapresentação para melhor apresentação	Reapresentado	Publicado	Revisão do ICPC 01 (R1)	Reapresentado
<b>ATIVO</b>					
<b>Circulante</b>					
Impostos e contribuições sociais	149.843	(149.843)	-	869.775	(869.775)
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	-	94.472	94.472	-	496.786
Outros tributos compensáveis	-	55.371	55.371	-	372.989
<b>Total do Ativo Circulante</b>	<b>1.373.650</b>	<b>- 1.373.650</b>	<b>5.454.157</b>	<b>-</b>	<b>5.454.157</b>
<b>Não circulante</b>					
Ativo financeiro indenizável	-	-	1.951.930	(38.025)	1.913.905
Impostos e contribuições sociais	-	-	241.525	-	(241.525)
Outros tributos compensáveis	-	-	-	241.525	241.525
Ativos da concessão	-	-	-	385.676	385.676
Intangível	15.149	-	15.149	2.742.416	(347.651)
<b>Total do Ativo Não circulante</b>	<b>7.835.368</b>	<b>- 7.835.368</b>	<b>15.153.795</b>	<b>-</b>	<b>15.153.795</b>
<b>TOTAL DO ATIVO</b>	<b>9.209.018</b>	<b>- 9.209.018</b>	<b>20.607.952</b>	<b>-</b>	<b>20.607.952</b>
<b>PASSIVO</b>					
<b>Circulante</b>					
Impostos e contribuições sociais	40.913	(40.913)	-	572.053	(572.053)
Imposto de renda e Contribuição social a recolher	-	7	7	-	109.508
Outros tributos a recolher	-	40.906	40.906	-	462.545
<b>Total do Passivo Circulante</b>	<b>579.600</b>	<b>- 579.600</b>	<b>4.526.264</b>	<b>-</b>	<b>4.526.264</b>
Impostos e contribuições sociais	30.685	(30.685)	-	356.857	(356.857)
Outros tributos a recolher	-	30.685	30.685	-	356.857
<b>Total do Passivo Não circulante</b>	<b>747.581</b>	<b>- 747.581</b>	<b>7.044.091</b>	<b>-</b>	<b>7.044.091</b>
<b>TOTAL DO PASSIVO</b>	<b>9.209.018</b>	<b>- 9.209.018</b>	<b>20.607.952</b>	<b>-</b>	<b>20.607.952</b>
<b>4.2 Demonstração do Resultado</b>					
			<b>Consolidado</b>		
			<b>2017</b>		
	<b>Publicado</b>	<b>CPC 47</b>	<b>Reapresentado</b>		
	12.373.375	(36.191)	12.337.184		
<b>Recetas</b>					
<b>Custo da produção e do serviço de energia elétrica</b>					
Custo de operação			(1.192.706)	36.191	(1.156.515)
<b>Lucro bruto</b>	<b>2.322.949</b>	<b>-</b>	<b>2.322.949</b>	<b>-</b>	<b>2.322.949</b>
<b>Resultado antes dos tributos sobre o lucro</b>	<b>1.044.160</b>	<b>-</b>	<b>1.044.160</b>	<b>-</b>	<b>1.044.160</b>
<b>Resultado líquido do exercício</b>	<b>688.338</b>	<b>-</b>	<b>688.338</b>	<b>-</b>	<b>688.338</b>
<b>4.3 Demonstração do Fluxo de Caixa</b>					
			<b>Consolidado</b>		
			<b>2017</b>		
	<b>Publicado</b>	<b>Revisão do ICPC 01 (R1)</b>	<b>Reapresentação para melhor apresentação</b>	<b>Reapresentado</b>	
<b>Fluxo de caixa das atividades operacionais</b>					
Remuneração dos Ativos da concessão	-	(850)	-	(850)	
Valor justo do ativo financeiro indenizável	(24.882)	850	-	(24.032)	
<b>2.693.849</b>	<b>-</b>	<b>2.693.849</b>	<b>-</b>	<b>2.693.849</b>	
<b>(Aumento) diminuição de ativos operacionais</b>					
Impostos e contribuições sociais compensáveis	(541.183)	-	541.183	-	(1.156.515)
Imposto de renda e contribuição social a compensar	-	-	(267.713)	-	(267.713)
Outros tributos compensáveis	-	-	(273.470)	-	(273.470)
<b>Aumento (diminuição) de passivos operacionais</b>					
Outros tributos e contribuições sociais	418.20				

## NOTAS EXPLICATIVAS

### EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

#### 5.4 Alienação de participação na Costa Rica

Em 24 de maio de 2018 a Companhia divulgou Comunicado ao Mercado informando da celebração, na referida data, do Contrato de Compra e Venda de Quotas, junto a CEI - Energética Integrada Ltda., para alienar sua participação total de 51% no capital social da Costa Rica.

Em 06 de setembro de 2018 a Companhia divulgou novo Comunicado ao Mercado informando a conclusão da venda, uma vez que foram atendidas todas as condições precedentes.

O valor total da transação foi de R\$43.510, recebidos integralmente na data da conclusão, refletindo os ajustes entre a data de assinatura e a data de fechamento.

Com a presente transação, a Companhia concluiu o processo de alienação de pequenas centrais hidrelétricas no Estado do Mato Grosso do Sul, iniciado com a venda da Pantanal Energética Ltda., com capacidade instalada de 51,1 MW, que foi concluída em 29 de janeiro de 2016.

A apuração do ganho na alienação desta operação está apresentada na nota 18.

#### 5.5 Reajuste Tarifário Anual 2018 - EDP Espírito Santo

Em 07 de agosto de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.432, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 07 de agosto de 2018.

O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de 15,87%, sendo 14,99% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 16,30% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Durante o processo de reajuste tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela "B"), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela "A") e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A Parcela "B" foi ajustada em 7,19%, resultando em um saldo atualizado de R\$861.849. O IGP-M apurado para o período tarifário é de 8,24% e o Fator X de 1,05%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,15%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de 0,00% e "Q" (incentivo à qualidade) de -0,10%.

O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo é de R\$242.299 e referem-se às diferenças entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela Companhia no período tarifário de 2017 a 2018, como também a previsão dos custos futuros destacando, entre estes, o montante de R\$107.633 relativo à previsão para o risco hidrológico.

Para os encargos setoriais, houve revisão das cotas da CDE - Encargo de uso, para o exercício de setembro a dezembro de 2018, que também resultou em incremento de cobertura tarifária de R\$30.586.

#### 5.6 Reajuste Tarifário Anual 2018 - EDP São Paulo

Em 16 de outubro de 2018, por meio da Resolução Homologatória nº 2.469, a ANEEL homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual aplicado pela Companhia a partir de 23 de outubro de 2018.

O efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de 16,12%, sendo 17,84% o efeito médio para os consumidores atendidos em alta e média tensão e 15,13% o efeito médio para os consumidores atendidos em baixa tensão.

Durante o processo de reajuste tarifário, a ANEEL atualiza os custos regulatórios passíveis de gerenciamento pela distribuidora (Parcela "B"), enquanto os custos não gerenciáveis (Parcela "A") e os itens financeiros são atualizados com base na variação de preços verificada nos doze meses anteriores e da projeção para os doze meses subsequentes. A Parcela "B" foi ajustada em 9,48%, resultando em um saldo atualizado de R\$961.069. O IGP-M apurado para o período tarifário é de 10,04% e o Fator X de 0,56%. O Fator X é composto das parcelas "Pd" (ganhos de produtividade) de 1,14%, "T" (trajetória para adequação dos custos operacionais) de -0,24% e "Q" (incentivo à qualidade) de -0,34%.

O ajuste dos itens financeiros reconhecido pela ANEEL neste processo é de R\$434.471 e referem-se às diferenças entre os custos não gerenciáveis (energia, transporte e encargos) homologados e os efetivamente incorridos pela EDP São Paulo no período tarifário de 2017 a 2018, como também determina os itens financeiros.

#### 5.7 Alienação de participação na EDP PCH e na Santa Fé

Em 25 de outubro de 2018 a Companhia, por meio de comunicado ao mercado, comunicou a assinatura de contrato de compra e venda de ações junto à Stakraft Energias Renováveis S.A. para alienar 100% das ações detidas pela Companhia na EDP PCH, composta por sete usinas hidrelétricas, e na Santa Fé, totalizando 131,97 MW de capacidade instalada e 68,70 MW médios de garantia física, com prazo final de concessão entre 2025 e 2031. Na referida data, a Companhia transferiu o saldo dos investimentos de ambas as empresas para a rubrica de Ativos e Passivos Não circulantes mantidos para venda (Nota 18).

Em 21 de dezembro de 2018 a Companhia divulgou novo Comunicado ao Mercado informando a conclusão da venda, uma vez que foram atendidas todas as condições precedentes.

O valor total da transação foi de R\$600.761, recebidos integralmente na data da conclusão, refletindo os ajustes entre a data de assinatura e a data de fechamento.

O processo de alienação da EDP PCH e da Santa Fé está em linha com a estratégia do Grupo EDP - Energias do Brasil, mantendo o foco em usinas de médio porte entre 100 MW e 1.000 MW de capacidade.

A apuração dos ganhos na alienação desta operação está apresentada na nota 18.

## 8 Contas a Receber

	Consolidado											Saldo líquido em 31/12/2018	Saldo líquido em 31/12/2017	
	Valores Correntes					Valores Renegociados								
	Corrente a Vencer	Corrente Vendida				Renegociada a Vencer	Renegociada Vendida							
Nota	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 8.7)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 8.7)	Até 60 dias	Mais de 60 dias	PECLD (Nota 8.7)	
<b>Circulante</b>														
Consumidores														
Fornecimento faturado														
Residencial		254.218		265.314	26.749	40.967	71.817	(100.572)	12.719	22.882	9.436	72.120	(79.775)	595.875
Industrial		127.573		79.088	4.965	4.012	9.884	(15.333)	5.001	4.529	2.072	13.893	(12.993)	222.691
Comércio, Serviços e Outras Atividades		172.509		70.165	8.248	13.287	15.453	(27.351)	4.075	5.912	2.400	22.319	(23.213)	263.354
Rural		40.645		23.357	4.948	3.363	7.128	(9.365)	4.873	9.327	789	3.389	(3.596)	84.858
Poder Público														
Federal		11.469		1.609	73	47	38	(81)	862	2.138	76	110	(6)	16.335
Estadual		11.080		728	53	119	129	(160)	13	6		18	(23)	11.363
Municipal		21.845		4.640	901	1.141	358	(1.091)	3.848	189	46	487	(990)	31.374
Iluminação Pública		30.698		15.958	1.954	2.508	23	(1.530)	5.583	3.932	10	13.861	(1.449)	71.548
Serviço Público		26.622		3.228	664	773	430	(50)	723	682	1.724	297	(77)	35.016
Cientes livres		98.663	553	292			2.901	(2.901)	88	689				100.285
Serviços Cobráveis		1.837		1.585	411	553	712	(1.083)						4.015
Fornecimento não faturado		438.666												434.511
(-) Arrecadação em processo de reclassificação		(100.076)												4.015
(-) Ajuste a valor presente	8.2								(1)	(22)				(100.076)
Outros créditos	8.3	29.018		82	127	135	165							(23)
	8.4	<b>1.164.317</b>	<b>553</b>	<b>466.046</b>	<b>49.093</b>	<b>66.905</b>	<b>109.108</b>	<b>(163.672)</b>	<b>37.784</b>	<b>50.264</b>	<b>16.553</b>	<b>126.494</b>	<b>(122.122)</b>	<b>1.801.253</b>
Concessionárias														
Suprimento de energia elétrica	8.5	367.983	56	1.357	161	37	733	(1.093)	553					369.787
Energia de curto prazo	8.6	193.944												193.944
Encargos de uso da rede elétrica		7.216		1.068	61	2		(130)						8.217
Outros créditos		51.722												51.722
		<b>620.865</b>	<b>56</b>	<b>2.425</b>	<b>222</b>	<b>39</b>	<b>733</b>	<b>(1.223)</b>	<b>553</b>	-	-	-	-	<b>623.670</b>
Cientes														
Eficiência energética		5.034	16.635	373	460			(698)						21.804
(-) Ajuste a valor presente	8.2													-
Serviço de gerenciamento de obra			66											66
Serviços de gerenciamento de assinaturas		276	238	550	198			(198)						1.064
Dispêndios a reembolsar		525	4.180											4.705
Geração de vapor		2.643		674	244									3.561
Outros clientes		334	29.639	12	37			(33)						29.989
		<b>8.812</b>	<b>50.758</b>	<b>1.609</b>	<b>939</b>	-	-	<b>(929)</b>	-	-	-	-	-	<b>61.189</b>
		<b>1.793.994</b>	<b>51.367</b>	<b>470.080</b>	<b>50.254</b>	<b>66.944</b>	<b>109.771</b>	<b>(165.824)</b>	<b>38.337</b>	<b>50.264</b>	<b>16.553</b>	<b>126.494</b>	<b>(122.122)</b>	<b>2.486.112</b>

	Consolidado					
	Corrente a Vencer	Renegociada a Vencer		Saldo		
	Nota	Mais de 360 dias	PECLD (Nota 8.7)	Mais de 360 dias	PECLD líquido em 31/12/2018	Saldo líquido em 31/12/2017
<b>Não circulante</b>						
Consumidores						
Fornecimento faturado						
Residencial			21.767	(12.868)	8.899	26.332
Industrial	4.983	(3.213)	2.763	(474)	4.059	7.194
Comércio, Serviços e Outras Atividades	18	(18)	9.775	(5.339)	4.436	18.892
Rural			2.499	(1.074)	1.425	2.643
Poder público						
Federal						2
Estadual						17
Municipal			10.552	(541)	10.011	12.564
Iluminação pública			10.247		10.247	17.686
Serviço público			107	(20)	87	213
Cientes livres			529		529	
(-) Ajuste a valor presente	8.2		(8.245)		(8.245)	(11.890)
		<b>5.001</b>	<b>(3.231)</b>	<b>49.994</b>	<b>(20.316)</b>	<b>31.448</b>
Concessionárias						
Outros créditos		1.029	(119)		910	910
		<b>1.029</b>	<b>(119)</b>	-	-	<b>910</b>
Cientes						
Eficiência energética		36.806			36.806	53.240
(-) Ajuste a valor presente	8.2					(10.847)
Dispêndios a reembolsar		23.082			23.082	2.677
		<b>59.888</b>	-	-	<b>59.888</b>	<b>45.070</b>
		<b>65.918</b>	<b>(3.350)</b>	<b>49.994</b>	<b>(20.316)</b>	<b>92.246</b>

Os saldos do Contas a receber são reconhecidos inicialmente ao valor justo, pelo valor faturado ou a ser faturado, e subsequentemente mensurados pelo custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, ajustados ao valor presente e deduzidas das reduções ao valor recuperável, quando aplicável, incluindo os respectivos tributos de responsabilidade tributária da Companhia e das controladas.

O saldo de Consumidores e Concessionárias refere-se, substancialmente aos: (i) valores faturados de venda de energia elétrica a consumidores finais, concessionárias revendedoras e empresas comercializadoras, bem como a receita referente à energia fornecida e não faturada; (ii) valores a receber relativos à energia comercializada na CCEE; e (iii) encargos de uso da rede elétrica.

#### 8.1 Características do Contas a receber

• **Geração**  
O recebimento da venda de energia realizada pelas controladas de geração, com exceção da Porto do Pecém, relacionadas a contratos bilaterais ocorre, substancialmente, com vencimento único no mês seguinte ao reconhecimento da receita. Já os contratos no ACR são desdobrados em três parcelas iguais com vencimentos nos dias 15 e 25 do mês seguinte ao reconhecimento da receita e no dia 5 do segundo mês subsequente ao reconhecimento.

Para a controlada Porto do Pecém, os contratos são desdobrados em três parcelas, sendo duas parcelas com vencimentos no dia 30 do mês seguinte ao reconhecimento da receita e no dia 10 do segundo mês subsequente ao reconhecimento.

Quanto aos contratos de venda de energia no mercado de curto prazo, os mesmos são liquidados conforme a regulamentação da CCEE, contudo, o prazo médio para a liquidação é de cerca de 45 dias após o reconhecimento da receita.

#### • Distribuição

O prazo mínimo para o vencimento das faturas junto aos consumidores das classes residencial, industrial, rural e comercial é de 5 dias úteis. Quando se tratar de consumidores das classes de poder público, iluminação pública e serviço público, o prazo mínimo para o vencimento é de 10 dias úteis. Contudo, as controladas de distribuição oferecem aos consumidores a opção de alteração da data de vencimento da fatura (6 opções de datas) ao longo do mês.

#### • Comercialização

Para as controladas de comercialização, parte substancial das vendas ocorre em contratos bilaterais. Dessa forma, a condição de pagamento é livremente negociada entre as partes, contudo, a maioria dos recebimentos ocorre no 6º dia útil posterior ao reconhecimento da receita.

#### • Serviços

Para as controladas de serviços, o reconhecimento das receitas vinculadas à construção de usina solar e aos serviços de eficiência energética acontece durante toda a fase de construção do empreendimento pelo método de insumo e o reconhecimento pode ocorrer de duas formas: (i) com adiantamentos na fase de construção e restante no momento da entrega do empreendimento; e (ii) de forma parcelada ao longo de determinado período estabelecido em contrato.

Em relação à venda de vapor e ao serviço de gerenciamento de assinatura, a receita é reconhecida mediante às medições mensais relativas à entrega de vapor para a produção de energia e conforme a prestação do serviço, respectivamente, sendo o recebimento de ambos programado para cerca de 30 dias após o reconhecimento da receita.

#### 8.2 Ajuste a valor presente

Os saldos renegociados estão reconhecidos a valor presente considerando o montante a ser descontado, as datas de realização, as datas de liquidação e a taxa de desconto.

Para as distribuidoras o ajuste a valor presente, regulamentado pelo CPC 12, foi calculado com base na taxa de remuneração de capital, aplicada pela ANEEL nas revisões tarifárias das mesmas. Essa taxa é compatível com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado. Em 31 de dezembro de 2018 a taxa correspondente para a EDP São Paulo e EDP Espírito Santo é de 12,26% a.a., afetando positivamente o resultado das distribuidoras em R\$5.292 (positivamente em R\$1.362 em 2017).

Para as controladas EDP Soluções e EDP GRID o ajuste a valor presente considera a taxa de retorno de cada projeto, afetando positivamente o resultado do exercício em R\$3.159 (positivamente em R\$207 em 2017).

#### 8.3 Outros créditos - Consumidores

Do montante em 31 de dezembro de 2018 de R\$29.527 (R\$29.295 em 31 de dezembro de 2017), R\$27.415 (R\$27.415 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a controlada EDP Espírito Santo, referente ao saldo de Encargos de Capacidade Emergencial - ECE, vigente de março de 2002 a janeiro de 2006, e Encargo de Aquisição de Energia Elétrica Emergencial - EAEEE, vigente em janeiro e fevereiro de 2004, que estão sob discussão judicial. Considerando que estes valores constituem um montante a repassar à Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial - CBEE, há um passivo reconhecido no valor de R\$31.428 (R\$31.407 em 31 de dezembro de 2017) (Nota 29), sendo R\$28.528 (R\$28.442 em 31 de dezembro de 2017) referente a EDP Espírito Santo.

#### 8.4 Consumidores

A variação no saldo a receber de consumidores é decorrente, substancialmente, dos reajustes tarifários anuais ocorridos: (i) na EDP São Paulo em outubro de 2017 e outubro de 2018, que elevaram as tarifas de energia, na média, em 24,37% e 16,12%, respectivamente; (ii) na EDP Espírito Santo em agosto de 2017 e agosto de 2018, que elevaram as tarifas de energia, na média, em 9,34% e 15,87%, respectivamente.

## 9 Ativos e passivos financeiros setoriais

	Consolidado			Atualização monetária	Recebimento CCRBT (Nota 29.3)	Saldo em 31/12/2018	Circulante	Não circulante	Valores em Amortização		Valores em Constituição		IRT (*)
	Saldo em 31/12/2017	Apropriação	Amortização (i)						IRT (*) 2018	IRT (*) 2019	A partir de 2020		
<b>CVA</b>													
Compra de energia (ii)	691.570	208.724	(270.291)	40.755	11.753	682.511	498.050	184.461	400.520	60.258	264.981		11.010
Custo da energia de Itaipu (iii)	114.590	203.497	(98.781)	9.915		229.221	155.679	73.542	119.120	110.121	110.121		
PROINFRA	(12.240)	5.676	12.827	(298)		5.965	4.113	1.852	3.310	2.655			

**SOMAS EXPLICATIVAS**  
**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

As receitas das distribuidoras EDP São Paulo e EDP Espírito Santo são, basicamente, compostas pela venda da energia elétrica e pela entrega (transporte) da mesma por meio do uso da infraestrutura (rede) de distribuição. As receitas das concessionárias são afetadas pelo volume de energia entregue e pela tarifa. A tarifa de energia elétrica é composta por duas parcelas que refletem a composição da sua receita:

- Parcela "A" (custos não gerenciais): esta parcela deve ser neutra em relação ao desempenho da entidade, ou seja, os custos incorridos pelas distribuidoras, classificáveis como Parcela "A", são integralmente repassados ao consumidor ou suportados pelo Poder Concedente; e
- Parcela "B" (custos gerenciais): é composta pelos gastos na infraestrutura de distribuição e respectivo retorno pelo investimento e gastos com a operação e a manutenção. Essa parcela é aquela que efetivamente afeta o desempenho da entidade, pois possui risco intrínseco do negócio por não haver garantia de neutralidade tarifária.

Os ativos e passivos financeiros setoriais referem-se aos valores originados da diferença entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário (Parcela "A"), e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito incondicional da Companhia receber caixa do Poder Concedente nos casos em que os custos previstos são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos previstos são superiores aos custos efetivamente incorridos. São segregados entre ativo e passivo de acordo com o cronograma de homologação nas tarifas pela ANEEL nos próximos processos tarifários.

Nos reajustes tarifários a ANEEL recalcula os montantes efetivamente faturados e arrecadados, conforme regulamentações vigentes, com o objetivo de garantir a liquidação financeira desses montantes, sem prejuízo ao equilíbrio econômico-financeiro da concessão, reduzindo o risco de perdas a valores materiais.

São homologados anualmente pela ANEEL e incorporados à tarifa de energia por meio de Reajustes ou Revisões Tarifárias que, na EDP São Paulo, ocorrem em 23 de outubro e, na EDP Espírito Santo, em 7 de agosto.

Os valores que compõem os ativos e passivos financeiros setoriais são:

- **Conta de Compensação de Variação dos Valores de Itens da Parcela "A" - CVA:** É composta da variação dos custos com a aquisição da energia elétrica, de conexão e de transmissão, além dos encargos setoriais. A CVA deve ser neutra em relação ao desempenho da distribuidora, ou seja, as variações apuradas são integralmente repassadas ao consumidor ou suportadas pelo Poder Concedente; e
- **Itens financeiros:** Referem-se a outros componentes financeiros que se constituem em direitos ou obrigações que também integram a composição tarifária, dentre eles: Sobrecontratação de energia; Neutralidade dos encargos setoriais; e a Exposição financeira no mercado de curto prazo por diferença de preços entre Submercados.

O processo de amortização se dá de forma mensal e corresponde ao recebimento/devolução por meio da aplicação das tarifas vigentes, homologadas nos últimos eventos tarifários. Para os Itens financeiros, os valores de amortização mensais correspondem a 1/12 avos dos montantes totais homologados pela ANEEL. Para a CVA, a amortização mensal é efetuada de acordo com a curva de mercado. Os valores em constituição referem-se à diferença entre os custos incorridos e os constantes na tarifa até a data do fechamento do mês de referência, a serem homologados nos próximos processos tarifários.

**9.1 Efeitos relevantes no exercício**

O total de ativos setoriais líquidos dos passivos, em 31 de dezembro de 2017, somava um valor de R\$101.418, sendo que o total de ativos setoriais líquido dos passivos em 31 de dezembro de 2018 soma um valor de R\$315.581. A variação total positiva no exercício no montante de R\$214.163 foi causada, substancialmente, pelos seguintes motivos:

- Amortização: No exercício, foi repassado aos consumidores no faturamento de energia o montante de R\$10.809 referente a passivos setoriais líquidos homologados pela ANEEL.
- Compra de energia: A variação no referido item deve-se a realização do custo de energia dos Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEARs estar distinto do custo de energia reconhecido no reajuste tarifário, principalmente: (i) na modalidade de disponibilidade, impactada pelo aumento do despacho termoeletrico, o qual possui um custo mais elevado em relação às outras fontes geradoras; e (ii) pelo elevado repasse do risco hidrológico associado às usinas comprometidas com contratos de Cotas de Garantia Física, cuja energia foi contratada no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e que firmaram o termo de repactuação do risco hidrológico.
- Custo da energia de Itaipu: A tarifa de repasse da UHE Itaipu tem o seu valor fixado em dólares por quilowatt de potência mensal contratada (US\$/kW) e, para o exercício de 2018, teve o seu valor definido em US\$27,87/kW. As faturas são pagas em moeda nacional sendo utilizada para conversão a taxa média de venda calculada pelo Banco Central do Brasil, no dia útil imediatamente anterior ao do pagamento da fatura. Dessa forma, o câmbio verificado no exercício em análise foi superior ao concedido como cobertura tarifária no processo de reajuste tarifário de 2017, gerando então um ativo regulatório, parte já revertido no reajuste tarifário de 2018 e parte a ser contemplado na revisão tarifária de 2019.
- Encargos de Serviço do Sistema - ESS / Encargos de Energia de Reserva - EER: O ESS representa, principalmente, a necessidade de acionamento de agentes geradores térmicos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS fora da ordem de mérito de custo, assim como os serviços suplementares prestados pelos geradores de energia elétrica afim de manter o sistema de transmissão em condições adequadas de operação. O EER representa o encargo necessário para remunerar as usinas de geração de energia elétrica que operam na modalidade de Energia de Reserva, cujo objetivo é acrescentar segurança operativa e de suprimento ao setor elétrico. Ocorre que o custo do ESS/ERR se mostrou inferior ao previsto com relação às respectivas coberturas tarifárias para o exercício em análise, gerando um passivo regulatório, sendo parte do passivo já contemplado no reajuste tarifário de agosto de 2018 para EDP Espírito Santo e de outubro de 2018 para EDP São Paulo e parte a ser contemplado na revisão tarifária de 2019.
- Conta de Desenvolvimento Energético - CDE: A CDE é um encargo setorial definido anualmente e custeado para todos os consumidores finais de energia elétrica. As distribuidoras, por sua vez, repassam mensalmente os recursos, divididos em quotas, para o fundo setorial. A variação da CDE no exercício refere-se, principalmente, ao aumento das quotas definidas para o ano de 2018 que representaram um aumento de 30% com relação às quotas definidas para o ano de 2017. Além disso, a partir de setembro de 2018, houve revisão orçamentária do fundo setorial, homologado por meio da Resolução Homologatória nº 2.446/2018, que representou aumento de 15,85% com relação ao valor das quotas estabelecidas originalmente para o ano de 2018. As alterações mencionadas influenciaram na formação de um ativo regulatório que, majoritariamente, foi revertido às tarifas no momento do processo de reajuste tarifário de 2018, sendo a outra parte a ser contemplada na revisão tarifária de 2019.
- Sobrecontratação de energia: A variação desse item deve-se, principalmente, à variação da carga de janeiro a dezembro de 2018 com queda de 0,9% para EDP São Paulo e 3,53% para EDP Espírito Santo diante da carga total do ano prevista, inicialmente esperando fechar o ano com nível de contratação de 105,67% para EDP São Paulo e 106,78% para EDP Espírito Santo, ou seja, acima do limite regulatório de 105%. O resultado da sobrecontratação de 2018 depende da relação do preço médio de aquisição de energia e do PLD, ou seja, enquanto o PLD for maior que o preço médio de aquisição de

	Nota	Saldo em 31/12/2017	Adição	Baixas	Atualização monetária
<b>Ativos compensáveis</b>					
Imposto de renda e contribuição social a compensar	11.2	496.786	15.962	-	27.089
Total circulante		<b>496.786</b>	<b>15.962</b>	-	<b>27.089</b>
Outros tributos compensáveis					
ICMS	11.3	149.686	133.836	(28.729)	
PIS e COFINS	11.2	349.171	1.151.489		9.246
IRRF sobre aplicações financeiras		43.354	33.458	(4)	
IRRF sobre juros sobre capital próprio		32.543	33.209		
IR/CS retidos sobre faturamento		14.582	20.639		
Outros		25.178	4.781	(52)	
<b>Total</b>		<b>614.514</b>	<b>1.377.412</b>	<b>(28.785)</b>	<b>9.246</b>
Circulante		372.989			
Não circulante		241.525			

	Nota	Saldo em 31/12/2017	Adição	Baixas	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação tributos federais	Reclassificação	Transferência	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Saldo em 31/12/2018
<b>Passivos a recolher</b>											
Imposto de renda e contribuição social a recolher		109.508	297.207	-	393	(96.888)	(6.669)	-	(232.990)	(1.567)	58.994
Total circulante		<b>109.508</b>	<b>297.207</b>	-	<b>393</b>	<b>(96.888)</b>	<b>(6.669)</b>	-	<b>(232.990)</b>	<b>(1.567)</b>	<b>58.994</b>
Outros tributos a recolher											
ICMS	11.4	205.349	2.610.367	(93)	146	(2.486.736)	(365.315)	10.727	(91.160)	(57)	237.670
PIS e COFINS		87.399	1.888.827			(399.817)			(1.121.095)	(731)	97.422
Tributos sobre serviços prestados por terceiros		6.277	43.720			(40.223)			(3.644)	(812)	70.121
IRRF sobre juros sobre capital próprio		57.150	101.141			(34.479)	(11.943)	(10.727)	(2.666)		30.661
Parcelamentos	11.5	444.189	165		24.329	(39.793)			(2.997)	(8)	32.174
Encargos com pessoal		16.064	9.901			(4.971)			(2.754)	(732)	26.468
Outros		2.974	10.511			(10.315)				(80)	20.914
<b>Total</b>		<b>819.402</b>	<b>4.664.632</b>	<b>(93)</b>	<b>24.475</b>	<b>(3.016.334)</b>	<b>(377.258)</b>	-	<b>(1.214.974)</b>	<b>(1.060)</b>	<b>898.790</b>
Circulante		462.545									509.449
Não circulante		356.857									389.341

Conforme requerido pelo CPC 32 - Tributos sobre o Lucro, a Companhia e suas controladas apresentam os impostos e contribuições sociais correntes e passivos, pelo seu montante líquido quando: (i) compensáveis pela mesma autoridade tributária; e (ii) a legislação tributária permitir que a Companhia e suas controladas paguem ou compensem o tributo em um único pagamento ou compensação.

**11.1 Imposto de renda e contribuição social - Ativos Compensáveis - Controladora**

Os valores registrados referem-se, basicamente, a imposto de renda decorrente de retenções na fonte e suas respectivas atualizações pela SELIC. A compensação desse saldo é feita, principalmente, com Imposto de renda retido na fonte sobre o JSCP declarado e PIS e COFINS sobre receitas financeiras.

**11.2 Imposto de renda, contribuição social, PIS e COFINS - Ativos Compensáveis - Consolidado**

Em decorrência de recálculo de tributos nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, no exercício de 2017, as mesmas constituíram créditos dos referidos tributos relativos a exercícios anteriores.

Em relação ao imposto de renda e contribuição social, as controladas apuraram um crédito de R\$404.621, sendo o saldo atualizado, líquido das compensações até 31 de dezembro de 2018 o montante de R\$125.718.

Em relação ao PIS e COFINS, as controladas apuraram um crédito de R\$314.158, sendo o saldo atualizado, líquido das compensações até 31 de dezembro de 2018 o montante de R\$89.356.

**11.3 ICMS - Ativos Compensáveis - Consolidado**

Do montante em 31 de dezembro de 2018 de R\$165.242 (R\$149.686 em 31 de dezembro de 2017), as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo apresentam saldo de R\$160.552 (R\$145.979 em 31 de dezembro de 2017), que incluem créditos de ICMS decorrente de aquisição de bens no valor de R\$158.103 (R\$131.268 em 31 de dezembro de 2017) que, de acordo com o parágrafo 5º do artigo 20 da Lei Complementar nº 87/96, são compensados a razão de 1/48 avos por mês.

**11.4 ICMS - Passivo a Recolher - Consolidado**

Do montante em 31 de dezembro de 2018 de R\$237.670 (R\$205.349 em 31 de dezembro de 2017), as controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo apresentam saldo de R\$227.854 (R\$195.409 em 31 de dezembro de 2017), referente ao ICMS incidente sobre as faturas de energia elétrica.

**11.5 Parcelamentos**

**11.5.1 Controladora**

**11.5.1.1 REFIS**

Em 2009 a Companhia formalizou junto à Receita Federal do Brasil - RFB a adesão ao programa de redução e parcelamento de tributos federais, conforme a Lei nº 11.941/09 - "REFIS IV". Em 30 de junho de 2011, a Companhia procedeu à consolidação dos débitos incluídos no parcelamento. Segue abaixo os montantes e a relação dos tributos parcelados:

	Controladora						
	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento	Conversão em Renda	Valor de adesão - REFIS	
COFINS	30.754	6.151	9.793	46.698	2.092	48.790	
PIS	6.677	1.335	2.126	10.138	454	10.592	
Total dos tributos	<b>37.431</b>	<b>7.486</b>	<b>11.919</b>	<b>56.836</b>	<b>2.546</b>	<b>59.382</b>	
Redução Programa REFIS						(7.471)	
Utilização Base Negativa/ Prejuízo Fiscal						(11.933)	
Total						<b>39.978</b>	

A movimentação do parcelamento e o respectivo saldo em 31 de dezembro de 2018 estão demonstrados a seguir:

	39.978
Valor de adesão - REFIS	791
Diferença REFIS IR/CS (i)	8.707
Atualização de Juros - Consolidação 2011	(5.689)
Conversão em renda a favor da União	(32.500)
Amortização	20.475
Atualização do REFIS	<b>31.762</b>
Saldo em 31 de dezembro de 2018	

(i) O montante de R\$791 refere-se a depósito judicial visando a suspensão da exigibilidade do débito de IRPJ e CSLL decorrente do processo administrativo da empresa incorporada Magistra Participações S.A., o qual foi incluído no REFIS Federal em 2013 e homologado em março de 2017 pela Receita Federal, que supostamente equivocou-se ao equiparar tipos de depósitos.

Do valor total da dívida em 31 de dezembro de 2018 de R\$31.762 (R\$35.799 em 31 de dezembro de 2017), restam 70 parcelas de R\$441 atualizáveis mensalmente pela SELIC.

**11.5.2 Consolidado**

**11.5.2.1 REFIS**

A controlada EDP Espírito Santo, juntamente com a Companhia, também formalizou junto a RFB a adesão ao "REFIS IV" (Nota 11.5.1.1). Segue abaixo os montantes e a relação dos tributos parcelados consolidados:

	Consolidado						
	Principal	Multa	Juros	Encargos	Total de Parcelamento	Conversão em Renda	Valor de adesão - REFIS
COFINS	33.679	6.736	12.474		52.889	2.092	54.981
PIS	6.677	1.335	2.126		10.138	454	10.592
CSLL	4.442	888	4.093	1.885	11.308	3.742	15.050
INSS	8.548	3.021	10.256	670	22.495	10.822	33.317
IRPJ/ IRRF	4	1	8		13	5.257	5.270
Multa		223	192		415	190	605
Total dos tributos	<b>53.350</b>	<b>12.204</b>	<b>29.149</b>	<b>2.555</b>	<b>97.258</b>	<b>22.557</b>	<b>119.815</b>
Redução Programa REFIS							(19.049)
Utilização Base Negativa/ Prejuízo Fiscal							(24.032)
Total							<b>76.734</b>

**11.5.2.2 Programa Especial de Regularização Tributária - PERT**

**EDP São Paulo, EDP Espírito Santo e Enerpeixe**

Em decorrência da apuração de débitos originados de recálculo dos tributos, as controladas de distribuição e a Enerpeixe aderiram, em agosto de 2017, ao PERT.

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, as controladas aderiram à opção de pagamento à vista e em espécie de 20% do valor da dívida consolidada, sem redução, em 5 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017, e o restante parcelado em 145 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis a partir de janeiro de 2018, com redução de 80% dos juros de mora e de 50% das multas de mora, de ofício ou isoladas. As parcelas serão atualizadas mensalmente pela SELIC acrescidas de 1%.

**Energset**

Em agosto de 2017, em decorrência da desistência do processo administrativo junto a RFB, a Energset incluiu débito tributário no PERT.

Dentre as opções oferecidas para o parcelamento, a Energset aderiu à opção de pagamento à vista e em espécie de 20% do valor da dívida consolidada, sem redução, em 5 parcelas mensais e sucessivas, vencíveis de agosto a dezembro de 2017, sendo o restante liquidado integralmente em janeiro de 2018, em parcela única, com redução de 90% dos juros de mora e de 70% das multas de mora, de ofício ou isoladas.

Segue abaixo o montante e a relação dos tributos parcelados consolidados:

	Consolidado				
	Principal	Multa	Juros	Total de Parcelamento	
PIS	37.010	7.401	10.649		55.060
COFINS	166.807	33.361	47.259		247.427
CSLL	63.432	12.686	16.017		92.135
IRPJ/ IRRF	156.188	31.459	39.543		227.190
	<b>423.437</b>	<b>84.907</b>	<b>113.468</b>		<b>621.812</b>
Redução Programa PERT					(106.895)
<b>Total</b>					<b>514.917</b>

energia, o impacto da sobrecontratação é positivo na liquidação financeira do mercado de curto prazo. Para 2018, o PLD médio anual realizado foi de R\$287,83/MWh, maior ao PLD médio anual de R\$210,05/MWh inicialmente esperado, comparado com o preço médio de aquisição de energia de R\$202,88/MWh para a EDP Espírito Santo e de R\$202,98/MWh para a EDP São Paulo o que significa um resultado anual positivo a favor das distribuidoras.

(vii) Outros: A variação no exercício é decorrente de reconhecimento como componente financeiro no reajuste tarifário de 2018 de ressarcimento de P&D no montante de R\$34.113 na EDP São Paulo e de R\$22.369 na EDP Espírito Santo, correspondente à devolução pela União, do excedente de arrecadação do adicional de 0,3% sobre a Receita Operacional Líquida - ROL, instituído pela Lei nº 12.111/2009, que foi repassado às tarifas de energia elétrica e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro 2010 a dezembro de 2012, visando ressarcir Estados e municípios pela eventual perda de recolhimento do ICMS incidente sobre combustíveis fósseis utilizados na região de energia elétrica, nos 24 meses seguintes à interligação dos respectivos Sistemas Isolados ao Sistema Interligado Nacional - SIN. O montante está sendo devolvido na tarifa das controladas a partir do reajuste tarifário de agosto de 2018, para a EDP Espírito Santo, e outubro de 2018 para a EDP São Paulo.

**10 Títulos a receber**

	Controladora			
	Circulante		Não circulante	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C"	1.562	2.423	62.869	63.968
(-) AVP - Ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C"			(38.340)	(40.141)
<b>Total</b>	<b>1.562</b>	<b>2.423</b>	<b>24.529</b>	<b>23.827</b>

Referem-se às ações preferenciais resgatáveis das classes "A", "B" e "C" emitidas pela Investco no montante original de R\$43.964, onde, de acordo com o artigo 8º do Estatuto Social da Investco, os detentores de tais ações gozam do direito de recebimento de um dividendo anual fixo (juros), cumulativo, de 3% sobre o valor de sua respectiva participação no capital social.

Adicionalmente, de acordo com o artigo 9º, as ações preferenciais resgatáveis das classes "A" e "C", terão direito a equiparação na distribuição de dividendos caso sejam pagos dividendos a outras classes de ações superiores ao valor unitário dos dividendos anuais fixos.

O saldo em 31 de dezembro de 2018 de R\$26.091 (R\$26.250 em 31 de dezembro de 2017) contempla o montante original e os juros até 2033 (término da concessão), ambos descontados a valor presente pela taxa de 8,70% a.a., que equivale ao custo médio de captação da Investco na data de avaliação das ações.

Devido à suas características, as ações foram classificadas como um instrumento financeiro recebível por satisfazerem a definição de ativo financeiro, pelo fato da Investco não ter o direito de evitar o envio de caixa ou outro ativo financeiro para a Companhia, conforme determina o item 19 do CPC 39.

**11 Imposto de renda, Contribuição social e Outros tributos**

	Controladora										
	Nota	Saldo em 31/12/2017	Adição	Atualização monetária	Adiantamentos/ Pagamentos	Compensação tributos federais	Reclassificação	Transferência	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Saldo em 31/12/2018	
<b>Ativos compensáveis</b>											
Imposto de renda e contribuição social a compensar	11.1	94.472	-	6.224	-	(34.013)	-	-	32.853	-	99.536
Total circulante		<b>94.472</b>	-	<b>6.224</b>	-	<b>(34.013)</b>	-	-	<b>32.853</b>	-	<b>99.536</b>
Outros tributos compensáveis											
ICMS		-	39								

**NOTAS EXPLICATIVAS**  
**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**12.2.1.3 Ativos e passivos financeiros setoriais e PIS e COFINS**

O montante no resultado de 2017 referia-se a realização dos tributos diferidos sobre os ativos e passivos financeiros setoriais, nas controladas EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, decorrente da amortização e constituição da CVA e dos componentes financeiros do IRT 2016 a 2019. Devido ao recálculo de tais tributos pelo regime de competência, as referidas controladas não mais apresentam tributos diferidos sobre ativos e passivos setoriais.

**12.2.1.4 Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP**

O crédito fiscal advindo da Provisão para Déficit Previdenciário - PSAP da EDP São Paulo, refere-se à parcela de benefícios excedente aos ativos relativos aos planos previdenciários do tipo Benefício definido, cuja provisão, em 31 de dezembro de 2001, foi efetuada em contrapartida ao Patrimônio líquido, dedutível por ocasião dos pagamentos mensais, com expectativa de finalização no exercício de 2028 (Nota 28.1.1.9).

**12.2.1.5 Crédito fiscal do ágio incorporado**

O crédito fiscal do ágio é proveniente:

(i) na controlada EDP São Paulo: da incorporação, ocorrida no exercício de 2002, da parcela cindida da anterior controladora Enerpaulo - Energia Paulista Ltda., representada pelo ágio pago pela Enerpaulo quando da aquisição de ações de emissão da EDP São Paulo;

(ii) na controlada EDP Espírito Santo: da incorporação, ocorrida em abril de 2005, da parcela cindida da Controladora, representada pelo ágio pago pelas incorporadas EDP 2000 Participações Ltda. e EDP Investimentos Ltda. quando da aquisição de ações de emissão da IVEN, na época controladora da EDP Espírito Santo; e

(iii) na controlada Lajeado: da incorporação das controladas EDP Lajeado e Tocantins, ocorrida em novembro de 2009, representada pelo ágio pago pela Lajeado.

Os valores foram contabilizados de acordo com as Instruções CVM nº 319/99 e 349/99 e, conforme determinação da ANEEL, são amortizados pela curva entre a expectativa de resultados futuros e o prazo de concessão das controladas, o que resulta em realização anual média futura do crédito fiscal de

R\$5.929 para a controlada EDP São Paulo até o ano de 2027, de R\$1.727 para a controlada EDP Espírito Santo até o ano de 2025 e de R\$4.380 para a controlada Lajeado até o ano de 2032.

**12.2.2 Realização dos tributos diferidos ativos**

Os tributos diferidos ativos são revisados a cada encerramento do exercício e são reduzidos na medida em que sua realização não seja mais provável.

A Administração da EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Lajeado, Investco, Energest, EDP Comercializadora, EDP GRID, Enerpeixe, Porto do Pecém e das controladas de transmissão elaboraram a projeção de resultados tributáveis futuros, inclusive considerando seus descontos a valor presente, demonstrando a capacidade de realização dos créditos fiscais nos exercícios indicados, os quais são aprovados pelos respectivos Conselhos de Administração ou Diretorias. Com base no estudo técnico das projeções de resultados tributáveis, as controladas estimam recuperar o crédito tributário nos seguintes exercícios:

	2019	2020	2021	2022	2023	2024 a 2026	A partir de 2027	Total Não circulante
	164.431	150.322	150.887	110.037	108.683	283.100	234.155	1.201.615

A realização do ativo fiscal diferido está em consonância com as disposições da Instrução CVM nº 371/02 e Ofício Circular CVM/SNC/SEP/nº01/2018.

**12.2.3 Créditos fiscais diferidos não reconhecidos**

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia possui créditos fiscais relativos à prejuízos fiscais, bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias não reconhecidas nas demonstrações financeiras no montante de R\$22.605 (R\$52.307 em 31 de dezembro de 2017), tendo em vista as incertezas na sua realização. Este montante poderá ser objeto de reconhecimento futuro, conforme as revisões anuais das projeções de geração de lucros tributáveis. Não há prazo de prescrição para a utilização de tais créditos.

**13 Partes relacionadas**

Além dos valores de títulos a receber da controlada Investco na nota 10, dividendos a pagar e a receber apresentados na nota 16, do saldo de contraprestação contingente apresentado na nota 32.4 e do saldo de empréstimos a pagar apresentado na nota 27, os demais saldos de ativos e passivos, bem como as transações da Companhia com suas controladas e controladoras, profissionais chave da Administração e outras partes relacionadas, que influenciaram o resultado do exercício, estão apresentadas como segue:

Relacionamento	Preço praticado	Duração	Controladora											
			Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)			
			Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		Operacionais	Financeiras		
			31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017
<b>Títulos e valores mobiliários</b>														
<b>Debêntures</b>														
São Manoel	Controlada em conjunto	15/08/2016 a 15/12/2018		112.474								9.112	14.352	
			-	112.474	-	-	-	-	-	-	-	9.112	14.352	
<b>Empréstimos a receber</b>														
<b>Contratos de mútuo - 100% a 110% do CDI</b>														
Pecém OM	Controlada em conjunto	05/12/2011 a indeterminado			1.379	1.287						91	128	
EDP GRID	Controlada	04/08/2017 a 04/04/2018		51.476								2.490	889	
Porto do Pecém	Controlada	24/09/2012 a indeterminado			196.316	268.992						17.324	25.443	
Mabe	Controlada em conjunto	04/10/2013 a 31/12/2018			21.430	19.777						1.345	1.855	
EDP Transmissão MA I	Controlada	13/12/2018 a indeterminado			604							1		
EDP Transmissão SP-MG	Controlada	28/12/2018 a indeterminado			5.827							4		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	24/09/2015 a 31/12/2017											4.520	
EDP São Paulo	Controlada	29/03/2017 a 28/03/2019											747	
EDP Espírito Santo	Controlada	29/03/2017 a 28/03/2019											428	
			-	51.476	225.556	290.056	-	-	-	-	-	-	22.430	32.835
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC</b>														
CEJA	Controlada em conjunto	05/10/2015 a indeterminado			36.000	35.500								
EDP Transmissão MA I	Controlada	23/08/2017 a indeterminado			8.000	4.000								
EDP Transmissão MA II	Controlada	23/08/2017 a indeterminado			10.000	2.000								
EDP Transmissão SP-MG	Controlada	23/08/2017 a indeterminado			18.000	10.000								
EDP Transmissão Aliança	Controlada	23/08/2017 a indeterminado			12.150	7.650								
EDP Transmissão	Controlada	07/03/2017 a indeterminado				12.600								
EDP Varejista	Controlada	15/12/2017 a indeterminado				10								
EDP Ventures	Controlada	13/12/2018 a indeterminado			1.000									
EDP GRID	Controlada	23/02/2017 a indeterminado			10.000	8.400								
Resende	Controlada	14/05/2018 a indeterminado			20									
			-	-	95.170	80.160	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 17)</b>														
<b>Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos (a)</b>														
EDP São Paulo	Controlada								347	(1.559)	(3.812)			
Energest	Controlada								231		1.353			
EDP Comercializadora	Controlada					22			70	4.219	913			
Investco	Controlada			806					25	4	993	775		
Santa Fé	Controlada (*)					22					218			
EDP Espírito Santo	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2019				1.305			2.067	5.300	12.080			
Porto do Pecém	Controlada					89				253	3.356			
EDP PCH	Controlada (*)									709	(5.292)	(5.481)		
EDP Soluções	Controlada					67					3.053	728		
EDP GRID	Controlada								1	83	(913)	(307)		
Lajeado	Controlada					6					1.122			
<b>Compartilhamento do serviços de infraestrutura (b)</b>														
EDP São Paulo	Controlada	29/07/2015 a 29/07/2019			267	245					3.239	3.512		
Energest	Controlada	29/07/2015 a 29/07/2019			104	95					(1.263)	1.264		
EDP Comercializadora	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			46	42				144	561	560		
EDP Transmissão	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			2	3					30			
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			2	3					30	29		
Instituto EDP	Coligada	01/01/2015 a 31/12/2018			10	8					141			
Investco	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			22	20					264	268		
Lajeado	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			4	4					53	53		
CEJA	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			5	2					30	29		
EDP Espírito Santo	Controlada	29/07/2015 a 29/07/2019			88	81				14	1	1.026	1.357	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018			22	21					264	311		
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 31/05/2018				1					55	14		
EDP GRID	Controlada	01/01/2015 a 31/12/2018			7	7					88	99		
EDP Transmissão MA I	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2018			3						30			
EDP Transmissão MA II	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2018			2						30			
EDP Transmissão SP-MG	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2018			3						30			
EDP Transmissão Aliança	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2018			3						30			
EDP Soluções	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2018			6						70			
<b>Reembolso de gastos com leilão</b>														
EDP Transmissão MA I	Controlada				272	215					271			
EDP Transmissão MA II	Controlada	01/06/2017 a 31/05/2018			238	125					238			
EDP Transmissão SP-MG	Controlada					517					(517)			
EDP Transmissão Aliança	Controlada					646								
<b>Opções de ações outorgadas pela Companhia (Nota 13.2.1)</b>														
EDP São Paulo	Controlada	15/06/2016 a 18/06/2023			707	288					420	250		
Energest	Controlada	15/06/2016 a 18/06/2022			380	172					152	134		
EDP Comercializadora	Controlada	15/06/2016 a 18/06/2023			154	227					70	186		
EDP Espírito Santo	Controlada	19/06/2017 a 18/06/2023			58	6					52	6		
Porto do Pecém	Controlada	15/06/2016 a 18/06/2022			444	190					253	170		
EDP Transmissão SP-MG	Controlada	06/06/2018 a 05/06/2023			6						5			
EDP GRID	Controlada	15/06/2016 a 15/06/2023			47	22					23	22		
<b>Contrato de serviços de consultoria</b>														
EDP Renováveis	Coligada	01/12/2013 a 31/12/2015			270	270								
<b>Contrato de prestação de serviços</b>														
EDP Portugal (d)	Controladora	Indeterminado	7.322	4.495			26.390	8.683	446	445	(11.685)	(5.236)	(1.325)	(1.137)
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 30/05/2018									467	1.278		
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2017										519		
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2016 a 31/12/2018									39	466		
<b>Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)</b>														
EDP Espírito Santo	Controlada								68		14.665			
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto				200				259		250			
São Manoel	Controlada em conjunto				163						1.028			
ECE Participações	Controlada em conjunto				213				232		(546)			
EDP Transmissão MA I	Controlada				14						71			
EDP Transmissão MA II	Controlada				14						71			
EDP Transmissão SP-MG	Controlada				14						71			
EDP Transmissão Aliança	Controlada				14						71			
Energest	Controlada				277						688			
EDP Soluções	Controlada				1.135						1.737			
Lajeado	Controlada	01/01/2018 a 31/12/2019			349						827			
EDP PCH	Controlada (*)										(840)			
Porto do Pecém	Controlada										11.954			
EDP GRID	Controlada								147		(451)			
EDP São Paulo	Controlada								1.092		4.129			
EDP Comercializadora	Controlada				913				918		942			
Santa Fé														

## NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Relacionamento	Preço praticado	Duração	Consolidado										
			Ativo				Passivo				Receitas (Despesas)		
			Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Operacionais	Financeiras					
31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017				
<b>Títulos e valores mobiliários</b>													
<b>Debêntures</b>													
São Manoel	Controlada em conjunto	15/08/2016 a 15/12/2018	-	112.474	-	-	-	-	-	9.112	14.352		
			-	<b>112.474</b>	-	-	-	-	-	-	<b>9.112</b>	<b>14.352</b>	
<b>Empréstimos a receber</b>													
<b>Contratos de mútuo - 100% a 110% do CDI</b>													
Pecém OM	Controlada em conjunto	05/12/2011 a indeterminado	-	-	1.379	1.287	-	-	-	-	91	128	
Mabe	Controlada em conjunto	04/10/2013 a 31/12/2018	-	-	21.430	19.777	-	-	-	-	1.345	1.855	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	24/09/2015 a 23/09/2017	-	-	-	-	22.809	21.064	-	-	-	4.520	
			-	-	-	-	-	-	-	-	<b>1.436</b>	<b>6.503</b>	
<b>Contas a receber (Nota 8)</b>													
<b>Suprimento de energia elétrica</b>													
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	130,07	01/01/2017 a 31/12/2018	397	385	-	-	-	-	4.672	4.538	-	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	-	01/03/2017 a 30/04/2017	-	1.577	-	-	-	-	-	29.591	-	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	-	01/07/2018 até 31/12/2018	2.735	-	-	-	-	-	16.229	-	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	108,71	01/01/2017 a 31/12/2018	53	52	-	-	-	-	625	608	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	-	01/01/2017 a 31/12/2017	-	1.577	-	-	-	-	-	22.127	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	-	01/07/2018 a 31/12/2018	3.646	-	-	-	-	-	21.639	-	-	
São Manoel	Controlada em conjunto	-	Indeterminado	1.823	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Prestação de serviços</b>													
Central Eólica Baixa do Feijão I	Partes Relacionadas	-	01/01/2018 a 31/12/2018	2	-	-	-	-	-	-	23	-	
Central Eólica Baixa do Feijão II	Partes Relacionadas	-	01/01/2018 a 31/12/2018	2	-	-	-	-	-	-	23	-	
Central Eólica Baixa do Feijão III	Partes Relacionadas	-	01/01/2018 a 31/12/2018	2	-	-	-	-	-	-	23	-	
Central Eólica Baixa do Feijão IV	Partes Relacionadas	-	01/01/2018 a 31/12/2018	2	-	-	-	-	-	-	23	-	
Central Eólica Jáú	Partes Relacionadas	-	01/01/2018 a 31/12/2018	2	-	-	-	-	-	-	15	-	
Central Eólica Aventura	Partes Relacionadas	-	01/01/2018 a 31/12/2018	2	-	-	-	-	-	-	15	-	
				<b>8.666</b>	<b>3.591</b>	-	-	-	-	<b>43.287</b>	<b>56.864</b>	-	
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital - AFAC</b>													
CEJA	Controlada em conjunto	05/10/2015 a indeterminado	-	-	36.000	35.500	-	-	-	-	-	-	
Celeesc Geração	Coligada com influência significativa	31/08/2017 a indeterminado	-	-	-	-	36.000	35.500	-	1.350	850	-	
			-	-	-	-	<b>36.000</b>	<b>35.500</b>	-	<b>1.350</b>	<b>850</b>	-	
<b>Fornecedores (Nota 25)</b>													
<b>Suprimento de energia elétrica</b>													
ECE Participações	Controlada em conjunto	164,70	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	699	519	-	-	(5.377)	(5.195)	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	165,34	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	870	790	-	-	(8.101)	(7.867)	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	-	01/07/2017 a 31/12/2017	-	-	-	208	-	-	-	(1.235)	-	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	-	01/07/2017 a 31/12/2017	-	-	-	4.803	-	-	-	(28.503)	-	
Central Eólica Baixa do Feijão I	Partes Relacionadas	-	24/01/2018 a Indeterminado	-	-	306	-	-	-	-	(4.469)	-	
Central Eólica Baixa do Feijão II	Partes Relacionadas	-	24/01/2018 a Indeterminado	-	-	306	-	-	-	-	(4.657)	-	
Central Eólica Baixa do Feijão III	Partes Relacionadas	-	24/01/2018 a Indeterminado	-	-	306	-	-	-	-	(4.469)	-	
Central Eólica Baixa do Feijão IV	Partes Relacionadas	-	24/01/2018 a Indeterminado	-	-	306	-	-	-	-	(4.324)	-	
Central Eólica Jáú	Partes Relacionadas	-	24/01/2018 a Indeterminado	-	-	282	-	-	-	-	(2.223)	-	
Central Eólica Aventura	Partes Relacionadas	-	24/01/2018 a Indeterminado	-	-	120	-	-	-	-	(954)	-	
São Manoel	Controlada em conjunto	-	01/01/2018 a 30/04/2018	-	-	2.534	-	-	-	-	(23.561)	-	
São Manoel	Controlada em conjunto	-	26/04/2018 a 31/12/2018	-	-	152	-	-	-	-	(932)	-	
<b>Prestação de serviços</b>													
Pecém TM	Controlada em conjunto	-	Indeterminado	-	-	-	2.376	-	-	(28.470)	(35.946)	-	
Pecém OM	Controlada em conjunto	-	Indeterminado	-	-	100	26	-	-	(4.919)	(5.378)	-	
				-	-	<b>5.981</b>	<b>8.722</b>	-	-	<b>(92.456)</b>	<b>(84.124)</b>	-	
<b>Outros créditos e Outras contas a pagar (Nota 17)</b>													
<b>Prestação de serviços - Backoffice</b>													
Pecém TM	Controlada em conjunto	01/05/2015 a 30/04/2020	4.279	3.199	-	-	-	-	-	1.315	986	-	
Pecém OM	Controlada em conjunto	01/05/2015 a 30/04/2020	1.336	1.138	-	-	-	-	-	568	426	-	
Mabe	Controlada em conjunto	01/05/2015 a 30/04/2020	1.349	1.231	-	-	-	-	-	474	356	-	
<b>Contrato de serviços de consultoria</b>													
EDP Renováveis	Coligada	01/12/2013 a 31/12/2015	-	-	270	270	-	-	-	-	-	-	
<b>Contrato prestação de serviços</b>													
EDP Portugal (d)	Controladora	Indeterminado	7.322	4.495	-	-	30.589	9.834	446	445	(11.685)	(1.325)	
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 30/04/2018	-	-	-	-	-	-	-	-	1.116	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2016	-	-	-	-	-	-	-	-	737	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	37	-	-	-	-	-	463	-	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2016 a 31/12/2018	-	-	-	-	-	-	-	-	694	-	
Costa Rica	Controle Comum	01/05/2016 a 31/12/2017	-	-	79	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Compartilhamento do serviços de infraestrutura (b)</b>													
EDP Renováveis	Coligada	29/07/2015 a 29/07/2019	-	-	18	18	-	-	-	-	-	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	2	3	-	-	-	-	30	-	
Instituto EDP	Coligada	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	10	11	-	-	-	-	141	-	
CEJA	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	5	2	-	-	-	-	30	-	
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2015 a 31/12/2018	-	-	22	21	-	-	-	-	-	-	
São Manoel	Controlada em conjunto	01/05/2014 a 31/05/2018	-	-	1	1	-	-	-	-	55	-	
<b>Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice (c)</b>													
Cachoeira Caldeirão	Controlada em conjunto	01/01/2018 a 31/12/2019	-	-	200	-	-	-	259	-	-	-	
São Manoel	Controlada em conjunto	01/01/2018 a 31/12/2019	19	163	-	-	-	-	-	1.028	-	-	
Pecém OM	Controlada em conjunto	01/01/2018 a 31/12/2019	-	-	-	-	-	-	185	-	-	-	
Pecém TM	Controlada em conjunto	01/01/2018 a 31/12/2019	-	-	-	-	-	-	138	-	-	-	
ECE Participações	Controlada em conjunto	01/01/2018 a 31/12/2019	-	-	213	234	-	-	-	-	-	-	
			<b>14.305</b>	<b>10.179</b>	<b>904</b>	<b>326</b>	<b>30.589</b>	<b>9.834</b>	<b>1.262</b>	<b>445</b>	<b>(8.044)</b>	<b>4.778</b>	<b>(1.325)</b>
			<b>22.971</b>	<b>126.244</b>	<b>59.713</b>	<b>56.890</b>	<b>36.570</b>	<b>18.556</b>	<b>2.612</b>	<b>1.295</b>	<b>(57.213)</b>	<b>(22.482)</b>	<b>9.223</b>

(\*) A Santa Fé e a EDP PCH foram alienadas em 21 de dezembro de 2018 (Nota 5.7) e consequentemente, a partir desta data, não mais fazem parte do Grupo EDP - Energias do Brasil.

As operações com partes relacionadas foram estabelecidas em condições compatíveis com as de mercado.

Os avais e fianças concedidos e recebidos pela Companhia estão demonstrados na nota de Garantias (Nota 40.2).

As operações realizadas com as contrapartes informadas abaixo ocorreram no curso normal dos negócios, sem acréscimo de qualquer margem de lucro. (a) **Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos:** Até 31 de dezembro de 2017 esteve vigente o Contrato de Compartilhamento de Atividades e Alocação de Custos firmado entre a Companhia e as demais partes relacionadas pertencentes ao mesmo Grupo Econômico.

A partir de 1º de janeiro de 2018 a Companhia é responsável pela contratação do novo Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos que contemplam as atividades das áreas corporativas. O contrato foi anuído pela ANEEL por meio do Despacho nº 1.329, publicado em 14 de junho de 2018, e aprova o compartilhamento de recursos humanos entre a Companhia e as partes relacionadas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, EDP Comercializadora, Energest, Investco, Lajeado, Santa Fé, EDP PCH e Porto do Pecém. Com a alienação da Santa Fé e da EDP PCH em dezembro de 2018, a partir de 2019 as mesmas estarão excluídas do compartilhamento.

O novo contrato possui vigência até 31 de dezembro de 2019 e foi implementado utilizando o critério regulatório definido na Resolução Normativa ANEEL nº 699/16. O novo critério aloca os gastos com pessoal de maneira proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto (AIB), ponderada por um fator definido para cada segmento (distribuição e geração), excluídos os gastos da holding e da comercializadora, que são compartilhados de forma preditiva.

Adicionalmente, também a partir de 1º de janeiro de 2018 e com prazo de vigência de 24 meses, foi celebrado o Contrato de Compartilhamento de Recursos Humanos entre a Companhia, as controladas EDP GRID e EDP Soluções, sem necessidade de anuência prévia ANEEL, utilizando o critério de alocação dos gastos pelo percentual de dedicação da atividade, processo ou departamento às partes relacionadas.

(b) **Contratos de Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura:** O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com a locação do imóvel, gastos condominiais e gastos de telecomunicações da sede da holding EDP - Energias do Brasil em São Paulo, onde a Companhia possui instalada sua matriz. Em 16 de janeiro de 2015 o Grupo EDP - Energias do Brasil solicitou à ANEEL anuência para firmar o "Contrato de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura" nas localidades: (i) Sede em São Paulo - SP, tendo como Contratada a EDP - Energias do Brasil e Contratantes a Energest, EDP Espírito Santo, EDP São Paulo e Energest; e (ii) Centro Operativo em Carapina - ES, tendo como Contratada a EDP Espírito Santo e Contratantes a Energest, EDP GRID, Cachoeira Caldeirão, ECE Participações e Investco.

Em 28 de julho de 2015, por meio do Despacho nº 2.430, a ANEEL anuiu o pedido e estipulou a vigência de 48 meses a partir da data da publicação do Despacho, entretanto, a Companhia foi autorizada a realizar o compartilhamento somente a partir de agosto de 2015. Em 16 de setembro de 2015, a Companhia solicitou à ANEEL anuência para os Termos de Quitação e Outras Avenças, objetivando aprovar os pagamentos referentes ao período de janeiro a julho, dos Contratos de Cessão de Espaço e Compartilhamento dos Serviços de Infraestrutura, uma vez que foram anuídos sem retroatividade. O pedido foi anuído pela ANEEL em 25 de abril de 2016, por meio do Despacho nº 987/16.

Os percentuais de rateio devem ser revisados anualmente e, em caso de alterações, os termos aditivos devem ser submetidos à anuência prévia da ANEEL. Adicionalmente, a EDP - Energias do Brasil e as partes relacionadas EDP Comercializadora, EDP Transmissão, EDP Transmissão MA I, EDP Transmissão MA II, EDP Transmissão Aliança, EDP Transmissão SP-MG, Instituto EDP, Investco, Lajeado, ECE Participações, CEJA, Cachoeira Caldeirão, São Manoel, EDP Soluções e EDP GRID também firmaram contratos com o mesmo objeto, todavia, os mesmos não necessitaram de ser submetidos à anuência prévia da ANEEL, pois as partes não são delegatárias do serviço público de energia elétrica, conforme estabelecido na Resolução Normativa nº 334/08, válida à época da celebração dos contratos, que regulamenta os atos e negócios jurídicos entre partes relacionadas.

Em 26 de janeiro de 2016 foi emitida a Resolução Normativa ANEEL nº 699 que apresentou novos critérios para os atos jurídicos entre partes relacionadas. Considerando a publicação da referida Resolução, que revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 334/08, estes contratos poderão sofrer alterações quando da sua renovação.

(c) **Contrato de Compartilhamento de Atividades de Backoffice**

O instrumento tem por objetivo o rateio dos gastos com materiais, prestação de serviços e outros gastos associados às atividades de backoffice, tais como as funções administrativas, financeiras, contábeis, jurídicas e etc..

O critério de rateio considera direcionadores que ponderam o esforço de cada área para cada empresa, que foi suportado por consultoria especializada independente, e envolve todas as controladas e controladas em conjunto pertencentes ao Grupo EDP - Energias do Brasil.

Este contrato não necessita ser submetido à anuência prévia da ANEEL, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº 699/16, uma vez que o reembolso do contrato negociado não supera o limite anual baseado na receita líquida das controladas.

(d) **Contratos de Prestação de serviços - EDP Portugal**

Os montantes referem-se a contratos de prestação de serviços de consultoria e apoio a gestão celebrado mutuamente entre a Companhia e seu acionista controlador EDP - Energias de Portugal S.A. Estes contratos têm como objetivo: (i) o compartilhamento de custos, estrutura, conhecimento e tecnologia, possibilitando, assim, uma maior sinergia entre as empresas do grupo; (ii) evitar eventual capacidade ociosa de pessoal; (iii) reduzir os custos de contratação de determinados serviços em relação à média do mercado; e (iv) impedir o acesso de terceiros a questões estratégicas ou informações de tecnologia própria das contratantes.

Os órgãos responsáveis pelo controle e respectiva supervisão destes contratos são o Comitê de Governança Corporativa e Partes Relacionadas, o Conselho de Administração e uma área interna da Companhia dedicada a apuração e conferência dos serviços importados e exportados. Todo serviço importado ou exportado é submetido a uma análise criteriosa que exige interação da área dedicada a apuração e conferência com as demais áreas internas da Companhia que importaram e exportaram o serviço. São averiguados se o tempo despendido nas atividades, o número de pessoas beneficiadas e o volume de negócios agregado demonstram efetivamente despendido pelos colaboradores para realizar as atividades em questão.

(e) **Compartilhamento da plataforma Neweb:** Refere-se à licença de utilização do software Neweb, contratado pela EDP Portugal, com o objetivo de hospedar os diferentes sites Grupo EDP no mundo.

**13.1 Controladora direta e final**

A controladora final da Companhia é a EDP - Energias de Portugal S.A., que exerce seu poder de controle por meio de suas controladas EDP International Investments and Services, S.L. e a EDP IS - Investimentos e Serviços, Sociedade Unipessoal, Lda..

**13.2 Remuneração dos administradores**

**13.2.1 Opções de ações outorgadas pela Companhia**

Em maio de 2016, julho de 2017 e junho de 2018, a Companhia instituiu, respectivamente, o primeiro, o segundo e o terceiro planos de remuneração baseado em ações, com características semelhantes, os quais concedem outorga futura de suas ações aos seus beneficiários. Dentre os mesmos, encontram-se gestores e diretores estatutários e não estatutários das controladas, sendo estimado no resultado de 2018 da Companhia o montante de R\$975 (R\$768 em 2017) a ser reembolsado pelas controladas no momento da outorga. A outorga das ações será concedida quando do cumprimento de determinadas condicionantes no prazo de 3 até 5 anos a partir do início do plano (Nota 33.3.2).

**13.2.2 Remuneração total do Conselho de Administração, Conselho Fiscal e da Diretoria Estatutária pagos pela Companhia aos exercícios findos em 31 de dezembro**

	2018				2017			
	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Total	Diretoria Estatutária	Conselho de Administração	Conselho Fiscal	Total
Remuneração (a)	5.599	1.164	151	6.914	5.140	1.191	6.331	6.331
Benefícios de curto prazo (b)	211	-	-	211	174	-	-	174
Benefícios -Previdência privada	94	-	-	94	96	-	-	96
<b>Total</b>	<b>5.904</b>	<b>1.164</b>	<b>151</b>	<b>7.219</b>	<b>5.410</b>	<b>1.191</b>	<b>6.601</b>	<b>6.601</b>

(a) É composta pela remuneração fixa e variável (bônus e participação nos resultados), além dos respectivos encargos sociais.

(b) Representa os benefícios com assistência médica e odontológica, subsídio medicamentoso, vales alimentação e refeição e seguro de vida.

Em relação à Opções de ações outorgadas (Nota 33.3.2), o montante relativo a diretores estatutários da Companhia, estimado no resultado de 2018, é de R\$319 (R\$117 em 2017). Os montantes estimados apenas serão considerados como remuneração da diretoria estatutária no quadro acima quando da efetiva outorg

**NOTAS EXPLICATIVAS  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Segue abaixo a movimentação do saldo de dividendos a receber e a pagar do exercício:

Ativo	Controladora										
	Dividendos					Recebimentos/			Aumento		Saldo em 31/12/2018
	Saldo em 31/12/2017	Propostos	Adicionais	Exercícios anteriores	Intermediários	JSCP	Reversão	de capital	Outros		
Energest	3.504		28.848		50.000	7.788	(82.352)			7.788	
Enerpeixe	23.817			70.725	7.275	24.573	(101.817)			24.573	
EDP Comercializadora	24.872		73.799			3.171	(83.300)	(15.371)		3.171	
EDP São Paulo	55.780		118.770			56.350	(55.780)	(118.770)		56.350	
EDP Espírito Santo	67.680		38.779			63.729	(100.000)	(6.459)		63.729	
Lajeado Energia	25.714		11.168		19.801	15.906	(56.683)			15.906	
Santa Fé	4.154						(4.154)			-	
EDP GRID	5.162						(2.609)		(2.447)	(106)	
EDP Transmissão	-	2.343								2.343	
EDP Transmissão MA I	-	60								60	
EDP Transmissão Aliança SC	-	601								601	
EDP Transmissão SP-MG	-	183								183	
Pecém TM	338	147							(338)	147	
Costa Rica	-		4.554				(4.554)			-	
EDP PCH	-		20.004				(20.004)			-	
CEJA	1.885	4.950						(1.885)		4.950	
CELESC	-		4.240				(3.620)			620	
<b>Total</b>	<b>212.906</b>	<b>8.284</b>	<b>300.162</b>	<b>70.725</b>	<b>77.076</b>	<b>171.517</b>	<b>(514.873)</b>	<b>(142.485)</b>	<b>(2.785)</b>	<b>(106)</b>	
<b>180.421</b>											
Passivo	Consolidado										
Ativo	Dividendos					Partes beneficiárias			Aumento		Saldo em 31/12/2018
	Saldo em 31/12/2017	Propostos	Adicionais	Exercícios anteriores	Intermediários	JSCP	Recebimentos	Reversão	de capital		
Pecém TM	338	147							(338)	147	
Celest	-		4.240					(3.620)		620	
CEJA	1.885	4.950						(1.885)		4.950	
<b>Total</b>	<b>2.223</b>	<b>5.097</b>	<b>4.240</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(3.620)</b>	<b>(1.885)</b>	<b>(338)</b>	
<b>5.717</b>											
Passivo	Consolidado										
CEB Lajeado	5.953		1.592		4.027			(7.545)		4.027	
Paulista Lajeado Energia	2.084		557		1.409			(2.641)		1.409	
Eletrobras	53.354		12.629		13.758	9.513	15.830	(79.741)		25.343	
Governo do Tocantins	1.873		813		1.441	1.158		(4.127)		1.158	
Furnas Centrais Elétricas	15.878			47.150	4.850	16.382		(67.878)		16.382	
Silea Participações Ltda.	-		4.376					(4.376)		-	
Celest Geração	-	67								67	
Acionistas não controladores	78.208		102.777		186.163		(173.369)	(3.490)		190.290	
EDP IS - Investimentos e Serviços, Sociedade Unipessoal Ltda.	34.181		49.609		103.519		(83.790)			103.519	
EDP International Investments and Services, S.L.	40.319		58.517		87.762		(98.836)			87.762	
<b>Total</b>	<b>231.850</b>	<b>67</b>	<b>230.870</b>	<b>47.150</b>	<b>20.049</b>	<b>409.933</b>	<b>15.830</b>	<b>(522.303)</b>	<b>(3.490)</b>	<b>-</b>	
<b>429.957</b>											

**17 Outros créditos - Ativo e Outras contas a pagar - Passivo**

Outros créditos - Ativo	Controladora				Consolidado				
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		
	Nota	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos	17.1	257	313			22.670	19.265		
Descontos tarifários	17.2					69.010	53.770		
Bandeiras tarifárias - CCRBT						327	18.343		
Modicidade tarifária - baixa renda	17.3							8.055	8.055
Benefícios pós-emprego								339	496
Bens destinados à alienação/desativação		1.340	791			12.493	12.418		
Serviços em curso						3.676	4.289	95	
Serviços prestados a terceiros		1.741	708			23.007	14.201	1.790	3.231
Créditos de sinistros							1.696		
Ressarcimento de custos - CDE/ RGR						990	1.819		
Convênios de arrecadação						5.164	3.049		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	13	7.322	4.495	11.772	4.715	14.305	10.179	904	326
Rendas a receber						3.424	4.218		
Prêmio de risco - GSF	17.4					3.291	4.085	27.685	35.881
Outros		7.183	1.192	2.783	2.058	36.461	23.056	27.086	27.094
<b>Total</b>		<b>17.843</b>	<b>7.499</b>	<b>14.555</b>	<b>6.773</b>	<b>194.818</b>	<b>170.388</b>	<b>65.954</b>	<b>75.083</b>
Outras contas a pagar - Passivo	Controladora				Consolidado				
	Circulante		Não circulante		Circulante		Não circulante		
	Nota	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Adiantamentos recebidos - alienação de bens e direitos	17.5					17.649	2.162		
Contribuição de iluminação pública						18.949	20.944		
Credores diversos - consumidores e concessionárias						52.080	25.194	17.757	
Folha de pagamento		1.079	899			7.703	7.197		
Modicidade tarifária - baixa renda	17.3					487	502	9.810	9.810
Cessão de créditos de ICMS						2.672	1.663		
Arrecadação de terceiros a repassar						11.646	12.059		
Compartilhamento/Serviços entre partes relacionadas	13	26.972	8.683	5.662	1.964	30.589	9.834	1.262	445
Obrigações sociais e trabalhistas	17.6	12.423	11.892			83.041	87.623		
Reserva para reversão e amortização	17.7					1.944		13.605	17.248
Outros		3.427	3.456	826	3	11.609	11.849	1.821	315
<b>Total</b>		<b>43.901</b>	<b>24.930</b>	<b>6.488</b>	<b>1.967</b>	<b>238.369</b>	<b>179.027</b>	<b>44.255</b>	<b>27.818</b>

**17.1 Adiantamentos**

Do saldo de Adiantamentos em 31 de dezembro de 2018 de R\$22.670, R\$12.680 trata-se de adiantamento realizado pela EDP Comercializadora decorrente de contrato de compra de energia no ACL, firmado em novembro de 2018, cujo fornecimento ocorrerá entre janeiro de 2019 a dezembro de 2021.

Do saldo de Adiantamentos em 31 de dezembro de 2017 de R\$19.265: (i) R\$3.057 pertencia à EDP GRID referente à antecipação de pagamento para importação de placas solares para projetos de seus clientes; (ii) R\$1.328 referia-se a EDP Comercializadora decorrente de adiantamentos relativos a contratos de compra de energia; e (iii) R\$ 7.758 tratava-se de adiantamentos efetuados pela Porto do Pecém para o fornecedor de carvão Uniper Global Commodities, cujo pagamento é efetuado antecipadamente à importação e baixado quando da entrega do carvão.

**17.2 Descontos tarifários**

Refere-se a descontos aplicados a clientes nas tarifas de unidades consumidoras, conforme regulamentação da ANEEL, por meio de resoluções específicas. Os descontos são aplicados de acordo com a classificação da atividade de cada unidade consumidora e procuram contemplar residências de famílias com baixa renda inscritas no Cadastro Único do Governo Federal, estímulo à melhoria da produção agrícola, assim como descontos para serviços públicos essenciais, como é o caso das unidades de água, esgoto e saneamento.

Ao mesmo tempo em que determina o percentual de desconto a ser aplicado nos faturamentos mensais das unidades consumidoras, a regulamentação também estabelece o direito das controladas de serem ressarcidas dos respectivos montantes por meio do mecanismo da subvenção econômica, com recursos originários da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, conforme Lei nº 10.438/02.

Até abril de 2017, a responsabilidade pela administração dos recursos da CDE e os respectivos repasses era da Eletrobras. Por meio da Lei nº 13.360/16, a partir de maio de 2017, a gestão e o repasse dos recursos passou a ser de responsabilidade da CCEE.

A ANEEL homologou os valores a serem repassados para a EDP São Paulo e EDP Espírito Santo, por meio das seguintes Resoluções Homologatórias:

Resolução Homologatória	Competências	Valor mensal
<b>EDP Espírito Santo</b>		
ANEEL nº 2.283/17	Ago/17 a Jul/18	18.991
ANEEL nº 2.432/18	Ago/18 a Jul/19	22.175
<b>EDP São Paulo</b>		
ANEEL nº 2.315/17	Out/17 a Set/18	9.621
ANEEL nº 2.469/18	Out/18 a Set/19	12.695

Segue abaixo a composição dos descontos tarifários:

	Consolidado				
	Saldo em 31/12/2017	Descontos tarifários	Atualização monetária	Ressarcimento	Saldo em 31/12/2018
Subsídio Baixa Renda	9.076	45.359		(46.066)	8.369
Subsídio Carga Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	44.895	172.477	4.938	(181.182)	41.128
Subsídio Geração Fonte Incentivada - Res. nº 77/04	2.009	5.997	348	(6.212)	2.142
Subsídio Rrural	13.510	129.882	6.472	(120.351)	29.513
Subsídio Irrigante/Aquicultor - Res. nº 207/06	(13.890)	31.866	3.462	(31.657)	(10.219)
Subsídio Água/Esgoto/Saneamento - Despacho nº 3.629/11	3.556	31.055	750	(29.844)	5.517
Subsídio Distribuição - TUSD fio B	(5.386)	3.406	167	(5.627)	(7.440)
<b>Total</b>	<b>53.770</b>	<b>420.042</b>	<b>16.137</b>	<b>(420.939)</b>	<b>69.010</b>

**17.3 Modicidade tarifária - baixa renda - Consolidado**

Atendendo ao Termo de Notificação nº 1.091/05, pelo qual a Agência Reguladora de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo - ARSESP, determinou a correção de critérios de cadastramento dos equipamentos de medição instalados em unidades consumidoras residenciais, alterando de bifásicas para monofásicas com efeito retroativo ao ano de 2002, a EDP São Paulo, nos exercícios de 2008 e 2010, efetuou a revisão dos faturamentos na condição de residencial Baixa Renda, referente a valores a devolver aos consumidores faturados originalmente sem o respectivo desconto da tarifa social.

A restituição aos consumidores passou a ser efetuada a partir do faturamento de março de 2009, tendo sido restituído até 31 de dezembro de 2018 o montante de R\$19.458 (R\$19.443 em 31 de dezembro de 2017). O saldo a restituir aos consumidores em 31 de dezembro de 2018, de unidades consumidoras ativas e inativas, é de R\$10.297 (R\$10.312 em 31 de dezembro de 2017).

Como as restituições são realizadas mediante compensação nos faturamentos mensais, para os casos de unidades consumidoras inativas, são exigidas medidas da EDP São Paulo com vistas a identificar a nova localização do cliente para efetuar a devolução.

Adicionalmente, a regulamentação prevê o direito da EDP São Paulo em reaver esses ressarcimentos aos consumidores, a título de subvenção econômica, líquidos dos referidos impostos e deduções previstas.

A EDP São Paulo possui um saldo a receber em 31 de dezembro de 2018 de R\$8.055 (R\$8.055 em 31 de dezembro de 2017), que se realizará à medida em que as devoluções aos consumidores forem efetuadas bem como validadas pela ARSESP e homologadas pela ANEEL.

**17.4 Prêmio de risco - GSF**

Devido a adesão da repactuação do risco hidrológico no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, o saldo do Ativo Circulante e Não circulante referem-se aos prêmios equivalentes aos montantes pagos de GSF, das competências de janeiro a dezembro de 2015, amortizados linearmente.

A movimentação do exercício está demonstrado a seguir:

Controladas	Periodos de amortização	Saldo em 31/12/2017	Amortização	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Saldo em 31/12/2018
Lajeado	Jan/2015 a Mar/2029	30.392	(2.701)		27.691
Investco	Jan/2015 a Mar/2029	539	(48)		491
Energest	Jan/2015 a Fev/2024	3.334	(540)		2.794
EDP PCH	Jan/2015 a Fev/2024	3.585	(581)	(3.004)	-
Santa Fé	Jan/2015 a Mar/2029	2.116	(188)	(1.928)	-
<b>Total</b>		<b>39.966</b>	<b>(4.058)</b>	<b>(4.932)</b>	<b>30.976</b>
Circulante		4.085		3.291	27.685
Não circulante		35.881			

**17.5 Contribuição de iluminação pública**

Refere-se à Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública - CIP que tem por finalidade os serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública. É cobrada dos consumidores, em conformidade com o estabelecido por lei municipal, arrecadada pelas distribuidoras e repassadas mensalmente às Prefeituras, conforme previsto no artigo 149-A da Constituição Federal.

**17.6 Obrigações sociais e trabalhistas**

Referem-se aos montantes de provisão e gratificação de férias, provisão de 13º salário, provisão de participação nos lucros e resultados e seus respectivos INSS e FGTS.

**17.7 Reserva para reversão e amortização**

Refere-se a recursos derivados da Reserva para reversão e amortização, constituída até 31 de dezembro de 1971 nos termos do regulamento do Serviço Público de Energia Elétrica - SPEE (Decreto Federal nº 41.019/57), aplicado pela EDP São Paulo na expansão do SPEE. Sobre o fundo para reversão, são cobrados juros de 5% a.a. sobre o valor da reserva, pagos mensalmente. A amortização do principal aguardava determinações do Poder Concedente. O Decreto Lei nº 9.022/17 determinou que as Concessionárias, que possuíam recursos correspondentes ao fundo de reversão, deveriam amortizar integralmente seus débitos até 31 de dezembro de 2016, junto à CCEE.

As amortizações foram iniciadas em janeiro de 2018 e o montante relativo ao principal e juros, das próximas 12 parcelas, foram transferidos do Não circulante para o circulante.

**18 Ativos e Passivos Não circulantes mantidos para venda**

Os saldos dos ativos e passivos em 31 de dezembro de 2017, na controladora e no consolidado, em sua totalidade, referiam-se à participação de 51% detida pela Companhia na Costa Rica, uma vez que a Administração visava estrategicamente a alienação desta participação (Nota 5.4).

Conforme descrito na nota 5.7, foi firmado junto à Statkraft contrato de compra e venda de 100% das ações da EDP PCH e da Santa Fé detidas pela Companhia nas respectivas empresas. Por consequência, a partir de outubro de 2018, a Companhia passou a apresentar os saldos de ativos e passivos relativos às controladas nos grupos de Não circulante mantidos para venda.

Com a conclusão dos processos de alienação das empresas referidas acima, os montante registrados nas rubricas da Costa Rica, em 6 de setembro de 2018, e EDP PCH e Santa Fé, em 21 de dezembro de 2018, foram devidamente baixados para o resultado do exercício na rubrica Ganho na alienação de investimento.

Os montantes que estavam registrados nas respectivas rubricas estavam mensurados pelo menor valor entre o seu valor contábil e o valor justo, líquidos das despesas de venda.

Por não se qualificar como operação descontinuada, nenhuma alteração foi efetuada na apresentação da demonstração do resultado, com exceção das depreciações e amortizações que não foram consideradas entre a assinatura do contrato de compra e venda e a conclusão da alienação, conforme previsto no CPC 31.

Segue abaixo o resumo das informações financeiras relativas às empresas alienadas:

ATIVO	EDP PCH	Santa fé	Costa Rica	PASSIVO	ED
-------	---------	----------	------------	---------	----

## NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

### 19.2 Participação direta dos investimentos

Companhia	Ações/Quotas possuídas pela Companhia (Mil)		% de participação da Companhia				Passivos (Circulantes e Não Circulantes)		Patrimônio líquido (Passivo a descoberto)		Resultado líquido do exercício					
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018		31/12/2017		Ativos totais		Receitas		Reapresentado					
	Ordinárias / Quotas	Ordinárias / Quotas	Capital social integralizado	Capital votante	Capital social integralizado	Capital votante	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	2018	2017	2018	2017		
EDP São Paulo	39.091.735	39.091.735	100,00	100,00	100,00	100,00	4.038.785	3.677.691	2.841.376	2.571.990	1.197.409	1.105.701	4.189.086	3.969.893	213.493	194.100
EDP Espírito Santo	5.876	5.876	100,00	100,00	100,00	100,00	3.814.099	3.587.538	2.889.066	2.795.638	925.033	791.900	3.391.814	2.948.308	170.494	128.566
Energest	48.205	39.636	100,00	100,00	100,00	100,00	314.727	291.250	122.382	140.475	192.345	150.775	277.197	194.072	127.463	87.113
EDP PCH	-	245.102	-	-	100,00	100,00	-	305.734	-	162.328	-	143.406	117.151	144.058	29.879	53.804
Lajeado	113.690	113.690	55,86	100,00	55,86	100,00	1.346.202	1.365.773	683.294	754.419	662.908	611.354	573.234	554.849	142.466	124.511
CEJA	12.897	12.897	50,00	50,00	50,00	50,00	912.990	916.888	86.512	196.962	826.478	719.926	730.005	41.682	19.941	
Enerpeixe	499.951	499.951	60,00	60,00	60,00	60,00	2.126.044	2.141.720	1.474.546	1.411.715	651.498	739.005	327.484	363.669	99.675	143.770
Cachoeira Caldeirão	364.000	364.000	50,00	50,00	50,00	50,00	1.503.475	1.507.381	874.005	867.344	629.470	640.037	154.846	131.349	(13.502)	(25.359)
EDP Comercializadora	26.217	26.217	100,00	100,00	100,00	100,00	504.320	497.403	341.892	391.755	162.428	105.648	3.997.735	3.552.777	119.457	105.039
EDP Varejista	4.531	1	100,00	100,00	100,00	100,00	5.831	4	387	10	5.444	(6)	2.439	919	(6)	
EDP GRID	10	10	100,00	100,00	100,00	100,00	189.674	148.905	131.957	93.047	57.717	55.858	46.364	12.216	(7.599)	11.431
Porto do Pecém	3.007.811	3.007.811	100,00	100,00	100,00	100,00	4.246.323	4.251.690	1.847.360	2.077.583	2.398.963	2.174.107	1.760.102	1.680.227	224.856	73.754
Pecém TM	1.344	1.344	50,00	50,00	50,00	50,00	17.874	20.078	10.263	14.175	7.611	5.903	36.620	45.284	1.327	(90)
Pecém OM	763	763	50,00	50,00	50,00	50,00	7.908	6.471	7.409	6.967	499	(496)	8.042	8.265	995	397
São Manoel	784.007	758.007	33,33	33,33	33,33	33,33	3.967.520	3.750.584	2.040.967	1.805.552	1.926.553	1.945.032	315.292	2.478	(96.479)	(10.359)
Mabe	260.285	260.285	50,00	50,00	50,00	50,00	89.529	88.260	105.243	96.807	(15.714)	(8.547)	946	1.315	(7.166)	(7.103)
Resende	21.533	21.533	100,00	100,00	100,00	100,00	21.209	21.203	20	20	21.189	21.203	32.323	36.762	20.533	17.492
Santa Fé	-	86.371	-	-	100,00	100,00	-	171.918	-	42.281	-	129.637	32.323	19.572	6.685	6.777
Costa Rica	1	7.302	-	1	51,00	51,00	-	51,00	-	-	-	118.614	15.459	15.763	14	-
EDP Transmissão	-	-	100,00	100,00	100,00	100,00	171.267	216.828	155.116	18.897	16.151	2.731	118.614	15.459	15.763	14
EDP Transmissão MA I	6.401	1	100,00	100,00	100,00	100,00	19.550	4.708	12.857	4.749	6.593	(41)	12.516	3.026	294	(42)
EDP Transmissão MA II	4.001	1	100,00	100,00	100,00	100,00	18.811	2.729	13.953	2.903	2.958	(174)	12.045	1.689	(868)	(175)
EDP Transmissão Aliança SC	11.701	1	90,00	90,00	90,00	90,00	1.443.024	15.447	1.427.878	15.607	15.146	(160)	178.148	7.267	2.974	(161)
EDP Transmissão SP-MG	15.001	1	100,00	100,00	100,00	100,00	45.215	16.668	29.627	16.914	15.588	(246)	31.885	7.066	1.017	(247)
CELESC (*)	5.141	-	23,56	33,11	-	-	2.029.199	18.797	-	2.010.402	-	-	642.197	648.357	-	-
EDP Ventures(**)	1	-	100,00	100,00	-	-	1.001	-	1.068	-	(67)	-	-	-	-	(68)

(\*) Os montantes relativos à CELESC referem-se às demonstrações financeiras de 30 de setembro de 2018 (Nota 20.2).

(\*\*) A EDP Ventures foi criada em 14 de junho de 2018 e tem como principais objetos sociais: (i) participar em negócios e empreendimentos considerados "startups" dos mais diversos segmentos, os quais tenham como princípio a inovação, no Brasil ou no exterior; (ii) assinar convênios e parcerias com empresas para o auxílio e/ou investimento no desenvolvimento de questões ligadas à inovação; e (iii) executar programas e projetos de estímulo ao desenvolvimento de atividades de inovação.

### 19.3 Reconciliação das informações financeiras dos investimentos

Segue abaixo a reconciliação dos principais saldos de investimento:

	EDP São Paulo		EDP Espírito Santo		Lajeado		Enerpeixe		Porto do Pecém		São Manoel		CELESC	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
<b>Patrimônio líquido - Saldo inicial</b>	1.105.701	1.002.182	791.900	951.640	611.354	935.105	730.005	937.935	2.174.107	2.100.353	1.945.032	1.255.391	1.896.448	
Adoção inicial CPC 48 - 01/01/2018	(28.365)	-	(5.904)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de Capital	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distribuição de dividendos aos acionistas	(185.064)	(134.226)	(74.975)	(217.113)	(90.877)	(148.292)	(178.182)	(101.700)	-	-	78.000	700.000	-	(3.159)
Lucro Acumulados	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.812
Lucro líquido (prejuízo) do exercício	213.493	194.100	170.494	128.566	142.466	124.511	99.675	143.770	224.856	73.754	(96.479)	(10.359)	111.300	
Outros resultados abrangentes	(27.126)	(24.957)	75.840	(71.193)	(35)	30	-	-	-	-	-	-	-	
Reversão de dividendos	118.770	68.602	6.457	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Redução de capital e Distribuição de reservas	-	-	(38.779)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Patrimônio líquido - Saldo final</b>	<b>1.197.409</b>	<b>1.105.701</b>	<b>925.033</b>	<b>791.900</b>	<b>662.908</b>	<b>611.354</b>	<b>651.498</b>	<b>730.005</b>	<b>2.398.963</b>	<b>2.174.107</b>	<b>1.926.553</b>	<b>1.945.032</b>	<b>2.010.401</b>	
Percentual de participação societária - %	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	55,86%	55,86%	60,00%	60,00%	100,00%	100,00%	33,334%	33,334%	23,56%	
Participação nos investimentos	1.197.409	1.105.701	925.033	791.900	370.316	341.517	390.899	438.003	2.398.963	2.174.107	642.197	648.357	473.610	
Partes Beneficiárias	-	-	-	-	(252.150)	(252.150)	-	-	-	-	-	-	-	
Benefício Fiscal	-	-	56.244	56.244	(7.048)	8.916	-	-	-	-	-	-	-	
Resultados Acumulados	-	-	-	-	167.362	154.527	390.899	438.003	2.398.963	2.174.107	642.197	648.357	473.610	
<b>Saldo contábil do investimento na Controladora</b>	<b>1.197.409</b>	<b>1.105.701</b>	<b>925.033</b>	<b>791.900</b>	<b>495.546</b>	<b>456.827</b>	<b>260.599</b>	<b>292.002</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
Participação dos não controladores	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

### 20 Divulgação em Outras Entidades

Conforme requerido pelo Pronunciamento Técnico CPC 45 - Divulgação em Outras Entidades, as demonstrações financeiras condensadas relativas a cada um dos empreendimentos controlados em conjunto relevantes e coligada estão apresentadas a seguir. A avaliação do investimento destes empreendimentos são contabilizados utilizando o método da equivalência patrimonial e os valores apresentados nas demonstrações financeiras foram elaboradas de acordo com as IFRS.

#### 20.1 Empreendimentos controlados em conjunto (Joint venture)

Todas as informações apresentadas abaixo representam 100% dos saldos da CEJA, Cachoeira Caldeirão e São Manoel que, na avaliação da Companhia, são considerados relevantes para divulgação.

##### CEJA

A CEJA detém 100% da participação societária na ECE Participações que é a detentora da concessão da Usina Hidrelétrica Santo Antônio do Jari, com sede na cidade de São Paulo.

##### Cachoeira Caldeirão

A Cachoeira Caldeirão é a detentora do direito de concessão da Usina Hidrelétrica Cachoeira Caldeirão, com sede na cidade de Ferreira Gomes no estado do Amapá.

##### São Manoel

A São Manoel é a detentora do direito de concessão da Usina Hidrelétrica São Manoel, com sede na cidade do Rio de Janeiro.

Mediante a substituição do consórcio construtor da UHE São Manoel, ocorrida em janeiro de 2017, a Administração projetou que haveria um incremento no montante total previsto para a construção da UHE São Manoel, uma vez que gastos adicionais seriam demandados junto às novas empresas para a conclusão da construção dentro do cronograma esperado.

Devido o ocorrido, em 31 de dezembro de 2016, a São Manoel procedeu o teste de recuperabilidade dos ativos para constatar se esse potencial incremento no valor total do ativo seria recuperável. Com base em premissas que vão desde a base de determinação do valor recuperável, até a taxa de desconto, a São Manoel, no exercício de 2016, entendendo que usou as melhores estimativas disponíveis para o cálculo, identificou uma perda no valor recuperável do ativo UHE São Manoel no valor de R\$460.236, registrada em contrapartida da rubrica Outras despesas operacionais, no resultado do exercício de 2016.

Nos exercícios de 2018 e 2017 a São Manoel procedeu a revisão do teste de recuperabilidade dos ativos da São Manoel não identificando a necessidade de reversão ou complemento ao valor registrado no exercício de 2016.

Adicionalmente, a São Manoel avalia a obrigação de indenizar a cargo da Pan Seguros S.A., seguradora que emitiu apólice de seguro garantia em favor da São Manoel, com início de cobertura a partir de julho de 2014. A São Manoel contratou parecer jurídico junto a consultores especializados o qual concluiu que a São Manoel possui direito ao recebimento da indenização visto que o seguro possui como objetivo garantir a execução, em regime de empreitada total, a preço fixo, dos fornecimentos de materiais e equipamentos, montagem, serviços de engenharia e obras civis, na modalidade "Turn Key" pleno, para a implantação do empreendimento. O limite de indenização pela apólice é R\$429.555.

Em agosto de 2018, a Pan Seguros S.A. encerra o procedimento de regulação do sinistro e negou cobertura securitária à São Manoel. Em razão disso, em janeiro de 2019, foi ajuizada ação de cobrança pela São Manoel em face da seguradora cujo prognóstico de perda foi classificado como "possível" por nossos assessores jurídicos.

A Companhia e a São Manoel monitoram trimestralmente a ocorrência de eventos que possam alterar significativamente o teste de recuperabilidade, não tendo sido identificado até o momento fatores que indiquem a alteração nas premissas adotadas.

#### 20.1.1 Demonstrações financeiras condensadas

##### Balanco Patrimonial

	CEJA - Consolidado		Cachoeira Caldeirão		São Manoel	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
<b>Ativo</b>						
<b>Circulante</b>						
Caixa e equivalentes de caixa	34.223	22.251	59.387	40.428	45.143	114.311
Consumidores e Concessionárias	43.843	33.755	49.729	38.001	31.225	38.001
Outros créditos	19.132	14.670	15.242	15.515	30.721	46.361
	<b>97.198</b>	<b>70.676</b>	<b>124.358</b>	<b>93.944</b>	<b>133.240</b>	<b>191.897</b>
<b>Não circulante</b>						
Imposto de renda e Contribuição social a compensar	8.013	11.159	2.693	31.955	4.539	109.026
Tributos diferidos	49.922	52.281	50.524	45.106	219.104	169.454
Outros créditos	53.561	51.721	56.837	30.170	240.507	2.386
	<b>111.496</b>	<b>115.161</b>	<b>110.054</b>	<b>107.231</b>	<b>464.150</b>	<b>280.866</b>
<b>Investimentos</b>						
Imobilizado	1.100.157	1.128.163	1.255.604	1.295.598	3.274.398	3.205.966
Intangível	519.068	540.974	13.459	10.608	95.732	71.855
<b>Total do ativo</b>	<b>1.827.919</b>	<b>1.854.974</b>	<b>1.503.475</b>	<b>1.507.381</b>	<b>3.967.520</b>	<b>3.750.584</b>
<b>Passivo</b>						
<b>Circulante</b>						
Fornecedores	45.442	14.738	20.318	10.144	33.348	16.911
Debêntures	-	118.626	13.440	6.128	23.379</	

**NOTAS EXPLICATIVAS  
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

O Banco de Preços Referenciais representa os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores e custos adicionais, conforme definido no Anexo V dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET, submódulo 2.3.

O Banco de Preços da Distribuidora é definido como o banco formado com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado unicamente para os equipamentos principais ou também para os componentes menores e custos adicionais.

O Orçamento Referencial representa o valor de um bem ou suas partes constituintes por meio da comparação de dados de mercado relativos a outros de características similares, aplicado exclusivamente sobre Edificações, obras civis e benfeitorias.

O Ativo financeiro indenizável é ajustado: (i) por atualização do IPCA de acordo com a Resolução Normativa nº 686 de 23 de novembro de 2015; e (ii) por adições e baixas de valores itens da infraestrutura, conforme regulamentação da ANEEL.

Estes ativos serão reversíveis ao Poder Concedente no final da concessão e os efeitos da mensuração a valor justo são reconhecidos diretamente no resultado do exercício.

Nesse sentido, a avaliação é validada mediante fiscalização da ANEEL e ocorre a partir de inspeções em campo da infraestrutura da concessão, seguindo metodologia e critérios de avaliação de bens, considerados elegíveis, das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com o objetivo restabelecer o nível eficiente dos custos operacionais e da base de remuneração regulatória das concessionárias.

**22 Ativos da concessão**

	Consolidado									
	Valor líquido em 31/12/2017	Ingressos	Transferência para o ativo financeiro indenizável	Remuneração	Reclassificação	Juros	Outros em 31/12/2018	Valor líquido em 31/12/2018		
Ativos da concessão - Distribuição	347.651	646.558	(269.809)	(346.429)	(54)	7.971	5.540	391.428		
Ativos da concessão - Transmissão	38.025	300.202		18.408		15.899	54.700	427.234		
<b>Total Não circulante</b>	<b>385.676</b>	<b>946.760</b>	<b>(269.809)</b>	<b>(346.429)</b>	<b>18.408</b>	<b>(54)</b>	<b>23.870</b>	<b>5.540</b>	<b>54.700</b>	<b>818.662</b>

**22.1 Distribuição**

Referem-se ao direito contratual da concessionária de receber caixa dos usuários pelos serviços de construção do sistema de distribuição de energia elétrica, quando da entrada em operação dos respectivos ativos, e estão mensurados ao seu valor de custo acrescido de encargos financeiros, quando aplicável.

Quando da conclusão da construção da infraestrutura, tais ativos passarão a ser classificados como Ativo financeiro indenizável (Nota 22) ou como Ativo Intangível (Nota 24), conforme a forma de remuneração.

**Ingressos**

Os investimentos realizados no exercício de 2018 seguem a estratégia de fortalecer sua base de ativos e os indicadores de qualidade. Dos investimentos realizados pela EDP Espírito Santo: (i) 51% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 20% foram destinados à melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondicionamento de redes em final de vida útil; (iii) 16% foram investidos em combate à perdas; e (iv) 13% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais.

Dos investimentos realizados pela EDP São Paulo: (i) 46% foram destinados à instalação de sistemas de medição, expansão de linhas, subestações e redes de distribuição para ligação de novos clientes; (ii) 26% foram destinados à melhoria da rede, substituição de equipamentos e de medidores, tanto obsoletos quanto depreciados, além do recondicionamento de redes em final de vida útil; (iii) 10% foram investidos em combate à perdas; (iv) 16% foram investidos em telecomunicações, informática e outras atividades, tais como infraestrutura e projetos comerciais; e (v) 2% foram destinados à universalização urbana e rural, propiciando a ligação e o acesso de consumidores aos serviços de energia.

**22.2 Transmissão**

Os ativos contratuais incluem os valores a receber referentes aos serviços de implementação da infraestrutura e da recolta de remuneração dos ativos de concessão, sendo os mesmos mensurados pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros, com base na taxa média de financiamento do projeto vigente quando da formalização do contrato de concessão, conforme CPC 47.

O modelo de ativo financeiro estabelece que a receita do contrato de concessão seja reconhecida de acordo com os critérios do CPC 47, os quais encontram-se discriminados na nota 3.8.2.3.

No advento do termo final do contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados passarão a integrar o Patrimônio da União. As controladas de transmissão receberão os ativos contratuais apenas do Poder Concedente, por meio de tarifa regulada denominada Receita Anual Permitida - RAP, que corresponde aos fluxos de caixa previstos no contrato de concessão.

Conforme requerido pelo CPC 48 - Instrumentos financeiros, é efetuada uma análise criteriosa do saldo dos Ativos da Concessão e, de acordo com a abordagem simplificada, quando necessário, é constituída uma PECLD, para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos. As controladas consideram que não estão expostas a um elevado risco de crédito, conforme critérios detalhados na nota 39.2.4.

**23 Imobilizado**

Os ativos imobilizados são contabilizados pelo custo de aquisição e/ou construção acrescidos de impostos não recuperáveis sobre as compras e quaisquer custos diretamente atribuíveis para colocar o ativo no local e condição necessária para o funcionamento, deduzidos da depreciação acumulada e, quando aplicável, pelas perdas acumuladas por redução ao valor recuperável. Também fazem parte do custo do imobilizado os juros relativos aos empréstimos e financiamentos obtidos de terceiros, capitalizados durante a sua fase de construção, deduzidos das receitas financeiras dos recursos de terceiros não aplicados.

O valor contábil dos bens substituídos é baixado, sendo que os gastos com reparos e manutenções são integralmente registrados em contrapartida ao resultado do exercício.

A base para o cálculo da depreciação é o valor depreciável (custo de aquisição, subtraídos do valor residual) do ativo. A depreciação é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com a vida útil de cada unidade de adição e retirada, já que esse método é o que melhor reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados no ativo. As taxas de depreciação utilizadas estão previstas na tabela XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE aprovadas pela Resolução Normativa nº 674 de 11 de agosto de 2015.

A taxa de depreciação considera o prazo de vida útil dos bens, entretanto, para os ativos não indenizáveis pelo Poder Concedente ao final da concessão/autorização, a depreciação é registrada considerando o prazo remanescente de concessão/autorização.

No advento do termo final do contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados às usinas hidrelétricas passarão a integrar o patrimônio da União, mediante indenização dos investimentos realizados e ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em auditoria da mesma.

**23.1 Composição do Imobilizado**

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Administração								
Edificações, obras civis e benfeitorias	48,84	920	(764)	156	48,84	920	(395)	525
Máquinas e equipamentos	11,45	28.206	(14.567)	13.639	16,45	20.438	(10.161)	10.277
Veículos	14,29	1.471	(1.243)	228	14,29	949	(730)	219
Móveis e utensílios	6,25	3.900	(1.612)	2.288	6,26	3.396	(1.408)	1.988
<b>Total do Imobilizado em serviço</b>		<b>34.497</b>	<b>(18.186)</b>	<b>16.311</b>		<b>25.703</b>	<b>(12.694)</b>	<b>13.009</b>
<b>Imobilizado em curso</b>								
Administração		15.423	-	15.423		10.538	-	10.538
<b>Total do Imobilizado em curso</b>		<b>15.423</b>	<b>-</b>	<b>15.423</b>		<b>10.538</b>	<b>-</b>	<b>10.538</b>
<b>Total Imobilizado</b>		<b>49.920</b>	<b>(18.186)</b>	<b>31.734</b>		<b>36.241</b>	<b>(12.694)</b>	<b>23.547</b>

	31/12/2018				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras	1,80	963.090	(273.565)	689.525	2,50	1.000.978	(261.420)	739.558
Edificações, obras civis e benfeitorias	3,81	5.604.302	(1.562.398)	4.041.904	4,07	5.784.356	(1.402.651)	4.381.705
Máquinas e equipamentos	12,25	5.356	(2.516)	2.840	14,64	6.077	(3.327)	2.750
Veículos	5,34	3.334	(974)	2.360	10,76	3.785	(1.134)	2.651
Móveis e utensílios		<b>8.562.821</b>	<b>(2.347.571)</b>	<b>6.215.250</b>		<b>8.949.148</b>	<b>(2.182.844)</b>	<b>6.766.304</b>

	Controladora				31/12/2017			
	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido	Taxa anual média de depreciação %	Custo histórico	Depreciação acumulada	Valor líquido
<b>Imobilizado em serviço</b>								
Geração		180.390	-	180.390	0,07	164.137	(20)	164.117
Terenos		1.806.349	(508.118)	1.298.231	2,07	1.989.815	(514.292)	1.475.523
Reservatórios, barragens e adutoras</								

**NOTAS EXPLICATIVAS**  
**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**26 Debêntures****26.1 Composição do saldo de Debêntures**

Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Controladora								
												31/12/2018			31/12/2017					
												Encargos	Não Circulante	Principal	Encargos	Principal	Não Circulante	Encargos	Principal	Não Circulante
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	664.253	1	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	20/04/2016 a 20/04/2020	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia	CDI + 1,74% a.a. até 14/03/2016 CDI + 2,24% a.a. a partir de 15/03/2016 (i)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral	-	9.030	332.126	341.156						
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	179.887	1	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 14/03/2016 IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral	5.053	69.881	139.761	214.695	4.856	201.489	206.345			
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	48.066	1	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,7608% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral	1.341		56.016	57.357	1.289	53.838	55.127			
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(16.347)		15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal			(645)	(801)	(1.446)	(1.838)	(2.290)	(4.128)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	25.000	10	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais	4.626		277.324	281.950	4.360	266.539	270.899			
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(7.097)		22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal			(3.678)	(3.678)		(4.926)	(4.926)			
<b>Total</b>												<b>11.020</b>	<b>-</b>	<b>69.236</b>	<b>468.622</b>	<b>548.878</b>	<b>19.535</b>	<b>330.288</b>	<b>514.650</b>	<b>864.473</b>
												<b>Consolidado</b>								
												31/12/2018			31/12/2017					
												Encargos	Não Circulante	Principal	Encargos	Principal	Não Circulante	Total		
Agente Fiduciário	Empresa	Tipo de emissão	Quantidade de títulos	Valor unitário	Valor total	Data da emissão	Vigência do contrato	Finalidade	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Circulante	circulante	Não Circulante	Circulante	Circulante	circulante	Não Circulante	Total	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	17.680	10	176.800	3ª emissão em 27/08/2014	27/08/2014 a 27/08/2020	Alongamento da dívida e capital de giro.	CDI + 1,50% a.a. até 25/02/2016 CDI + 1,80% a.a. a partir de 26/02/2016 (i)	Principal semestral a partir de 27/08/2018 e juros semestral		3.859	70.720	70.720	145.299	5.539	35.360	141.440	182.339	
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(599)		27/08/2014 a 27/08/2020			Amortização mensal			(67)	(20)	(87)		(111)	(87)	(198)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	19.000	10	190.000	5ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		2.870		190.000	192.870	3.254		190.000	193.254	
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(1.301)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal				(742)	(742)			(1.061)	(1.061)	
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	22.000	10	220.000	6ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.		6.554		220.000	226.554	68		120.000	120.068	
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(1.289)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal				(810)	(810)			(498)	(791)	(1.289)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP Espírito Santo	Instrução CVM nº 476/09	190.000	1	190.000	7ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/07/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		3.561		191.196	194.757				-	
(-) Custos de emissão	EDP Espírito Santo				(2.941)		15/08/2018 a 15/07/2025			Amortização mensal				(2.739)	(2.739)				-	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	300	1.000	300.000	5ª emissão em 30/04/2014	30/04/2014 a 30/04/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	CDI + 1,39% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2017 e juros semestral		447	36.001	36.448	1.475	72.000	36.000	109.475		
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(2.413)		30/04/2014 a 30/04/2019			Amortização mensal			(41)	(41)		(262)	(40)	(302)		
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	15.000	10	150.000	7ª emissão em 07/04/2017	07/04/2017 a 07/04/2022	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	108,75% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de abril/2020 e juros semestral		2.266		150.000	152.266	2.569		150.000	152.569	
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(1.052)		07/04/2017 a 07/04/2022			Amortização mensal				(600)	(600)			(858)	(858)	
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	20.000	10	200.000	8ª emissão em 20/12/2017	20/12/2017 a 20/01/2021	Refinanciar e alongar o prazo médio da dívida e capital de giro.	107,50% do CDI a.a.	Principal anual a partir de janeiro/2020 e juros semestral.		5.958		200.000	205.958	57		100.000	100.057	
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(1.183)		20/12/2017 a 20/01/2021			Amortização mensal				(742)	(742)			(457)	(726)	(1.183)
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP São Paulo	Instrução CVM nº 476/09	260.000	1	260.000	9ª emissão em 15/08/2018	15/08/2018 a 15/08/2025	Expansão, renovação e melhoria da infraestrutura de distribuição de energia elétrica	IPCA + 5,91%	Principal anual a partir de agosto/2023 e juros semestral		4.873		261.637	266.510				-	
(-) Custos de emissão	EDP São Paulo				(3.948)		15/08/2018 a 15/08/2025			Amortização mensal				(3.680)	(3.680)				-	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	Instrução CVM nº 476/09	3.600	10	36.000	1ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2018	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,25% a.a.	Principal em parcela única no vencimento e juros semestrais		-	981	21.600		(69)			22.581	
(-) Custos de emissão	Energest				(427)		20/04/2016 a 20/04/2018			Amortização mensal									(69)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Energest	Instrução CVM nº 476/09	5.400	10	54.000	2ª Série da 2ª emissão em 20/04/2016	20/04/2016 a 20/04/2020	Reforço de capital de giro e refinanciamento do endividamento da emissora.	CDI + 2,65% a.a.	Principal semestral a partir de abril/2018 e juros semestrais		537	21.600	10.800	32.937	628	36.000	32.400	69.028	
(-) Custos de emissão	Energest				(640)		20/04/2016 a 20/04/2020			Amortização mensal			(90)	(14)	(104)		(173)	(104)	(277)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	664.253	1	664.253	1ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2018	Destinada ao resgate antecipado da 1ª emissão de Notas Promissórias da Companhia.	CDI + 1,74% a.a. até 14/03/2016 CDI + 2,24% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2017 e juros semestral		-	9.030	332.126					341.156	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	179.887	1	179.887	2ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2021	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3201% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,8201% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2019 e juros semestral		5.053	69.881	139.761	214.695	4.856		201.489	206.345	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 400/03	48.066	1	48.066	3ª Série da 4ª emissão em 15/09/2015	15/09/2015 a 15/09/2024	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,2608% a.a. até 14/03/2016 IPCA + 8,7608% a.a. a partir de 15/03/2016 (ii)	Amortizações anuais a partir de setembro de 2022 e juros semestral		1.341		56.016	57.357	1.289		53.838	55.127	
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(16.347)		15/09/2015 a 15/09/2024			Amortização mensal			(645)	(801)	(1.446)		(1.838)	(2.290)	(4.128)	
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	EDP - Energias do Brasil	Instrução CVM nº 476/09	25.000	10	250.000	5ª emissão em 22/03/2016	22/03/2016 a 15/04/2022	Destinada a investimentos em projetos da Companhia	IPCA + 8,3479% a.a.	Amortizações anuais a partir de abril de 2021 e juros semestrais		4.626		277.324	281.950	4.360		266.539	270.899	
(-) Custos de emissão	EDP - Energias do Brasil				(7.097)		22/03/2016 a 15/04/2022			Amortização mensal				(3.678)	(3.678)			(4.926)	(4.926)	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia	Instrução CVM nº 476/09	45.000	10	450.000	1ª emissão em 25/11/2013	25/11/2013 a 25/11/2019	Pagamento aos acionistas a título de reembolso das ações decorrente da redução de capital social ocorrida em 03/05/2013	CDI + 1,20% a.a.	Principal anual a partir de outubro/2017 e juros semestral	Fiança Corporativa da EDP - Energias do Brasil	1.061	150.030	151.091	2.203	149.985	150.030	302.218		
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(3.118)		25/11/2013 a 25/11/2019			Amortização mensal			(188)	(188)		(393)	(188)	(581)		
Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia 1ª série	Instrução CVM nº 476/09	100.000	1	100.000	2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2020	Readequação da estrutura de capital, com redução de capital social.	109% do CDI a.a.	Principal em parcela única em dezembro/2020 e juros semestral		376		100.000	100.376	260		100.000	100.260	
Oliveira Trust Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Lajeado Energia 2ª série	Instrução CVM nº 476/09	200.000	1	200.000	2ª emissão em 08/12/2017	08/12/2017 a 08/12/2022	Readequação da estrutura de capital, com redução de capital social.	113,70% do CDI a.a.	Principal anual a partir de dezembro/2021 e juros semestral		785		200.000	200.785	542		200.000	200.542	
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(1.635)		08/12/2017 a 08/12/2022			Amortização mensal				(824)	(824)			(1.089)	(1.089)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Lajeado Energia	Instrução CVM nº 476/09	100.000	1	100.000	3ª emissão em 14/11/2018	14/11/2018 a 20/10/2022	Capital de Giro de Refinanciamento de Dívida	109,25% do CDI a.a.	Principal anual a partir de outubro/2021 e juros semestral		729		100.000	100.729				-	
(-) Custos de emissão	Lajeado Energia				(351)		14/11/2018 a 20/10/2022			Amortização mensal				(334)	(334)				-	
Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários	Enerpeixe	Instrução CVM nº 476/09	35.000	10	350.000	1ª emissão em 22/11/2016	22/11/2016 a 22/11/2019	Redução de capital e distribuição de recursos aos acionistas	114,5% do CDI a.a.	Principal anual a partir de novembro/2018 e juros semestral	Fiduciária dos Direitos Creditórios de Contratos de Energia	1.287	175.000	176.287	2.848	175.000	175.000	352.848		
(-) Custos de emissão	Enerpeixe				(2.938)		22/11/2016 a 22/11/2019			Amortização mensal			(540)	(540)		(1.127)	(540)	(1.667)		
Planner Trustee Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	Instrução CVM nº 476/09	32.000	10	320.000	2ª emissão em 20/11/2017	20/11/2017 a 20/12/2022	Realavancagem e redução de capital	116% do CDI a.a.	Principal semestral a partir de junho/2020 e juros semestral	Fiduciária dos Direitos Creditórios de Contratos de Energia	549		320.000	320.549	2.321		320.000	322.321	
(-) Custos de emissão	Enerpeixe				(2.048)		20/11/2017 a 20/12/2022			Amortização mensal				(1.420)	(1.420)		(472)	(1.463)	(1.935)	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Enerpeixe	Instrução CVM nº 476/09	255.000	1	255.000	3ª emissão em 23/11/2018	23/11/2018 a 23/11/2023	Alongamento da dívida.	112,48% do CDI a.a.	Principal em parcela única em novembro/2023 e juros semestral		212		255.000	255.212				-	
(-) Custos de emissão	Enerpeixe				(510)		23/11/2018 a 23/11/2023			Amortização mensal				(493)	(493)				-	
Simplific Pavarini Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários Ltda.	Porto do Pecém	Instrução CVM nº 476/09	33.000	10	330.000	1ª emissão em 14/11/2016	14/11/2016 a 14/11/2021	Liquidação antecipada do financiamento junto ao BID	CDI + 2,95% a.a.	Principal anual a										

## NOTAS EXPLICATIVAS

### EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

#### 26.2 Movimentação das debêntures

	Controladora						
	Valor líquido em 31/12/2017	Pagamentos	Juros provisionados	Transfe-rências	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2018
<b>Circulante</b>							
Principal	332.126	(332.126)		69.381		500	69.881
Juros	19.535	(74.000)	65.037			448	11.020
Custo de transação	(1.838)			(2.738)	3.931		(645)
	<b>349.823</b>	<b>(406.126)</b>	<b>65.037</b>	<b>66.643</b>	<b>3.931</b>	<b>948</b>	<b>80.256</b>
<b>Não circulante</b>							
Principal	521.867			(69.381)		20.615	473.101
Custo de transação	(7.217)			(2.738)			(4.479)
	<b>514.650</b>	-	-	<b>(66.643)</b>	-	<b>20.615</b>	<b>468.622</b>

	Consolidado								
	Valor líquido em 31/12/2017	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Transfe-rências	Transferência para Passivo Mantido para Venda	Amortização do custo de transação	Variação monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2018
<b>Circulante</b>									
Principal	822.071		(822.070)		672.731	(150.000)		500	523.232
Juros	(6.382)		(279.976)	297.552	(6.392)		10.221	448	64.406
Custo de transação	(5.400)				(6.339)		10.221		(1.571)
	<b>863.053</b>	-	<b>(1.102.046)</b>	<b>297.552</b>	<b>666.339</b>	<b>(150.000)</b>	<b>10.221</b>	<b>948</b>	<b>586.067</b>
<b>Não circulante</b>									
Principal	2.716.737	2.320.000		2.833	(672.731)		23.475	4.390.314	8.133
Juros	-			4.762			3.371		8.133
Custo de transação	(17.369)	(72.229)			6.392		2.237		(80.969)
	<b>2.699.368</b>	<b>2.247.771</b>	-	<b>7.595</b>	<b>(666.339)</b>	-	<b>2.237</b>	<b>26.846</b>	<b>4.317.478</b>

#### 26.3 Vencimento das parcelas

	Controladora	Consolidado
<b>Vencimento</b>		
<b>Circulante</b>		
2019	80.256	586.067
	<b>80.256</b>	<b>586.067</b>
<b>Não circulante</b>		
2020	66.867	857.705
2021	207.535	983.265
2022	156.968	489.920
2023	18.607	468.621
2024	18.645	219.188
2025 até 2028		1.298.779
	<b>468.622</b>	<b>4.317.478</b>
	<b>548.878</b>	<b>4.903.545</b>

As emissões realizadas pela Companhia e suas controladas não são conversíveis em ações.

As principais cláusulas prevendo a rescisão dos contratos estão descritas abaixo, em que a totalidade das cláusulas podem ser consultadas no prospecto ou na escritura da emissão:

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia e as controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Lajeado, Energest, Enerpeixe, EDP Transmissão, EDP Transmissão Aliança e Porto do Pecém encontram-se em pleno atendimento de todas as obrigações previstas no contrato de emissão de debêntures.

**EDP - Energias do Brasil**

• **Para ambas as emissões:**

(i) Descumprimento, pela Emissora, de qualquer obrigação prevista na Escritura de Emissão, não sanada no período estipulado pela Escritura de Emissão; (ii) Descumprimento, de qualquer obrigação referente ao principal e/ou a remuneração, não sanadas no período estipulado; (iii) Pedido de autofalência; (iv) Pedido de recuperação judicial, extrajudicial, autofalência, decretação de falência, liquidação ou dissolução da Companhia ou pelas Controladas Relevantes - EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Enerpeixe, ou qualquer controlada cuja receita represente mais de 20% da receita consolidada da Companhia, bem como pedido de falência não elidido no prazo legal; (v) Descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Líquida Consolidada em relação ao EBITDA Consolidado nas datas de apuração, qual seja 30 de setembro e 31 de dezembro de cada ano, não superior a 3,5; (vi) Protesto de título contra a Emissora e/ou suas Controladas Relevantes, cujo valor individual, ou agregado, ultrapasse R\$75.000, desde que não tenha sido comprovado pela Emissora ao Agente Fiduciário, que foi contestado de boa-fé e/ou não tenha sido sanado em 30 dias contados de sua intimação; e (vii) Arresto, sequestro, penhora ou qualquer outra constrição de bens e/ou direitos, ou vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, com valor, individual ou agregado, superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas.

• **Específicas para a 4ª emissão:**

(i) Fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária (inclusive incorporação e/ou incorporação de ações) da Emissora, salvo se: (a) divulgado pela Emissora por meio de fato relevante ou comunicado ao mercado até a data da Escritura de Emissão; (b) por determinação legal ou regulatória; (c) concedida anuência prévia dos titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, reunidos em Assembleia de Debenturistas - AGD especialmente convocada para tal finalidade; ou (d) não provocar alteração do *rating*

da Emissão para uma nota inferior a: (aa) "AA-" (duplo A menos) pela Standard & Poors Ratings do Brasil Ltda.; (bb) "Aa3.br" pela Moody's; ou (cc) "AA-" (duplo A menos) pela *Fitch Ratings* Brasil Ltda.;

(ii) Notificação de pagamento oriunda de decisão judicial transitada em julgado ou arbitral definitiva contra a Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, com valor, individual ou agregado, superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas; e

(iii) Alienação total ou parte relevante de ativos da Emissora e/ou de suas Controladas Relevantes, cujo valor, individual ou agregado, seja superior a R\$75.000, sem aprovação prévia dos titulares das Debêntures que representem, no mínimo, 2/3 das Debêntures em Circulação, reunidos em AGD especialmente convocada para tal finalidade, ressalvada a alienação de ativos ou projetos, considerados considerados, desde que não tenha sido divulgado pela Emissora por meio de fato relevante ou comunicado ao mercado e que tenham capacidade instalada individual, atual ou futura, de até 70MW, e de forma que afete substancial e adversamente a condição econômica e/ou financeira da Emissora.

• **Específicas para a 5ª emissão:**

(i) Fusão, liquidação, dissolução, extinção, cisão e/ou qualquer outra forma de reorganização societária (inclusive incorporação e/ou incorporação de ações) da Emissora, salvo se: (a) por determinação legal ou regulatória (ressalvada, neste caso, a hipótese de extinção); (b) concedida anuência prévia dos titulares de Debêntures que representem, no mínimo, 75% dos Debenturistas presentes à AGD, especialmente convocada para tal finalidade; ou (c) não provocar a queda do *rating* da Emissão em 2 ou mais *notches*; e

(ii) Descumprimento, pela Emissora ou pelas Controladas Relevantes, de sentença judicial transitada em julgado ou de qualquer decisão ou sentença administrativa ou arbitral não sujeita a recurso contra a Emissora, cujo valor individual ou agregado seja igual ou superior a R\$75.000, ou seu equivalente em outras moedas, e desde que, cumulativamente, a critério dos Debenturistas, seja capaz de colocar em risco o cumprimento das obrigações assumidas pela Emissora.

(iii) EDP São Paulo (5ª emissão): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Bruta/EBITDA ajustado<sup>(i)</sup>, não superior a 3,5 nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano.

(iv) EDP São Paulo (7ª, 8ª e 9ª emissões): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro de relação Dívida Líquida/EBITDA ajustado<sup>(ii)</sup>, não superior a 3,5 na data de apuração, que é 31 de dezembro de cada ano.

(v) EDP Espírito Santo (3ª emissão): descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida Bruta em relação ao EBITDA ajustado<sup>(iii)</sup> na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5.

(vi) EDP Espírito Santo (5ª, 6ª e 7ª emissões): descumprimento, pela Emissora, da manutenção do índice financeiro Dívida líquida em relação ao EBITDA ajustado<sup>(iv)</sup> na data de apuração, 31 de dezembro de cada ano, sendo não superior a 3,5.

(vii) EDP Espírito Santo (3ª emissão) EDP São Paulo (5ª emissão): protesto cambiário contra a Emissora que não tenha sido contestado de boa fé em valor individual igual ou superior a R\$75.000 e/ou não tenha sido sanado em 30 dias, contados da sua intimação.

(viii) EDP São Paulo (8ª emissão) e EDP Espírito Santo (6ª emissão): celebrar contratos de mútuos pela Emissora, na qualidade de mutuante, sem a prévia e expressa anuência dos Debenturistas de, no mínimo, 2/3 das debêntures em circulação, com quaisquer sociedades, em valor individual ou agregado superior a R\$100.000.

(ix) EDP Espírito Santo (5ª e 6ª emissões): declaração de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da Emissora no mercado local ou internacional em montante superior a R\$75.000.

(x) Lajeado (1ª emissão): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Bruta em relação ao EBITDA, não superior a 3,5 vezes nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano.

(xi) Lajeado (2ª e 3ª emissões): descumprimento pela Emissora da manutenção do índice financeiro da Dívida Líquida em relação ao EBITDA, não superior a 3,5 vezes nas datas de apuração, qual seja 31 de dezembro de cada ano.

(xii) Lajeado (1ª emissão): perda da concessão, desde que tal perda não ultrapasse 10% de sua receita líquida, e desde que tal perda possa prejudicar o fiel cumprimento das obrigações para as demais emissões.

(xiii) Lajeado (1ª emissão): extinção de um ou mais Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrados pela Emissora que representem queda no volume de receitas superior a 20% em relação ao seu faturamento total.

(xiv) Lajeado (1ª emissão): notificação de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individualmente seja superior a R\$75.000, desde que tal sentença possa colocar em risco o fiel cumprimento das obrigações.

(xv) Lajeado (1ª, 2ª e 3ª emissões): descumprimento de sentença condenatória final transitada em julgado em ação judicial cujo valor individual ou agregado seja superior a R\$75.000, sem que esteja em curso eventual ajustamento, de boa-fé, pela Companhia de medidas judiciais visando suspender ou reverter os efeitos.

(xvi) Energest (2ª emissão): não observância, pela Emissora, do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 2,5 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano.

(xvii) Porto do Pecém (1ª emissão): não observância: (a) pela Emissora, do Índice de Cobertura do Serviço da Dívida - ICSD maior ou igual a 1,2 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano, a partir de 31 de dezembro de 2017; e (b) pela Fladora (EDP - Energias do Brasil), do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes.

(xviii) Enerpeixe (1ª emissão): não observância, pela Emissora, do índice financeiro Dívida Bruta/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano.

(xix) Enerpeixe (2ª e 3ª emissões): não observância, pela Emissora, do índice financeiro Dívida Líquida/EBITDA menor ou igual a 3,5 vezes, a ser apurado anualmente, em 31 de dezembro de cada ano.

(xx) EDP Transmissão (1ª emissão): vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária: (a) da Emissora, cujo valor individual ou agregado ultrapasse R\$10.000; e/ou (b) da Garantidora (EDP - Energias do Brasil), cujo valor individual ou agregado ultrapasse R\$75.000.

(xxi) EDP Transmissão (1ª emissão): não manutenção: (a) pela Emissora, do ICSD Ajustado em valor igual ou superior a 1,2 vezes, apurado anualmente, sendo a primeira apuração nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2021; (b) pela Garantidora (EDP - Energias do Brasil), da relação entre Dívida Líquida por EBITDA em valor igual ou inferior a 3,5 vezes, apurado semestralmente, sendo a primeira apuração nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018.

(xxii) EDP Transmissão Aliança: vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária da emissora ou da interveniente garantidora cujo valor individual ou agregado ultrapasse R\$75.000, caso não sanado em 10 dias, ou caso protesto foi efetuado por erro ou má-fé, ou tenha sido cancelado, ou teve sua exigibilidade suspensa por medida judicial.

(xxiii) EDP Transmissão Aliança: manutenção de Dívida Líquida por EBITDA igual ou inferior a 3,5 vezes da EDP - Energias do Brasil, apurado semestralmente nos meses de junho e dezembro.

(\*) O EBITDA ajustado significa "o resultado antes das despesas financeiras, impostos, depreciação e amortização, ajustado com os ativos e passivos da Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela "A" - CVA, sobrecontratação e neutralidade dos encargos setoriais".

#### 27 Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

##### 27.1 Composição do saldo de Empréstimos, financiamentos e encargos de dívidas

Instituição	Empresa	Valor contratado	Data da contratação	Valor liberado	Vigência do contrato	Finalidade	Covenants	Custo da dívida	Forma de pagamento	Garantias	Consolidado																
											31/12/2018				31/12/2017				Total	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante				
											Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante									
<b>Moeda nacional</b>																											
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP São Paulo	150.000	29/05/2015	150.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.		85% do CDI + 1,19% a.a.	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	476	75.000	75.476	1.027	75.000	75.000	151.027										
Eletrobras LPT - ECFS 184/07	EDP São Paulo	12.359	25/06/2007	11.015	30/11/2009 a 30/10/2019	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1% a.a. (tx.adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	1.095		1.095		1.423	1.095	2.518										
BNDES - BB/CALC	EDP São Paulo	200.369	29/01/2009	141.271	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	9	2.434	2.443	27	4.835	2.417	7.279										
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1238.1	EDP São Paulo	296.785	28/12/2014	253.733	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a. IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a. e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil.	3.890	41.061	139.226	184.177	4.704	40.146	176.772	221.622									
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		28/12/2014	(1.134)	28/12/2014 a 16/12/2024							(195)	(421)	(616)		(210)	(616)	(826)									
Notas Promissórias (4ª Emissão)	EDP São Paulo	130.000	19/07/2017	130.000	19/07/2017 a 19/07/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	107,5% do CDI	Principal e Juros em parcela única no final		14.304	130.000	144.304		4.962	130.000	134.962										
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		19/07/2017	(90)	19/07/2017 a 19/07/2019							(23)	(23)			(68)	(68)										
BNDES - FINEM / Nº 17.2.0295.1	EDP São Paulo	399.733	05/09/2017	158.600	05/09/2017 a 15/06/2025	Programa de investimentos no triênio de 2016 a 2018	Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP + 2,96% a.a. IPCA + 3,23% a.a.	a) Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal; b) Principal e juros anuais.	a. Cessão fiduciária de no mínimo 130% do valor do saldo devedor; b. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil.	970	5.830	8.746	153.151	168.697	904	122.190	123.094									
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		05/09/2017	(3.498)	05/09/2017 a 15/06/2025							(709)	(1.956)	(2.665)		(3.378)	(3.378)										
Banco ABC - Cédula de Crédito Bancário	EDP São Paulo	90.000	07/11/2018	90.000	07/11/2018 a 05/02/2019	Capital de Giro		CDI + 0,95% a.a.	Principal e Juros em parcela única no final		924	90.000	90.924				-										
(-) Custo de transação	EDP São Paulo		07/11/2018	(674)	07/11/2018 a 05/02/2019							(338)	(338)				-										
BNDES - BB/CALC	EDP Espírito Santo	177.468	29/01/2009	155.228	17/02/2010 a 17/06/2019	Programas de investimentos nos segmentos de geração, distribuição e transmissão de energia elétrica.	Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	4,5% a.a. e de 1,81% a 3,32% a.a. acima da TJLP	Principal e Juros mensais	a. Garantia Corporativa da EDP Energias do Brasil; b. Depósito caucionado.	4	1.177	1.181	13	2.337	1.169	3.519										
BNDES - FINEM / Nº 14.2.1237.1	EDP Espírito Santo	270.924	28/12/2014	249.593	28/12/2014 a 16/12/2024	Programa de investimentos de 2013 a 2015	Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado(ii) menor ou igual a 3,5, apurado anualmente em Dezembro.	TJLP a TJLP + 3,05% a.a. IPCA + TR(iii) + 3,05% a.a. e Pré de 6,00% a.a.	Principal mensal com juros no período de carência trimestral, após segue mensal. Principal e juros anuais. (iv)	a. Depósitos caucionados; b. Fiança Corporativa da EDP Energias do Brasil	3.536	40.069	135.758	179.363	4.284	39.220	172.579	216.083									
(-) Custo de transação	EDP Espírito Santo		28/12/2014	(1.390)	28/12/2014 a 16/12/2024							(229)	(442)	(671)		(259)	(671)	(930)									
Eletrobras LPT - ECFS 106/05	EDP Espírito Santo	50.304	20/11/2005	37.114	30/05/2008 a 30/04/2018	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx. adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.			-	8	1.563		1.571										
Eletrobras LPT - ECFS 181/07	EDP Espírito Santo	75.764	25/06/2007	44.821	30/04/2010 a 30/04/2020	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx. adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	4.529	1.510	6.039	55	4.907	6.039	11.001										
Eletrobras LPT - ECFS 258/09	EDP Espírito Santo	56.737	28/08/2009	20.687	30/01/2012 a 30/12/2021	Programa Luz para Todos		5% a.a. + 1,5% a.a. (tx. adm.)	Principal e Juros mensais	a. Notas Promissórias; b. Garantia em recebíveis.	1.702	3.404	5.106	35	1.844	5.106	6.985										
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	200.000	08/05/2014	200.000	08/05/2014 a 14/05/2018	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida Bruta em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	85% do CDI + 1,0625%	Principal anual a partir de maio/2016 e Juros trimestrais	Nota Promissória			-	694	66.667		67.361										
Banco Citibank - Cédula de Câmbio	EDP Espírito Santo	100.000	29/05/2015	100.000	29/05/2015 a 29/05/2019	Alongamento da dívida e financiamento de capital de giro.	Dívida líquida em relação ao EBITDA Ajustado(i) menor ou igual a 3,5, apurado semestralmente em Junho e Dezembro.	85% do CDI + 1,19%	Principal anual a partir de maio/2018 e Juros trimestrais	Nota Promissória	317	50.000	50.317	684	50.000	50.000	100.684</										

## NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

### 27.2 Movimentação dos empréstimos e financiamentos

	Consolidado								
	Valor líquido em 31/12/2017	Ingressos	Pagamentos	Juros provisionados	Ajuste a Transfe-rências	Ajuste a valor de mercado presente	Amortização do custo de transação e cambial	Varição monetária e cambial	Valor líquido em 31/12/2018
<b>Circulante</b>									
Principal	451.027	279.115	(676.433)		731.344	2.042		7.664	794.759
Juros	23.291		(175.543)	178.004	8.466			887	35.105
Custo de Transação	(1.391)	(1.702)			(3.801)		4.054		(2.840)
Swap	599		(3.086)		7.778	669		(7.160)	(21.855)
	<b>473.526</b>	<b>277.413</b>	<b>(855.062)</b>	<b>185.782</b>	<b>715.354</b>	<b>2.711</b>	<b>-</b>	<b>4.054</b>	<b>805.169</b>
<b>Não circulante</b>									
Principal	1.989.904	407.986			(731.344)	(1.524)		49.555	1.717.080
Juros	30.695			15.291	(8.466)	2.121		148	39.789
Custo de Transação	(10.587)				3.801				(6.786)
Swap	11.720				20.655	278		(32.653)	-
	<b>2.021.732</b>	<b>407.986</b>	<b>-</b>	<b>15.291</b>	<b>(715.354)</b>	<b>(1.246)</b>	<b>4.624</b>	<b>-</b>	<b>1.750.083</b>

### 27.3 Vencimento das parcelas

Vencimento	Consolidado			
	Nacional	Estrangeira	Derivativos	Total
<b>Circulante</b>				
2019	613.748	213.276	(21.855)	805.169
	<b>613.748</b>	<b>213.276</b>	<b>(21.855)</b>	<b>805.169</b>
<b>Não circulante</b>				
2020	493.106			493.106
2021	288.484			288.484
2022	272.493			272.493
2023	227.013			227.013
2024 até 2028	432.768			432.768
2029 até 2039	36.219			36.219
	<b>1.750.083</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.750.083</b>
<b>Total</b>	<b>2.363.831</b>	<b>213.276</b>	<b>(21.855)</b>	<b>2.555.252</b>

### 28 Benefícios pós-emprego

A Companhia e determinadas controladas mantêm planos de suplementação de aposentadoria e pensão em favor dos colaboradores e ex-colaboradores e outros benefícios pós-emprego, compostos por assistência médica, seguro de vida, Auxílio de Incentivo a Aposentadoria - AIA e outros benefícios a aposentados.

Conforme estabelecido pela Deliberação CVM nº 695/12, a contabilização dos passivos oriundos de Benefícios pós-emprego, deve ocorrer com base nas regras estabelecidas no CPC 33 (R1). Para atendimento a essa exigência a Companhia e suas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest e Investco contrataram atuários independentes, para realização de avaliação atuarial desses benefícios, segundo o Método do Crédito Unitário Projetado, sendo a última efetuada para a data-base de 31 de dezembro de 2018.

A Companhia e suas controladas reconhecem as obrigações dos planos de benefício definido se o valor presente da obrigação, na data da demonstração financeira, é maior que o valor justo dos ativos do plano. Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de Benefício definido são reconhecidos no exercício em que ocorrem diretamente no Patrimônio Líquido na rubrica Outros resultados abrangentes. Os custos com serviços passados são reconhecidos no exercício em que ocorrem, integralmente no resultado na rubrica de Pessoal, e o resultado financeiro do benefício é calculado sobre o déficit/superávit atuarial utilizando a taxa de desconto do laudo vigente.

Para os casos em que o plano se torne superavitário e exista a necessidade de reconhecimento de um ativo, tal reconhecimento é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos ou reduções futuras nas contribuições ao plano, conforme legislação vigente e regulamento do plano.

As obrigações dos planos do tipo Contribuição definida são reconhecidas como despesa de pessoal no resultado do exercício em que os serviços são prestados.

	Consolidado			
	Circulante	Não circulante		
PSAP Bandeirante				
Programas assistenciais				
Auxílio Incentivo à aposentadoria - AIA				
Assistência médica e seguro de vida				
Contribuição definida	13	119	27	149
	<b>13</b>	<b>49.442</b>	<b>45.573</b>	<b>723.788</b>
				<b>768.795</b>

### 28.1 Planos de suplementação de aposentadoria e pensão

São administrados pela EnerPrev, entidade fechada de previdência complementar patrocinada pelas empresas do Grupo EDP - Energias do Brasil e cadastrados no Cadastro Nacional dos Planos de Benefícios - CNPB na Superintendência Nacional de Previdência Complementar - PREVIC. Tem por finalidade gerir e administrar um conjunto de planos de benefícios previdenciários em favor dos colaboradores e ex-colaboradores da Companhia e de suas controladas, sendo assegurados os direitos e deveres dos participantes, assistidos e pensionistas, previstos nos regulamentos.

Em 31 de dezembro de 2017 a Energest possuía planos de suplementação de aposentadoria e pensão, geridos pela Fundação Enerusil, entidade fechada de previdência privada, sem fins lucrativos. Contudo, durante o exercício de 2018, a Energest realizou a retirada do patrocínio dos planos, liquidando de forma antecipada todas suas obrigações correspondentes aos mesmos.

#### 28.1.1 Planos de Benefício definido e Contribuição variável

##### EDP São Paulo

Os planos estão estruturados na modalidade "Salgado, Benefício definido e Contribuição variável", encontram-se fechados para novas adesões, e possuem as seguintes características:

(i) Plano PSAP Bandeirante - Grupo de Custeio BSPS: Corresponde aos benefícios proporcionais dos empregados, calculados com base no tempo de serviço até março de 1998, enquanto esteve vigente. Possui a característica do tipo Benefício definido, que concede Benefício salgado, na forma de renda vitalícia reversível em pensão, aos participantes inscritos até 31 de março de 1998, de valor definido em função da proporção do tempo de serviço passado acumulado até a referida data, a partir do cumprimento dos requisitos regulamentares de concessão. A responsabilidade total pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é da EDP São Paulo; e

(ii) Plano PSAP Bandeirante - Grupos de Custeio BD e CV:

• Grupo de Custeio BD - vigente após 31 de março de 1998: Plano do tipo Benefício definido, que concede renda vitalícia reversível em pensão, relativamente ao tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998, na base de 70% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade. No caso de morte em atividade e de entrada em invalidez, os benefícios incorporam todo o tempo de serviço passado (inclusive o acumulado até 31 de março de 1998) e, portanto, não incluem apenas o tempo de serviço passado acumulado após 31 de março de 1998. A responsabilidade pela cobertura das insuficiências atuariais desse plano, apuradas pelo atuário da EnerPrev, é paritária entre a EDP São Paulo e os participantes.

• Grupo de Custeio CV: Implantado junto com a modalidade BD vigente após 31 de março de 1998 que, até a concessão da renda (vitalícia ou financeira), reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para a EDP São Paulo. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é que o plano previdenciário passa a ser do tipo Benefício definido e, portanto, passa a gerar responsabilidade atuarial à EDP São Paulo. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando, neste caso, responsabilidade atuarial para a EDP São Paulo.

A EDP São Paulo contribuiu para estes grupos de custeio, no exercício, com o montante de R\$2.706 (R\$2.889 em 2017).

##### EDP Espírito Santo

• Plano Escelsos I estruturado na modalidade de Benefício definido (vigente para adesões até 31 de maio de 1998): O Plano de custeio é sustentado por contribuições da patrocinadora, que correspondem ao dobro das contribuições dos participantes limitado a 7% da folha de salários. Concede renda vitalícia reversível em pensão, na base de até 100% da média salarial mensal real, referente aos últimos 36 meses de atividade.

##### EDP Espírito Santo e Energest

• Plano Escelsos II estruturado na modalidade de Contribuição variável (vigente para adesões até 1º de novembro de 2006): O Plano de custeio é sustentado paritariamente por contribuições da patrocinadora e do participante, conforme o regulamento do plano. É um plano previdenciário que, até a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, é do tipo Contribuição variável, não gerando qualquer responsabilidade atuarial para as controladas. Somente após a concessão da renda vitalícia, reversível (ou não) em pensão, se for essa a escolha do participante, é que o plano previdenciário pode passar a ser do tipo Benefício definido e, portanto, gerando responsabilidade atuarial às controladas. O participante pode escolher também a opção de renda financeira, não gerando responsabilidade atuarial para as controladas.

#### 28.1.1.1 Avaliação atuarial

Uma série de premissas podem ter sua realização diferente do calculado na avaliação atuarial devido a fatores como mudanças nas premissas econômicas ou demográficas e mudanças nas disposições dos planos ou da legislação aplicável a planos de previdência.

As obrigações dos planos são calculadas utilizando uma taxa de desconto que é estabelecida com base na rentabilidade de títulos do governo do tipo NTN-B. Desta forma, caso a rentabilidade dos ativos dos planos seja diferente da rentabilidade da NTN-B, haverá um ganho ou perda atuarial aumentando ou diminuindo o déficit/superávit atuarial destes benefícios.

As práticas de investimento dos planos se pautam pela busca e manutenção de ativos líquidos e dotados de rentabilidade necessária para cumprir estas obrigações no curto, médio e longo prazo, mantendo um equilíbrio entre os ativos e os compromissos do passivo com o objetivo de gerar uma liquidez compatível com o crescimento e a proteção do capital, visando garantir o equilíbrio de longo prazo entre os ativos e as necessidades ditadas pelos fluxos atuariais futuros.

Para a EDP São Paulo, a revisão da avaliação atuarial realizada em 31 de dezembro de 2018 demonstrou, para cada grupo de custeio do plano PSAP Bandeirante (BSPS, BD e CV), os seguintes resultados: (i) uma posição superavitária para a submassa de custeio BD no montante de R\$1.158; (ii) uma posição deficitária para as submassas de custeio CV e BSPS nos montantes de R\$2.027 e R\$60.800 respectivamente. Em relação à submassa CV, o efeito do ativo líquido das obrigações tem efeito nulo, resultando em um montante líquido deficitário de R\$61.669 (Nota 28.1.1.9).

Para a EDP Espírito Santo e para a Energest, a revisão da avaliação atuarial realizada na data-base 31 de dezembro de 2018 demonstrou que, nos Planos do tipo Benefício definido, o valor presente das obrigações atuariais, líquido do valor justo dos ativos, apresentava-se superavitário. Todavia, este superávit possui restrição no seu reconhecimento decorrente de premissas atuariais estabelecidas no CPC 33 (R1).

#### 28.1.1.2 Conciliação dos ativos e passivos atuariais

##### EDP São Paulo

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Passivo
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(799.511)	872.429	(100.313)	(27.395)
Custo do serviço corrente	2.424			2.424
Custo dos juros	(80.985)	89.036	(10.403)	(2.352)
Ganhos/(perdas) atuariais reconhecidos no PL	(69.652)	15.878	12.674	(41.100)
Contribuições pagas pela Companhia	40	6.754		6.754
Contribuições pagas pelos empregados	(2.836)	2.836		-
Benefícios pagos pelo plano	50.690	(50.690)		-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<b>(899.870)</b>	<b>936.243</b>	<b>(98.042)</b>	<b>(61.669)</b>

A perda atuarial de R\$41.100 no valor presente das obrigações, apurado na avaliação atuarial efetuada em 31 de dezembro de 2018, foi decorrente, principalmente, de redução na taxa de desconto.

As contribuições da EDP São Paulo esperadas para este plano para o exercício de 2019 são de R\$7.660.

O saldo de perda atuarial em 31 de dezembro de 2018, líquido de Imposto de renda e Contribuição social, é de R\$98.128 (perda atuarial de R\$71.002 em 31 de dezembro de 2017).

##### EDP Espírito Santo

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(151.916)	273.247	(122.494)	496
Custo do serviço corrente	(137)			(137)
Custo dos juros	(19.001)	32.286	(13.379)	(94)
Ganhos/(perdas) atuariais	(5.531)	(4.096)	9.644	17
Contribuições pagas pelos empregados	40	(17.978)		40
Benefícios pagos pelo plano	17.978	(17.978)		-
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<b>(158.567)</b>	<b>283.459</b>	<b>(126.229)</b>	<b>322</b>

Por situação superavitária, são esperadas compensações das contribuições da EDP Espírito Santo para estes benefícios o exercício de 2019 de R\$2.512. Para estes planos o saldo de perda atuarial líquido de imposto de renda e contribuição social em 31 de dezembro de 2018 é de R\$1.150 (perda atuarial de R\$1.161 em 31 de dezembro de 2017).

##### Energest

	Valor presente das obrigações do plano	Valor justo dos ativos do plano	Restrições de reconhecimento do ativo	Ativo reconhecido
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(1.675)	2.392	(717)	4
Custo do serviço corrente	(4)			(4)
Custo dos juros	(14)	20	(11)	(5)
Custo especial por término de benefício	1.574	(2.206)	630	(2)
Ganhos/(perdas) atuariais	26			26
Saldo em 31 de dezembro de 2018	<b>(93)</b>	<b>206</b>	<b>(98)</b>	<b>15</b>

As contribuições esperadas da Energest para estes benefícios para o exercício de 2019 são de R\$57.

#### 28.1.1.3 Vencimentos dos planos de benefício

Os vencimentos dos planos de benefício, calculado nas avaliações atuariais, consideram o seguinte fluxo futuro de pagamentos de benefícios para os próximos 10 anos:

Vencimento	EDP São Paulo			EDP Espírito Santo			Energest		
	Nota	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
<b>Circulante</b>									
2019				53.659	12.092	4.642			1
				<b>53.659</b>	<b>12.092</b>	<b>4.642</b>			<b>1</b>
<b>Não circulante</b>									
2020				56.680	12.336	4.823			2
2021				60.210	12.557	5.003			3
2022				63.279	12.750	5.180			3
2023				66.735	12.914	5.353			4
2024 a 2028				389.418	65.698	29.179			36
				<b>636.322</b>	<b>116.255</b>	<b>49.538</b>			<b>48</b>
<b>Total</b>				<b>689.981</b>	<b>128.347</b>	<b>54.180</b>			<b>49</b>

#### 28.1.1.4 Despesas líquidas

Os efeitos da revisão das avaliações atuariais reconhecidos no resultado e em outros resultados abrangentes, ambos em contrapartida a rubrica de Benefícios pós-emprego são os seguintes:

	Nota	EDP São Paulo		EDP Espírito Santo		Energest	
		2018	2017	2018	2017	2018	2017
Custo do serviço							
Custo do serviço corrente		1.073	1.199	137	134	4	16
Custo dos juros	36	2.352	(805)	94	156	5	4
Contribuições esperadas dos empregados		(3.497)	(3.963)	(40)	(28)		
<b>Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos no resultado</b>		<b>(72)</b>	<b>(3.569)</b>	<b>191</b>	<b>262</b>	<b>9</b>	<b>20</b>
Remuneração do valor líquido do passado de benefício definido							
Retorno sobre ativos do plano (excluindo valores incluídos em despesa financeira líquida)		(15.878)	(7.578)	4.096	8.088	(14)	624
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas demográficas			(413)	(968)			
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança de experiência		26.598	(31.651)	819	(23.492)	(16)	(330)
(Ganhos) e perdas atuariais decorrentes de mudança em premissas financeiras		43.054	66.452	5.680	11.657	12	147
Ajustes a restrições ao ativo de benefício definido		(12.674)	11.003	(9.644)	3.032	(8)	(461)
<b>Componentes de custos de benefícios definidos reconhecidos em outros resultados abrangentes</b>		<b>41.100</b>	<b>37.813</b>	<b>(17)</b>	<b>(715)</b>	<b>(26)</b>	<b>(20)</b>
<b>Total</b>		<b>41.028</b>	<b>34.244</b>	<b>174</b>	<b>(453)</b>	<b>(17)</b>	<b>-</b>

### 28.1.1.5 Classes de ativos

As principais classes de ativos dos planos estão segregadas conforme a seguir:

Classe de ativo	Mercado Ativo	EDP São Paulo		EDP Espírito Santo		Energest	
		31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Títulos de dívida	Cotado	95,83%	78,25%	94,54%	94,12%	87,80%	91,56%
Ações	Cotado	3,21%	20,66%	4,55%	4,89%	11,08%	4,89%
Imóveis	Cotado	0,96%	0,24%	0,91%	0,57%	1,12%	2,05%
Outros	Não cotado		0,85%		0,42%		1,50%
<b>Total</b>		<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

Em 31 de dezembro de 2017, os títulos de dívida incluíam debêntures emitidas pela Companhia que, avaliados pelo valor justo, representavam os seguintes montantes:

	31/12/2017			
	EDP São Paulo	EDP Espírito Santo	Energest	Total
Debêntures não conversíveis			388	10 398
<b>Total</b>			<b>388</b>	<b>10 398</b>

Em 31 de dezembro de 2018, dentre os investimentos realizados em ações, encontram-se ações da Companhia nos seguintes montantes:

	31/12/2018			
	PSAP	Plano II		Total
Ações - EDP - Energias do Brasil				
<b>Total</b>	<b>86</b>	<b>63</b>	<b>1</b>	<b>150</b>

**NOTAS EXPLICATIVAS  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**28.2.7 Premissas**

As principais premissas utilizadas nas avaliações atuariais foram as seguintes:

	EDP Espírito Santo			
	2018			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
<b>Econômicas</b>				
Taxa de desconto - nominal	9,83% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.
Crescimentos salariais futuros	5,40% a.a.	n/a	5,40% a.a.	5,40% a.a.
Crescimento dos planos de benefícios	4,52% a.a.	n/a	4,52% a.a.	4,52% a.a.
		Custos Médicos: 10,79% a.a. em 2019, reduzindo linearmente para 6,61% a.a. até 2027;		
		Custos de farmácia e odontológicos: 4,52% a.a.		n/a
			4,52% a.a.	4,52% a.a.
		Custos médicos: 3,5% a.a.		
Fator de envelhecimento	n/a	Custos de farmácia e odontológicos: n/a.		n/a
<b>Demográficas</b>				
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
	Generational	Generational	Generational	Generational
	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	Disabled	Disabled	Disabled	Disabled
	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85
	Class 1	Class 1	Class 1	Class 1
Tábua de entrada em invalidez				

	EDP Espírito Santo			
	2017			
	AIA	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
<b>Econômicas</b>				
Taxa de desconto - nominal	10,34% a.a.	10,34% a.a.	10,34% a.a.	10,34% a.a.
Crescimentos salariais futuros	5,14% a.a.	n/a	n/a	n/a
Crescimento dos planos de benefícios	4,65% a.a.	n/a	4,65% a.a.	4,65% a.a.
		10,92% a.a. em 2018, reduzindo linearmente para 6,74% a.a. até 2027		
			4,65% a.a.	4,65% a.a.
Fator de envelhecimento	n/a	3,50% a.a.		n/a
<b>Demográficas</b>				
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
	Generational	Generational	Generational	Generational
	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	Disabled	Disabled	Disabled	Disabled
	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85
	Class 1	Class 1	Class 1	Class 1
Tábua de entrada em invalidez				

**29.1 Conta de desenvolvimento energético - CDE**

Referem-se aos valores a repassar à CDE, anuídos pela ANEEL, conforme demonstrado na tabela abaixo:

	EDP São Paulo		Competência	EDP Espírito Santo		Competência
	Montante total	Valor cota mensal		Montante total	Valor cota mensal	
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 1.863/15</b> CDE - Energia (Conta ACR) (*)	357.750	19.875	Outubro de 2015 a Março de 2017	252.560	12.628	Agosto de 2015 a Março de 2017
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.231/17</b> CDE - Energia (Conta ACR) (*)	699.504	16.172	Abril de 2017 a Março de 2018	444.216	10.270	Abril de 2017 a Março de 2018
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.202/17</b> CDE - Energia	117.204	21.060	Abril de 2018 a Março de 2020	13.374	13.374	Abril de 2018 a Março de 2020
<b>Resolução Homologatória - ANEEL nº 2.446/18</b>		9.767	Outubro de 2017 a Setembro de 2018	91.159	7.597	Agosto de 2017 a Julho de 2018
		24.892	Janeiro de 2018		13.978	Janeiro de 2018
CDE - Encargo de uso	495.654	53.750	Fevereiro de 2018	277.198	30.182	Fevereiro de 2018
		34.148	Março de 2018 a Agosto de 2018		19.063	Março de 2018 a Agosto de 2018
CDE - Energia	120.562	53.031	Setembro de 2018 a Dezembro de 2018	93.771	29.665	Setembro de 2018 a Dezembro de 2018
		10.047	Outubro de 2018 a Setembro de 2019		7.814	Agosto de 2018 a Julho de 2019

(\*) A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.231/17 revogou os montantes da Resolução ANEEL nº 1.863/15, a partir da competência de abril de 2017, uma vez que foiapurado pela CCEE que o índice de reserva de liquidez do fundo estava superior ao exigido pelos contratos de financiamento. Assim, em prol da modicidade tarifária, a ANEEL aprovou a redução das quotas mensais do encargo no período de abril de 2017 a março de 2018.

**29.2 Pesquisa e desenvolvimento - P&D e Programa de eficiência energética - PEE**

Os valores das obrigações a serem aplicadas nos programas de P&D e PEE registrados pelas controladas, são apurados nos termos da legislação setorial dos contratos de concessão de energia elétrica. As controladas têm a obrigação de aplicar 1% da Receita operacional líquida ajustada em conformidade com os critérios definidos pela ANEEL, registrando mensalmente, por competência, o valor da obrigação. Esse passivo é atualizado mensalmente pela variação da taxa SELIC até o mês de realização dos gastos e baixados conforme sua realização. Os programas de P&D são regulamentados por meio das Resoluções Normativas ANEEL nº 316/08, aplicada até setembro de 2012, alterada pela Resolução Normativa nº 504/12, e os programas de PEE são regulamentados por meio das Resoluções nº 300/08, aplicada até maio de 2013, alterada pela Resolução Normativa nº 556/13. O saldo líquido em 31 de dezembro de 2018 no montante de R\$78.225 (R\$81.984 em 31 de dezembro de 2017), contempla a dedução dos gastos efetuados com os serviços em curso referentes à esses programas.

**29.3 Bandeiras tarifárias**

A partir de 1º de janeiro de 2015, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 547 de 16 de abril de 2013, entrou em vigor o Sistema de Bandeiras Tarifárias. Este mecanismo tem como objetivo sinalizar aos consumidores os custos da geração de energia elétrica de cada mês, sendo dividido em 3 bandeiras: verde, amarela e vermelha. A cada mês, as condições de operação do sistema são reavaliadas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que define a melhor estratégia de geração de energia para atendimento da demanda. A partir dessa avaliação, define-se as térmicas que deverão ser acionadas.

A bandeira verde indica que o custo para geração de energia está no patamar normal, não sendo necessário nenhum acréscimo no valor das tarifas de energia. Já as bandeiras amarela e vermelha sinalizam que o custo da geração de energia está aumentando, sendo aplicado um adicional ao valor da tarifa de energia.

A partir de 1º de fevereiro de 2016, conforme estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 2.016/16, se o custo variável da última usina a ser despachada pelo ONS: (i) fosse menor que R\$211,28/MWh, então a bandeira era verde; (ii) se estivesse entre R\$211,28/MWh e R\$422,56/MWh, a bandeira era amarela; (iii) se estivesse entre R\$422,56/MWh e R\$610,00/MWh, a bandeira era vermelha - patamar 1; e (iv) se fosse maior que R\$610,00/MWh, a bandeira era vermelha - patamar 2. A Resolução Homologatória ANEEL nº 2.203/17, havia mantido as faixas de acionamento para o exercício de 2018.

Em 26 de outubro de 2017 a ANEEL apresentou a proposta de aprimoramento da metodologia das bandeiras tarifárias, por meio da audiência pública nº 61/17, propondo mudanças nos valores cobrados dos consumidores e inclusão de novos critérios no cálculo, como os custos que estão relacionados com o déficit hídrico.

Com a hidrologia desfavorável, a diretoria da ANEEL votou por implementar a sistemática proposta na audiência pública, em caráter excepcional, a partir do mês de novembro de 2017, antecipando a alteração no valor das bandeiras tarifárias previsto para ocorrer apenas em 2018, diante da relevante perspectiva de aprimoramento nela embutida e de sua potencial repercussão positiva sobre o acionamento das bandeiras tarifárias no curto prazo. Desta forma, a ANEEL elevou o valor adicional cobrado da bandeira vermelha - patamar 2 para R\$5,00 para cada 100 KWh. No caso da bandeira amarela, o adicional de cobrança reduziu para R\$1,00 a cada 100 kWh. Já a bandeira vermelha - patamar 1 manteve a cobrança adicional em R\$3,00 a cada 100 kWh consumidos.

Em 24 de abril de 2018 a ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 2.392, estabeleceu os novos critérios de acionamento das bandeiras tarifárias. A definição das faixas de acionamento observará limiares de risco hidrológico definidos segundo o histórico operativo do Sistema Interligado Nacional (SIN). A métrica de acionamento passa a levar em conta a definição de custo do risco hidrológico, onde há relação indireta entre a profundidade do déficit de geração hidráulica (GSF) e o preço da energia elétrica de curto prazo (PLD).

A composição dessas duas variáveis, em sistemática de galitão, faz com que a arrecadação prevista com as bandeiras tarifárias se aproxime mais dos custos incorridos. A referida Resolução Homologatória manteve os valores de adicionais das bandeiras amarela e vermelha que haviam sido definidos pela diretoria da ANEEL em novembro/2017.

A partir de 2019, a regra de acionamento e do tratamento da cobertura tarifária será reavaliada com base no calendário hidrológico, em abril, final do período úmido.

Desta forma, o saldo relativo às bandeiras tarifárias refere-se aos valores a repassar à Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT, gerida pela CCEE, provenientes da diferença entre os valores faturados líquidos de ICMS e os valores estimados não faturados, a título de bandeiras tarifárias, deduzidos de parte dos sobrecustos de energia e encargos. Esses recursos são alocados para a cobertura de custos não previstos nas tarifas das diversas distribuidoras do país. O valor homologado mensalmente pela ANEEL a repassar ou a ressarcir é a diferença entre o montante cobrado dos clientes e os sobrecustos referentes a: (i) Segurança Energética do Encargo de Serviço do Sistema - ESS; (ii) despacho térmico; (iii) risco hidrológico; (iv) cotas de Itaipu; (v) exposição ao mercado de curto prazo; e (vi) excedente da Conta de Energia de Reserva - CONER. Os eventuais custos não cobertos pela receita são considerados no processo tarifário subsequente. As bandeiras tarifárias aplicadas em 2018 foram:

Bandeiras	Meses
Verde	Janeiro, Fevereiro, Março, Abril e Dezembro
Amarela	Maio e Novembro
Vermelha - patamar 2	Junho, Julho, Agosto, Setembro e Outubro

**30 Uso do Bem Público - UBP**

O UBP corresponde aos valores estabelecidos nos contratos de concessão com contraprestação ao direito de exploração dos aproveitamentos hidrelétricos e sistemas de transmissão associados das controladas Enerpeixe e Investco calculados até o final dos contratos de concessão ou outro período pré-estabelecido, e reconhecidos a valor presente.

O UBP será pago ao longo do período da concessão a partir da entrada em operação comercial ou da entrega da energia objeto de Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, o que ocorrer primeiro, conforme previsto nos contratos de Concessão ou outro, outro prazo quando indicado no contrato de Concessão para os empreendimentos em operação que tiveram a sua modalidade alterada para concessão onerosa.

	Consolidado						
	Saldo em 31/12/2018	Saldo em 31/12/2017	Usina	Valor anual da parcela	Taxa de Juros	Taxa de Desconto	Prazo de Amortização
Investco	49.296	47.597	UHE Luiz Eduardo Magalhães	1.045	IGP-M	6,00%	2032
Enerpeixe	264.816	254.360	UHE Peixe Angical	6.800	IGP-M	6,00%	2036
EDP PCH		2.618	UHE Sulça	675	IPCA	6,92%	2019
			PCHs Alegre, Fruteiras, Jucu e Rio Bonito	647			
	<b>314.112</b>	<b>304.575</b>					

O valor justo total das obrigações relacionadas com o UBP, foram registrados em contrapartida do Intangível (Nota 24.1.3) no reconhecimento inicial. A provisão do pagamento do UBP foi reconhecida de acordo com o CPC 25 e está ajustada ao valor presente.

Segue abaixo movimentação do exercício:

	Consolidado				
	Saldo em 31/12/2017	Ajuste a Valor Presente	Encargos e atualizações monetárias	Transferência para Ativo Mantido para Venda	Saldo em 31/12/2018
<b>Circulante</b>					
Uso do Bem Público	29.224	(22)	1.088	(28.296)	27.444
	<b>29.224</b>	<b>(22)</b>	<b>1.088</b>	<b>(28.296)</b>	<b>27.444</b>
<b>Não circulante</b>					
Uso do Bem Público	275.351	(401)	38.201	(27.444)	285.707
	<b>275.351</b>	<b>(401)</b>	<b>38.201</b>	<b>(27.444)</b>	<b>285.707</b>

**31 Ressarcimento por indisponibilidade**

O saldo refere-se à provisão da controlada Porto do Pecém para ressarcimento dos períodos os quais a usina não estava disponível quando despachada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS. A provisão é reconhecida pelo montante estimado referente à expectativa futura de ressarcimento ao sistema, com base na média móvel da indisponibilidade da usina dos últimos 60 meses incorridos. A reversão da provisão no exercício decorre do aumento da disponibilidade operacional da usina.

Por se tratar de uma soma de fluxos de desembolsos futuros devidos pela usina pela sua indisponibilidade inferior à referência do leilão, cujos valores são precificados via diferença entre o Preço de Liquidação das Diferenças - PLD e o Custo Variável Unitário - CVU, a provisão pode variar positiva ou negativamente em função das variações na provisão do Fator de Indisponibilidade - FID, que representa a relação entre a média dos últimos 60 meses das indisponibilidades da usina pela sua disponibilidade de referência definida, PLD e CVU de 60 meses à frente, de maneira diretamente proporcional. A movimentação da rubrica no exercício é a seguinte:

	Consolidado			
	Saldo em 31/12/2017	Provisão (Reversão)	Pagamentos	Saldo em 31/12/2018
Provisão (60 meses)	31.623	(31.623)	-	-
Ressarcimento	59.422	11.522	(6.410)	64.534
	<b>91.045</b>	<b>(20.101)</b>	<b>(6.410)</b>	<b>64.534</b>
Circulante	70.796	-	-	64.534
Não circulante	20.249	-	-	-

A ANEEL, por meio do Ofício nº252/2016 - SRG/ANEEL, revisou o Fator de Indisponibilidade - FID da controlada Porto do Pecém. Em 2018 a CCEE recalculou os ressarcimentos realizados pela Porto do Pecém entre janeiro de 2016 e dezembro de 2017, considerando a alteração do FID, resultando em um ressarcimento para a Porto do Pecém, devidamente corrigido, no montante de R\$89.146 recebido entre os meses de março e novembro de 2018, em contrapartida da rubrica Ressarcimento por Indisponibilidade na Receita.

	Energest					
	2018		2017			
	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados	Assistência Médica	Seguro de Vida	Outros benefícios a aposentados
<b>Econômicas</b>						
Taxa de desconto - nominal	9,83% a.a.	9,83% a.a.	9,83% a.a.	10,34% a.a.	10,34% a.a.	10,34% a.a.
Crescimentos salariais futuros	n/a	n/a	5,4% a.a.	n/a	n/a	n/a
Crescimento dos planos de benefícios	n/a	4,52% a.a.	4,52% a.a.	n/a	4,65% a.a.	4,65% a.a.
		10,79% a.a. em 2019, reduzindo linearmente para 6,61% a.a. até 2028			10,92% a.a. em 2018, reduzindo linearmente para 6,74% a.a. até 2027	
			4,52% a.a.			4,65% a.a.
Fator de envelhecimento	3,50% a.a.	n/a	n/a	3,50% a.a.	n/a	n/a
<b>Demográficas</b>						
Tábua de mortalidade	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
	Generational	Generational	Generational	Generational	Generational	Generational
	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000	RP 2000
Tábua de mortalidade de inválidos	Disabled	Disabled	Disabled	Disabled	Disabled	Disabled
	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85	Wyatt 85
	Class 1	Class 1	Class 1	Class 1	Class 1	Class 1
Tábua de entrada em invalidez						

**29 Encargos setoriais**

As obrigações a recolher, referem-se a encargos estabelecidos pela legislação do setor elétrico, como segue:

	Consolidado						
	Saldo em Nota 31/12/2017	Adições (Reversões)	Atualização Monetária	Pagamentos	Ressarcimento CCRBT	Transferência para Venda	Saldo em 31/12/2018
Quota de reserva global de reversão - RGR		77	2.851	(1.706)	(982)		240
Conta de desenvolvimento energético - CDE	29.1 e 34	91.080	1.371.603	(1.410.916)			5.767
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	34	5.122	27.692	(27.361)		(141)	5.122
Encargos tarifários (ECE/EAEEE)	8.3	31.407	86	(65)			31.428
Pesquisa e desenvolvimento e Programa de eficiência energética (P&D e PEE)	29.2 e 34	81.984	97.405	4.196	(104.486)	(16)	(858)
Bandeiras tarifárias (CCRBT)	9, 29.3 e 34	11.188	(15.339)	(11.386)	11.753	3.784	(28)
Outros encargos		1.235	12.548	(11.848)			1.907
<b>Total</b>		<b>222.093</b>	<b>1.496.846</b>	<b>4.196</b>	<b>(1.567.768)</b>	<b>11.753</b>	<b>2.786</b>
Circulante		211.109	10.984				154.262
Não circulante		10.984					14.617
<b>Total</b>		<b>222.093</b>					<b>168.879</b>

Em decorrência da revisão do FID a controlada Porto do Pecém reavaliou o eventual montante a ser ressarcido às distribuidoras (Provisão (60 meses)) e reverteu a totalidade do saldo de 31 de dezembro de 2017 em contrapartida da rubrica Ressarcimento por Indisponibilidade na Receita.

**32 Provisões**

	Controladora		Consolidado				
	Não circulante		Circulante		Não circulante		
	Nota	31/12/2018	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017	
Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórias	32.1	13.729	12.647	15.499	12.290	352.504	284.955
Licenças Ambientais	32.2			8.370	10.799	16.692	24.711
Desmantelamento	32.3					8.613	8.898
Contraprestação contingente				6.002	6.810	9.283	14.865
<b>Total</b>		<b>13.729</b>	<b>12.647</b>	<b>29.871</b>	<b>29.899</b>	<b>387.092</b>	<b>333.429</b>

As provisões são reconhecidas no balanço em decorrência de um evento passado, quando é provável que um recurso econômico seja requerido para saldar a obrigação e que possa ser estimada de maneira confiável. As provisões são registradas com base nas melhores estimativas do risco envolvido.

**32.1 Provisões cíveis, fiscais, trabalhistas, regulatórias e depósitos vinculados a litígios**

A Companhia e suas controladas são partes em ações judiciais e processos administrativos perante diversos tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das operações, envolvendo questões tributárias, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. As obrigações são mensuradas pela melhor estimativa da Administração para o desembolso que seria exigido para liquidá-las na data nas demonstrações financeiras. São atualizadas monetariamente mensalmente por diversos índices, de acordo com a natureza da provisão, e são revistas periodicamente com o auxílio dos assessores jurídicos.

**32.1.1 Risco de perda provável**

A Administração da Companhia e de suas controladas, com base em informações de seus assessores jurídicos e na análise das demandas judiciais pendentes, constituíram provisão em montante considerado suficiente para cobrir as perdas estimadas como prováveis para as ações em

## NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

	<b>Controladora</b>				<b>Consolidado</b>			
			<b>Ativo</b>				<b>Ativo</b>	
	<b>Saldo em</b>	<b>Depósito Judicial</b>	<b>Saldo em</b>	<b>Depósito Judicial</b>	<b>Saldo em</b>	<b>Depósito Judicial</b>	<b>Saldo em</b>	<b>Depósito Judicial</b>
	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>	<b>31/12/2018</b>	<b>31/12/2017</b>
Trabalhistas	8.704	7.040	7	110.325	104.200	7.775	6.190	6.190
Cíveis	38.480	34.666	336	213	876.536	806.791	17.381	16.225
Fiscais	48.554	47.169	3.005	2.908	1.614.135	1.359.805	54.857	42.447
Regulatórios					15.673	8.670	552	552
<b>Total</b>	<b>95.738</b>	<b>88.875</b>	<b>3.341</b>	<b>3.128</b>	<b>2.616.669</b>	<b>2.279.466</b>	<b>80.565</b>	<b>65.414</b>

Dentre as principais causas com risco de perda avaliadas como possível, destacam-se as seguintes:

### 32.1.2.1 Trabalhistas

**EDP - Energias do Brasil, EDP Espírito Santo, EDP São Paulo, Energest, Porto do Pecém, EDP Soluções e Enerpeixe** Referem-se a diversas ações que, de maneira geral, versam sobre horas extras, equiparação salarial, responsabilidade subsidiária/solidária envolvendo empresas prestadoras de serviços, indenização por danos morais/materiais decorrentes de doenças/acidentes de trabalho, dentre outros.

### 32.1.2.2 Cíveis

#### EDP - Energias do Brasil

• Processo nº 1109675-81.2014.8.26.0100, em trâmite na 20ª Vara Cível do Foro Central da Comarca de São Paulo, movido pela Montcalm Montagens Industriais S.A. contra as empresas MABE Construção e Administração de Projetos LTDA, Pecém II Geração de Energia S.A, Eneva S.A. e EDP - Energias do Brasil, que discute suposto desequilíbrio contratual em subcontratação realizada pela MABE, para prestação de serviços de montagem de equipamento relacionadas à implantação da UTE Pecém II, empresa do grupo econômico da Eneva S.A.. A Montcalm, alega que as empresas possuem responsabilidade subsidiária pelos inadimplementos contratuais, em razão de suposta sucessão contratual e sucessão empresarial. Atualmente o processo encontra-se em fase pericial. O valor estimado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$35.349 (R\$30.153 em 31 de dezembro de 2017).

#### Energest, Lajeado, Investco, Enerpeixe e Porto do Pecém

As empresas de geração do Grupo EDP - Energias do Brasil, por meio da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica - APINE e da Associação Brasileira de Geração de Energia Elétrica - ABRAGEL, ajuizaram ação judicial visando a suspensão dos efeitos da Resolução CNPE nº 03/13, editada pela União, que instituiu rreito entre todos os agentes do mercado de energia elétrica de parte dos custos incorridos com a excessiva utilização de energia proveniente de fontes térmicas (petróleo, carvão e gás), em decorrência da escassez do regime de chuvas (Encargo de Serviço do Sistema - ESS).

Em 27 de maio de 2013 foi concedida liminar no âmbito das ações ordinárias em trâmite na 4ª Vara Federal do Distrito Federal, tornando sem efeito o disposto nos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 03/13, impedindo de incluí-las no rateio dos custos calculados conforme a referida resolução.

Em 05 de dezembro de 2014 foi proferida sentença de procedência, ratificando os termos da liminar. A União apresentou recurso, no qual foi negado pelo Tribunal Regional Federal - TRF em junho de 2016. Em 30 de janeiro de 2017 a União interps recurso especial. As contrarrazões foram protocoladas pela APINE em 04 de maio de 2017. Atualmente, aguarda-se julgamento do recurso.

O valor estimado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$165.739 (R\$113.902 em 31 dezembro de 2017).

#### Investco

Referem-se, em sua grande maioria, a ações descritas na nota 32.1.1.2 - Indenizações e Desapropriações, no montante em 31 de dezembro de 2018 de R\$96.524 (R\$98.299 em 31 de dezembro de 2017). A variação no exercício é decorrente, principalmente, do encerramento com êxito de processo no montante de R\$16.338, após realizado acordo entre as partes em 19 de março de 2018.

#### EDP Espírito Santo e EDP São Paulo

• Ação civil pública nº 26725-92.2009.4.01.3800, em trâmite na 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte, movida pela Associação de Defesa de Interesses Coletivo - ADIC, que pleiteia indenização por danos materiais em razão de reajuste tarifário (Parcela “A”). Nesta demanda, foi proferida decisão que determinou a exclusão das concessionárias do polo passivo da ação, sendo mantida tão somente a ANEEL. O processo encontrava-se suspenso até que, em 27 de novembro de 2013, o STJ considerou o Juízo da 3ª Vara Federal Cível de Belo Horizonte como competente para julgar todas as demandas coletivas que discutem a questão da Parcela “A”. Em 05 de abril de 2017, foi proferida sentença extinguindo o feito também em relação a ANEEL. Após julgamento que extinguiu o processo sem resolução do mérito, atualmente aguarda-se decisão do recurso da parte autora. A ação tramita apenas em face da ANEEL. O valor estimado em 31 de dezembro de 2018 da EDP Espírito Santo é de R\$63.872 (R\$53.631 em 31 de dezembro de 2017) e da EDP São Paulo é de R\$141.283 (R\$120.518 em 31 de dezembro de 2017).

• Mandado de segurança nº 0002173-26.2014.4.01.3400, em trâmite na 22ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, impetrado por Santo Antônio Energia S.A. - SAESA contra ato da Diretoria da ANEEL, objetivando suspender as obrigações de recomposição de lastro e potência e de pagamento dos encargos pelo uso do sistema de transmissão, bem como a aplicação de eventuais penalidades pelo descumprimento do cronograma da obra. Em 26 de fevereiro de 2014 foi deferido em parte o pedido de antecipação de tutela, que gerou impactos às distribuidoras de energia. Em face da referida decisão, as controladas, por meio da ABRADEE, ajuizaram o pedido de suspensão da decisão perante o STJ, que foi deferido. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado em 31 de dezembro de 2018 da EDP Espírito Santo é de R\$11.755 (R\$34.576 em 31 de dezembro de 2017) e da EDP São Paulo é de R\$13.034 (R\$20.093 em 31 de dezembro de 2017). A variação no exercício é decorrente da alteração da metodologia aplicada na contabilização dos processos.

#### EDP Espírito Santo, EDP São Paulo, Lajeado, Investco, Energest e Enerpeixe

• Ação Ordinária nº 0028271-48.2014.4.01.3400, em trâmite na 13ª Vara Federal do Tribunal Regional Federal da 1ª Região, também proposta pela SAESA contra a ANEEL com pedido de liminar para não aplicação, durante o período de motrização da UHE Santo Antônio, do Mecanismo de Redução de Energia Assegurada - MRA. A liminar não foi concedida em primeira instância. Em sede de agravo, o TRF deferiu o pedido de antecipação de tutela formulado pela SAESA, conferindo efeito retroativo, que passou a ter eficácia desde o início de março de 2012. As controladas e a ANEEL protocolaram junto ao STJ pedidos de Suspensão de Liminar que foi deferido suspendendo a mesma. Em 18 de março de 2015 o recurso proposto pela SAESA foi rejeitado pela corte especial do STJ. Em 26 de setembro de 2018 foi proferida sentença julgando improcedentes os pedidos da SAESA. Atualmente aguarda-se decisão de recurso. O valor estimado consolidado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$17.939 (R\$17.835 em 31 de dezembro de 2017).

#### Porto do Pecém

Em decorrência da situação de escassez hídrica no Estado do Ceará, o Governo do Estado por meio do Decreto nº 32.044 de 16 de setembro de 2016, estabeleceu a cobrança do Encargo Hídrico Emergencial - EHE a ser incidido sobre as indústrias termoeletricas do Estado, cobrado mensalmente com base no consumo verificado no valor de R\$7.210,00 a cada 1.000 metros cúbicos.

Em 13 de outubro de 2016 a Porto do Pecém apresentou à ANEEL requerimento administrativo com o fim de obter, cautelarmente, a aplicação de novo valor de Custo Variável Unitário - CVU da energia gerada pela UTE Pecém I, face à cobrança do novo encargo, visto que afetaria a equação econômico-financeira dos CCEARs. A ANEEL, por meio do Despacho nº 3.293 de 16 de dezembro de 2016, negou provimento ao requerimento.

A Porto do Pecém apresentou 2 demandas judiciais relativas ao EHE, sendo uma já encerrada e outra em andamento:

(i) Ação Encerrada: Ação Judicial promovida em face do Governo do Estado do Ceará e da Companhia de Recursos Hídrico - COGERH, visando obter provimento judicial tornar inexistivo o EHE. Em 2 de fevereiro de 2017 foi proferida a decisão nos autos da referida ação que deferiu o pedido de antecipação de Tutela à Porto do Pecém para afastar a cobrança do EHE, bem como a incidência da legislação que instituiu o referido encargo.

Em 24 de fevereiro de 2017 o Governo do Estado do Ceará, por meio de novo Decreto nº 32.159/17 retificou o valor do EHE de R\$7.210,00 para R\$3.101,39 a cada 1.000 metros cúbicos. Mediante o ocorrido, a Porto do Pecém realizou os pagamentos relativos aos meses retroativos (de outubro de 2016 a fevereiro de 2017) e, em 14 de março de 2017, a Porto do Pecém em conjunto com o Estado do Ceará e a COGERH protocolaram petição requerendo a extinção da ação sem resolução do mérito em virtude da perda superveniente do objeto tendo em vista a publicação de novo Decreto. Em 28 de julho de 2017 foi publicada sentença homologando a desistência e julgando extinta a ação, que teve seu trânsito em julgado em 20 de setembro de 2017.

(ii) Ação em andamento: Ação Judicial promovida em face da ANEEL em 19 de dezembro de 2016, com vistas a ter garantido o equilíbrio econômico financeiro dos CCEARs, mediante repasse do EHE ao CVU. Em 31 de janeiro de 2017 foi indeferido o pedido de liminar. Em 3 de maio de 2017 a Porto do Pecém ingressou com um novo recurso requerendo nova apreciação onde foi proferida decisão deferindo a antecipação da tutela em favor da Porto do Pecém. Atualmente o processo aguarda a sentença. Mediante os fatos, a Porto do Pecém vem reconhecendo e repassando o custo integral do EHE no CVU impactando a receita líquida em contrapartida do contas a receber. Em 11 de agosto de 2017 foi promulgado pelo governo do estado de Ceará o decreto nº32.305/17 que prorrogou o encargo por prazo indeterminado.

Em 31 de dezembro de 2018 a ação possui o valor estimado total de R\$66.509 (R\$125.803 em 31 de dezembro de 2017). A variação no exercício é decorrente da revisão das premissas envolvendo o cálculo da contingência que, anteriormente, levavam em consideração a estimativa do valor a ser pago de EHE, segundo a média histórica, passando a ser considerado o risco efetivo da ação considerando o repasse da CVU.

### 32.1.2.3 Fiscais

#### EDP - Energias do Brasil (Controladora e Consolidado)

A Companhia possui discussões administrativas e judiciais relativas à não homologação de compensações diversas e ao não reconhecimento pela RFB de saldo negativo de IRPJ, apurado nos anos calendarários de 1999/2001, originado de empresa incorporada (Magistra Participações S.A.), que totalizam em 31 de dezembro de 2018 o valor de R\$21.921 (R\$21.378 em 31 de dezembro de 2017). Os processos aguardam julgamento nas esferas administrativa.

#### EDP São Paulo

• Discussão na esfera administrativa sobre créditos de ICMS utilizados pela EDP São Paulo no período de julho a dezembro de 2003, referente a valores de “Anulação/Devolução de Venda de Energia Elétrica” no montante atualizado em 31 de dezembro de 2018 de R\$180.649 (R\$162.642 em 31 de dezembro de 2017). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda julgamento. O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09, e dos honorários exigidos pela Procuradoria Estadual na fase judicial.

• Discussão administrativa relativa à utilização de crédito de ICMS, com origem no estorno de débito de notas fiscais canceladas de 2007 e 2012, no valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 de R\$34.655 (R\$33.473 em 31 de dezembro de 2017). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda julgamento.

• Discussão judicial decorrente de execução fiscal ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de CSLL, relativa ao ano-calendário de 2009, que foi compensada com saldo de base negativa de CSLL de exercícios anteriores, acumulada pela empresa cindida AES Eletropaulo, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2018 de R\$38.273 (R\$37.430 em 31 de dezembro de 2017). A EDP São Paulo apresentou defesa e aguarda o julgamento.

• Discussões administrativas envolvendo o montante atualizado até 31 de dezembro de 2018 de R\$207.768 (R\$203.183 em 31 de dezembro de 2017), referentes às compensações não homologadas de créditos decorrentes de pagamento a maior efetuados em 2001 com relação ao IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE). A EDP São Paulo apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.

• Medida judicial relativa à COFINS do período de 1993 a 1995, em litisconsórcio com a Eletropaulo. A questão versa sobre o direito ao aproveitamento da anistia trazida pelas Medidas Provisórias nºs 1858-6 e 1858-8, concedida aos contribuintes que deixaram de recolher tributos por entendê-los indevidos. No julgamento de 2ª Instância, foi confirmado parcialmente o direito à anistia, excluindo-se a parcela atinente aos encargos do Decreto-Lei nº 1.025/69. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$75.355 (R\$74.328 em 31 de dezembro de 2017). Atualmente o processo aguarda julgamento de Recurso nos Tribunais Superiores.

• Autuações de prefeituras que exigem o pagamento de multa por suposto descumprimento de obrigações acessórias relacionadas à instalação de postes de energia elétrica bem como taxas de fiscalização de obras em logradouros públicos e preço público. O valor da contingência em 31 de dezembro de 2018 é de R\$63.187 (R\$194.046 em 31 de dezembro de 2017). A variação do exercício é decorrente da reversão do valor de R\$135.542 (R\$132.946 em 31 de dezembro de 2017) relativo à Mandado de Segurança ajuizado pela EDP São Paulo para discutir as cobranças de preço público sobre o uso de vias públicas, emitidas pelo município de Guarulhos, em agosto de 2015. No 2º trimestre de 2018 transitou em julgado a decisão favorável, cancelando a cobrança do débito exigido pelo município. Atualmente os demais processos aguardam julgamento.

#### EDP Espírito Santo

• Discussão administrativa relativa ao auto de infração lavrado pela Receita Federal, objetivando a cobrança de PIS,COFINS, IRPJ e CSLL dos exercícios de 2014 e 2015, incidentes sobre as perdas não técnicas de energia elétrica. Esse processo atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$164.452. A EDP Espírito Santo apresentou defesa e aguarda julgamento.

• A fiscalização do INSS lavrou notificações de cobrança da contribuição previdenciária versando sobre: (i) a desconsideração de autônomos e também de outras pessoas jurídicas, argumentando a existência de vínculo empregatício entre esses prestadores de serviços e a EDP Espírito Santo; e (ii) a sua incidência sobre pagamentos realizados aos segurados empregados a título de PLR e bolsa de estudos. Essas notificações atualizadas até 31 de dezembro de 2018 importam em R\$8.386 (R\$8.237 em 31 de dezembro de 2017) e atualmente aguardam decisão administrativa.

• Diversas Prefeituras: A EDP Espírito Santo discute administrativa e judicialmente a cobrança de ISSQN supostamente incidente sobre os serviços relacionados à atividade de fornecimento de energia elétrica. Inclui também a exigência do pagamento sobre o espaço ocupado pelo sistema de posteamento das redes de energia elétrica e iluminação pública. Esses processos atualizados até 31 de dezembro de 2018 totalizam o montante de R\$107.897 (R\$103.516 em 31 de dezembro de 2017). Deste montante, destaca-se o valor de R\$89.266 (R\$86.471 em 31 de dezembro de 2017) decorrente da lavratura de 123 autos de infração pelo município de Vitória objetivando a cobrança do ISSQN do período de março de 2011 a fevereiro de 2016. A EDP Espírito Santo apresentou as defesas administrativas e judiciais, as quais aguardam julgamento.

• Discussões administrativas e judiciais relativas às compensações não homologadas pela Receita Federal, com respaldo em créditos reconhecidos judicialmente, bem como de saldo negativo de IRPJ e CSLL, e decorrentes de pagamento a maior de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS efetuados em 2001 em consequência da aplicação do Parecer COSIT 26/02 (impostos sobre RTE), que somam em 31 de dezembro de 2018 o valor de R\$174.124 (R\$170.336 em 31 de dezembro de 2017). A EDP Espírito Santo apresentou as defesas, as quais aguardam julgamento.

#### EDP Comercializadora

• Ação judicial que discute a exigência de ICMS sobre operações de venda interestadual de energia elétrica, cujo débito foi quitado com redução significativa do valor em 31 de dezembro de 2018, em razão da adesão ao Programa de Anistia do Estado de Minas Gerais, resultando no montante pago de R\$.025 em dezembro de 2018 (R\$17.762 em 31 de dezembro de 2017). Atualmente o processo aguarda homologação e encerramento.

• Discussão administrativa acerca da cobrança de débitos de IRPJ, CSLL, PIS e COFINS, referente aos exercícios de 2004 a 2006, decorrentes da não homologação da compensação com créditos dos mesmos tributos. O valor atualizado desses processos em 31 de dezembro de 2018 é de R\$16.935 (R\$16.522 em 31 de dezembro de 2017). Atualmente os processos aguardam julgamento.

#### Lajeado

Discussão na esfera administrativa de autuação da Receita Federal do Brasil em 2014, que visa a cobrança de IRPJ e CSLL em decorrência da glosa de despesas com ágio gerado na aquisição de participação societária. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$110.206 (R\$88.431 em 31 de dezembro de 2017). O recurso da Fazenda foi deferido e atualmente aguarda-se o julgamento da multa pelo CARF e encerramento da fase administrativa. A Lajeado está avaliando eventual discussão na esfera judicial.

#### Enerpeixe

• Discussões administrativas relativas às compensações de PIS e COFINS não homologadas pela Receita Federal do Brasil - RFB, nos períodos de 2012 a 2015, por suposta falta de crédito em razão das DCTFs retificadoras não terem sido analisadas pela RFB, totalizando em 31 de dezembro de 2018 o valor de R\$102.938. A Enerpeixe apresentou as defesas e aguarda julgamento.

• Discussão na esfera administrativa de autuação da RFB, que visa a cobrança de IRPJ e CSLL apurados nos períodos de 2014 a 2016 por suposta falta de recolhimento. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$54.935. A Enerpeixe apresentou defesa administrativa e aguarda julgamento.

• Processo Administrativo nº 10314-726111/2014-73, objetivando a cobrança de IRPJ e CSLL do ano calendário de 2009, em razão das deduções realizadas a título de JSCP da base de apuração. A Enerpeixe obteve decisões favoráveis em primeira e segunda instância administrativa. Atualmente aguarda-se o julgamento do recurso apresentado pela Fazenda Nacional. O valor atualizado em 31 de dezembro de 2018 é de R\$19.188 (R\$18.729 em 31 de dezembro de 2017).

• Processo administrativo nº 2014/6870/500317, no âmbito da Fazenda Estadual do Tocantins, objetivando a cobrança de multa por supostas divergências de informações constantes nos registros do período de 2014. O valor atualizado até 31 de dezembro de 2018 é de R\$4.436 (R\$4.250 em 31 de dezembro de 2017). Atualmente aguarda-se julgamento da defesa administrativa.

#### Porto do Pecém

Referre-se a discussão judicial decorrente de Execução Fiscal nº 000.153777.2015.405.8100, que envolve o montante atualizado em 31 de dezembro de 2018 de R\$83.050 (R\$81.590 em 31 de dezembro de 2017), ajuizada pela União Federal, objetivando a cobrança de débitos de IRPJ e CSLL decorrentes da glosa de exclusões de determinadas receitas financeiras e variações cambiais ativas auferidas nos meses de janeiro, fevereiro e dezembro de 2009. A Porto do Pecém apresentou defesa e aguarda julgamento.

#### 32.1.3 Risco de perda remota

Adicionalmente, existem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais em andamento cuja perda foi estimada como remota. Para estas ações, o saldo de depósitos judiciais em 31 de dezembro de 2018 na Controladora é de R\$3.500 (R\$3.177 em 31 de dezembro de 2017) e nas controladas EDP São Paulo, EDP Espírito Santo, Energest, EDP Soluções, EDP Comercializadora, EDP Transmissão, EDP GRID, Porto do Pecém e Investco é de R\$54.512 (R\$36.761 em 31 de dezembro de 2017).

Considerando o disposto no item 86 do CPC 25 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes, a Companhia não necessita efetuar o detalhe das suas contingências classificadas como remotas. Entretanto, pelo fato gerador do principal estar a decorrer, sem perspectiva de término no médio prazo e dada a materialidade dos saldos, procedemos a divulgação da ação mencionada abaixo.

#### 32.1.3.1 Fiscais

A EDP São Paulo, por meio do Sindicato da Indústria da Energia no Estado de São Paulo - SindiEnergia, ajuizou em 21 de janeiro de 2011 dois Mandados de Segurança Coletivos contra a Secretaria da Fazenda do Estado de São Paulo, visando a suspensão dos efeitos dos Decretos nºs 55.421/10 e 55.867/10. Ambos os processos possuem sentenças favoráveis, confirmadas até o momento em julgamento de recurso de apelação pelo Tribunal de Justiça do Estado de São Paulo. Em 13 de maio de 2013, a Fazenda Estadual interpôs recursos aos Tribunais Superiores, os quais aguardam julgamento. O valor estimado em 31 de dezembro de 2018, nos termos dos Decretos, é de R\$535.448 (R\$471.120 em 31 de dezembro de 2017). O valor em risco sofre acréscimo expressivo em razão dos critérios de atualização da Lei Estadual nº 13.918/09.

#### 32.2 Licenças Ambientais

O montante em 31 de dezembro de 2018 Circulante e Não circulante de R\$25.062 (R\$35.510 em 31 de dezembro de 2017) refere-se a provisões dos custos necessários para atribuição das licenças prévias, de instalação e de operação das UHEs, PCHs e UTE, relativos às exigências efetuadas pelos órgãos competentes.

Os custos relativos às Licenças ambientais estão associados ao Projeto Básico Ambiental - PBA ou são adicionais a este, onde os principais itens são o reforestamento de áreas, aquisição e regularização de áreas rurais e urbanas, recomposição e melhoria da infraestrutura viária, elétrica e sanitária e a implantação de unidades de conservação. O saldo desta provisão é reconhecido pela melhor estimativa e atualizado monetariamente com base no IGP-M. As controladas realizaram o ajuste a valor presente sobre o saldo utilizando como desconto as taxas compatíveis com a natureza, o prazo e os riscos de transações similares em condições de mercado.

As licenças prévias e de instalação, obtidas na fase do planejamento e instalação dos empreendimentos, consecutivamente, são reconhecidas como custo da usina, mais especificamente como custo das barragens (usinas hidrelétricas) ou das máquinas e equipamentos (usinas térmicas), conforme Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE da ANEEL, e depreciadas pela vida útil desses imobilizados. Já as licenças de operação, obtidas para a entrada em operação comercial das usinas, são reconhecidas como ativo intangível e serão amortizadas pelo prazo que representa a vigência das licenças.

As controladas de geração, distribuição e transmissão de energia estão sujeitas a abrangente legislação ambiental brasileira nas esferas federal, estadual e municipal. O cumprimento desta legislação é fiscalizado por órgãos e agências governamentais, que podem impor sanções administrativas contra as mesmas por eventual inobservância da legislação.

Os custos associados a manutenção destas licenças permitem prevenir a ocorrência de impactos socioambientais contribuindo para a gestão dos riscos operacionais e regulatórios, além de permitirem ações socioambientais focadas no desenvolvimento sustentável.

Os desembolsos relacionados ao licenciamento ambiental ocorridos no exercício foram de R\$53.599 (R\$72.636 em 2017). Deste montante, já haviam sido provisionados e capitalizados nas rubricas de Imobilizado e Intangível o valor de R\$33.615 (R\$45.316 em 2017), relativos a proteção de biodiversidade e da paisagem e gestão e proteção do meio ambiente. Em contrapartida do resultado do exercício, na rubrica de Serviços de terceiros, foram registrados R\$19.984 (R\$27.320 em 2017), relativos a Programa de Monitoramento de Solos e Águas Subterrâneas em todas as suas instalações, e gestão de resíduos.

#### 32.3 Desmantelamento

O montante em 31 de dezembro de 2018 de R\$8.613 (R\$8.898 em 31 de dezembro de 2017), refere-se a controlada Porto do Pecém. O Desmantelamento foi constituído para fazer face à responsabilidade relativa às despesas com a reposição dos locais ocupados pela usina em seu estado original. Esta provisão foi calculada com base no valor atual das respectivas responsabilidades futuras e é registrada em contrapartida do Imobilizado (Nota 23).

Anualmente, a provisão está sujeita a uma revisão de acordo com a estimativa das respectivas responsabilidades futuras.

O cálculo do valor da provisão foi efetuado a partir dos custos obtidos com entidades externas idôneas, projetado até o fim da autorização de funcionamento da usina, com atualização pelo IGP-M, e posteriormente calculado o valor presente dessa responsabilidade à taxa de desconto de 9,0% a.a. que representava a taxa de financiamento no momento do reconhecimento.

#### 32.4 Contraprestação contingente

Refere-se à mensuração a valor justo da adquirida EDP Soluções na data de aquisição, conforme laudo de avaliação utilizado para a combinação de negócios. O preço de aquisição foi de R\$40.156, atualizados monetariamente, sendo que R\$13.996 foram pagos em 07 de dezembro de 2015 e R\$26.160 tratavam-se de contraprestação contingente a serem pagas ao anterior acionista controlador da EDP Soluções, conforme contrato de compra e venda de ações.

Os desembolsos são atualizados pela taxa de 6% a.a. acrescidos de IPCA desde a data da aquisição até a data dos pagamentos e serão liquidados conforme demonstrado a seguir: (i) R\$13.200 a serem pagos em 5 parcelas iguais, anuais e sucessivas sendo o primeiro pagamento em 31 de março de 2016; e (ii) R\$12.960 a serem pagos anualmente por meio de índices de performance atrelados ao desempenho da adquirida, também a serem pagos em 5 parcelas iguais, anuais e sucessivas sendo o primeiro pagamento em 31 de março de 2016.

	<b>Saldo em</b>		<b>Complemento</b>		<b>Saldo em</b>	
	<b>31/12/2017</b>		<b>(Reversão)</b>	<b>Atualizações</b>	<b>Pagamentos</b>	<b>31/12/2018</b>
Pagamento da aquisição	11.467			1.030	(3.771)	8.726
Performance de desempenho	10.208	(710)		265	(3.204)	6.559
<b>Total</b>	<b>21.675</b>	<b>(710)</b>	<b>1.295</b>	<b>(6.975)</b>	<b>(15.285)</b>	<b>15.285</b>
Circulante	6.810					6.002
Não circulante	14.865					9.283

### 33 Patrimônio Líquido

#### 33.1 Capital social

O Capital social da Companhia em 31 de dezembro de 2018 e 31 de dezembro 2017 é de R\$4.682.716, totalmente subscrito e integralizado, representado por 606.850.394 ações ordinárias, todas nominativas e sem valor nominal, com as principais características, a saber:

- O Capital social está representado exclusivamente por ações ordinárias e cada ação ordinária dará direito a um voto nas deliberações das Assembleias Gerais da Companhia;
- As ações são indivisíveis em relação à Companhia. Quando a ação pertencer a mais de uma pessoa, os direitos a ela conferidos serão exercidos pelo representante do condomínio;
- Fica vedada a emissão de partes beneficiárias pela Companhia;
- A Companhia está autorizada a aumentar o capital social até o limite de 1.000.000.000 novas ações ordinárias independentemente de reforma estatutária, por deliberação do Conselho de Administração, a quem competirá, também, estabelecer as condições da emissão, inclusive preço, prazo e forma de sua integralização;
- A Companhia poderá emitir ações, debêntures conversíveis em ações ordinárias e bônus de subscrição dentro do limite do capital autorizado; e
- A critério do Conselho de Administração, poderá ser excluído ou reduzido o direito de preferência nas emissões de ações, debêntures conversíveis em ações e bônus de subscrição, cuja colocação seja feita mediante venda em bolsa de valores ou subscrição pública, nos termos da lei, e dentro do limite do capital autorizado.

As ações ordinárias são classificadas como Capital social e deduzidas de quaisquer custos atribuíveis à emissão de ações, quando aplicável.

A composição do capital social está demonstrada a seguir:

	<b>31/12/2018</b>		<b>31/12/2017</b>		<b>Acionista controlador</b>
	<b>Quantidade de ações</b>	<b>% participação</b>	<b>Quantidade de ações</b>	<b>% participação</b>	
	<b>EDP International Investments and Services, S.L.</b> <sup>(1)</sup>				







## NOTAS EXPLICATIVAS EXERCÍCIOS FIMDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

Além dos contratos CCGFs, que não apresentam a prerrogativa de redução do volume contratado, a perda de flexibilidade das distribuidoras na gestão de suas sobras contratuais foi potencializada pela introdução de CCEARs de energia existente por disponibilidade nos seus portfólios, os quais também não preveem cláusula contratual específica que permita a redução do montante contratado. Em 2016 a Nota Técnica nº 109/2016 propunha o aprimoramento da Resolução Normativa nº 693/2015 permitindo criar o MCSD de Energia Nova como um mecanismo adicional para que tanto distribuidoras quanto geradoras pudessem descontratar energia no mercado regulado. Recentemente, mediante Resolução Normativa nº 833/2018, foi regulamentado o Mecanismo de Venda de Excedentes - MVE como instrumento adicional de gestão de sobra de energia para as distribuidoras. Contudo, esta nova normativa também limitou a eficiência do MCSD Energia Nova e dos contratos bilaterais na redução do nível de contratação, permitindo a utilização destes mecanismos apenas com usinas que não estejam em operação comercial.

Com a publicação do Decreto nº 9.143/2017, passou-se a reconhecer a exposição contratual involuntária das distribuidoras sempre que observada a condição do máximo esforço do agente, em razão de: (i) compra frustrada de energia elétrica em leilões de contratação; (ii) acontecimentos extraordinários e imprevisíveis decorrentes de eventos alheios à vontade do agente vendedor, reconhecidos pela ANEEL; (iii) alterações na distribuição dos CCGFs, na disponibilidade de energia e potência da Itaipu Binacional, do PROINFA e, a partir do ano de 2013, das Usinas Angra 1 e Angra 2; e (iv) exercício da opção de compra por consumidores livres e especiais. Contudo, apesar de reconhecida a exposição involuntária, os critérios de cumprimento da condição de máximo esforço do distribuidor estão em fase final de apuração na ANEEL no que se refere aos anos de 2016 em diante.

A sobrecontratação de energia, relativa ao exercício de 2018, afetou positivamente o resultado da EDP São Paulo e EDP Espírito Santo no montante total de R\$23.336.

### 39.2.2.2 Vencimento antecipado de dívidas

A Companhia e suas controladas possuem contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas (*Covenants*), normalmente aplicável a esse tipo de operação, relacionada ao atendimento de índice financeiro.

*Covenants* são indicadores econômico-financeiros de controle da saúde financeira da Companhia e das controladas exigidos nos contratos de ingresso de recursos. O não cumprimento dos *covenants* impostos nos contratos de dívida pode acarretar em um desembolso imediato ou vencimento antecipado de uma obrigação com fluxo e periodicidade definidos. A relação dos *covenants* por contrato aparecem descritos individualmente nas notas 26 e 27. Até 31 de dezembro de 2018 todos os *covenants* das obrigações contratadas foram atendidos em sua plenitude.

Além do controle de *covenants* atrelado ao risco de liquidez, existem garantias contratadas (Nota 40.2) para as rubricas de Empréstimos, financiamentos e Debêntures. Essas garantias contratuais são o máximo que a Companhia e suas controladas podem ser exigidas a liquidar, conforme os termos dos contratos de garantia financeira, caso o valor total garantido seja executado pela contraparte decorrente de falta de pagamento. Para a rubrica de Compra de Energia, as garantias estão vinculadas, em sua maioria, aos recebíveis da Companhia, passíveis de alteração decorrente de eventuais perdas de crédito nestes recebíveis.

### 39.2.3 Risco hidrológico

A energia vendida pelas controladas de geração dependem das condições hidrológicas. Adicionalmente, a receita da venda é vinculada à energia assegurada, cujo volume é determinado pelo órgão regulador e que consta do contrato de concessão. As condições conjunturais do sistema nos últimos anos, com baixas vazões e baixo armazenamento das hidrelétricas, tem provocado uma diminuição significativa da produção de energia com fonte hidráulica e aumentando os custos na aquisição de energia. A mitigação desse risco se dá pelo MRE, que é um mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos entre as usinas participantes do Sistema Interligado Nacional - SIN operado pelo ONS. Todavia, em momentos extremos de baixo armazenamento, o MRE expõe as controladas à um rateio com base no PLD, gerando um dispêndio com GSF para os geradores hidrelétricos. Para reduzir a exposição a este risco, as controladas de geração aderiram à proposta de repactuação do risco hidrológico para o montante de energia contratado no ACR, pela transferência de 92% (válidos para a UHE Luiz Eduardo Magalhães (Investco e Lajeado)) e 94% (válidos para a UHE Mascarenhas (Energest)) deste risco hidrológico remanescente para a CCRBT mediante pagamento de prêmio (Nota 17.4).

Adicionalmente, antecipando o cenário de deterioração do PLD e GSF em decorrência da piora do cenário hidrológico brasileiro, as controladas de geração implementaram algumas iniciativas a fim de reforçar as estratégias de proteção aos impactos causados pelos altos preços de energia no mercado livre, aumentando a parcela de energia descontratada de seu portfólio.

**Distribuição**  
A matriz energética brasileira é predominantemente hídrica e um período prolongado de escassez de chuva reduz o volume de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, ocasionando, além de um risco de racionamento de energia, um aumento no custo de aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação nos valores de encargos de sistema elétrico em decorrência do aumento do despacho das usinas termoeletricas, gerando maior necessidade de caixa e consequentemente de aumentos tarifários futuros para a recomposição do equilíbrio econômico-financeiro do Contrato de Concessão das controladas de distribuição.

Em relação ao risco de racionamento, para o seu monitoramento, as controladas de distribuição utilizam como ferramentas o Subcomitê de Risco Energético que tem como práticas: (i) a avaliação do cenário de oferta e demanda de energia nas diferentes regiões de atuação, das variáveis macro e microeconômicas, e as especificidades de cada mercado, em um horizonte de cinco anos; (ii) a antecipação de potenciais impactos sobre a geração de energia elétrica, de forma assegurar o suprimento de energia; (iii) minimização dos impactos na receita; e (iv) evitar o desabastecimento das concessionárias.

### 39.2.4 Risco de crédito

O risco de crédito compreende a possibilidade da Companhia não realizar seus direitos. Essa descrição está, principalmente, relacionada às rubricas abaixo:

#### Contas a receber

No setor de energia elétrica as operações realizadas estão direcionadas ao regulador que mantém informações ativas sobre as posições de energia produzida e consumida. As comercializações são geradas a partir de leilões, contratos, entre outros e esse mecanismo agrega confiabilidade e controla a inadimplência entre participantes setoriais.

Os contratos de concessão de distribuição priorizam o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas de menor densidade populacional. Desta forma, o atendimento e aceite ao novo consumidor ativo dentro da área de atuação da concessionária que presta o serviço na região é regra integrante do contrato de concessão.

Assim, para a distribuição de energia elétrica o instrumento financeiro capaz de expor a Companhia ao risco de crédito é o Contas a receber de consumidores. Contudo, as controladas de distribuição realizam abrangentes estudos para determinar a perda estimada para estes ativos.

A principal ferramenta na mitigação do risco de não realização do contas a receber de consumidores é a suspensão do fornecimento de energia elétrica aos consumidores inadimplentes. Anterior a essa etapa as controladas realizam diversos métodos de cobrança tais como cobranças administrativas, notificações na fatura de energia e via SMS, protesto junto aos cartórios, restrição de crédito junto às empresas de proteção ao crédito, entre outros. As controladas oferecem diversos canais de atendimento para facilitar o contato com o consumidor, dentre elas, *call centers*, lojas de atendimento presencial, *internet*, aplicativo, além de realização de feirões para acordos de pagamentos.

Adicionalmente, com vistas a manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a regulamentação da ANEEL prevê o repasse nas tarifas do montante de receitas não arrecadadas, transcorridos o prazo de 5 anos de cobrança, conforme regulamentação vigente por meio do módulo 2.2 do PRORET.

Em relação às controladas de geração, o risco decorrente da possibilidade das controladas apresentarem perdas advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes é considerado baixo, considerando as garantias contratuais apresentadas no âmbito dos contratos de energia no ACR.

Em relação às controladas de comercialização e serviços, o risco das controladas apresentarem perdas advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes também é considerado baixo. As controladas destes segmentos possuem uma política focada na mitigação do risco de crédito que consiste na identificação de *rating* de crédito junto ao cliente proponente, sendo atribuída uma nota para a saúde financeira da contraparte (separadas em A, B, C, D e E) que leva em consideração, dentre outros aspectos, a análise das demonstrações financeiras da contraparte associada a uma probabilidade de *default*. Para cada *rating* de crédito são estabelecidos prazos máximos de contratos e garantias financeiras, sendo que, quanto pior o *rating* da contraparte, menor serão os prazos de contratos e mais líquidas serão as garantias financeiras. Os créditos de todos estes clientes e a sua exposição aos diversos setores da economia são avaliados periodicamente, de modo a manter a diversificação de sua carteira e a diminuir a exposição ao risco.

#### Caixa, Equivalentes de caixa, Cauções e Títulos e Valores Mobiliários

A administração desses ativos financeiros é efetuada por meio de estratégias operacionais com base nas políticas corporativas e controles internos visando assegurar liquidez, segurança e rentabilidade.

Estratégias específicas de mitigação de riscos financeiros em atendimento à Política de Gestão de Riscos Financeiros do Grupo EDP - Energias do Brasil, são realizadas periodicamente baseadas nas informações extraídas dos relatórios de riscos.

As decisões sobre aplicações financeiras, também orientada pela mesma política, estabelece condições e limites de exposição a riscos de mercado avaliados por agências especializadas. A política determina níveis de concentração de aplicações em instituições financeiras de acordo com o *rating* do banco e o montante total das aplicações da Companhia e das controladas, de forma a manter uma proporção equilibrada e menos sujeita a perdas.

Em se tratando de aplicações financeiras vinculadas à CDB ou lastreadas em debêntures, a Companhia e suas controladas operam apenas com instituições financeiras cuja classificação de risco seja no mínimo A na agência Fitch Ratings (ou equivalente para as agências Moody's ou Standard & Poor's). Segue abaixo os montantes de aplicações financeiras segregadas por classificação de riscos:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2018	31/12/2017	31/12/2018	31/12/2017
Classificação da instituição financeira				
AAA	585.662	774.427	1.569.050	1.271.337
AA	318.326	46.431	427.595	117.400
A		2.447	50	4.167
	<b>903.988</b>	<b>823.305</b>	<b>1.996.695</b>	<b>1.392.904</b>

A Política de Gestão de Riscos também permite a aplicação de recursos em Fundo de Investimento Restrito cuja carteira de ativos é atrelada a Letras Financeiras do Tesouro - LFTs, emitidas pelo Governo Brasileiro, ou Operações compromissadas lastreadas em Títulos Públicos Federais, considerados de alta liquidez no mercado e de baixíssimo risco (Notas 6.2 e 7).

A Administração entende que as operações de aplicações financeiras contratadas não expõem a Companhia e suas controladas a riscos de crédito significativos que futuramente possam gerar prejuízos materiais.

#### Ativo financeiro indenizável

O saldo refere-se a valores a receber a receber a título de indenização do Poder Concedente e são decorrentes dos investimentos realizados na infraestrutura da concessionária que não serão recuperados por meio da prestação de serviços outorgados até o final da concessão. O contrato de concessão garante o direito da Companhia à indenização dos ativos de infraestrutura ainda não amortizados, desde que autorizados pela ANEEL, e apurados em procedimentos de fiscalização da agência.

#### Ativos da concessão - Transmissão

As controladas de transmissão mantêm Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão - CPST junto ao Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, regulando a prestação de seus serviços vinculados aos usuários da rede básica, com cláusula de garantia bancária, que assegura os recebimentos e mitiga o risco de inadimplência.

#### Ativos financeiros setoriais

Os ativos financeiros setoriais decorrem das diferenças entre os custos previstos pela ANEEL e incluídos na tarifa no início do período tarifário, comparados àqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Anualmente, a ANEEL revisa as tarifas das controladas de distribuição e incorpora tais ativos nas mesmas. Adicionalmente, o contrato de concessão também garante que serão indenizados às controladas de distribuição os saldos remanescentes de eventual insuficiência de ressarcimento pela tarifa em decorrência da extinção, por qualquer motivo, da concessão.

### 39.2.5 Riscos regulatórios

As atividades das controladas são regulamentadas e fiscalizadas pelas agências reguladoras (ANEEL, ARSESP, ARSP-ES etc.) e demais órgãos relacionados ao setor (MME, CCEE, ONS etc.). O Grupo EDP - Energias do Brasil tem o compromisso de estar em conformidade com todos os regulamentos expedidos, sendo assim, qualquer alteração no ambiente regulatório poderá exercer impacto sobre suas atividades.

A mitigação dos riscos regulatórios é realizada por meio do monitoramento dos cenários que envolvem as partes interessadas nos negócios da Companhia. O Grupo EDP - Energias do Brasil atua na discussão dos temas de seu interesse disponibilizando estudos, teses e experiências aos públicos formadores de opinião.

### 39.2.6 Gestão de capital

Os objetivos do Grupo EDP - Energias do Brasil ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do grupo para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo e manter a liquidez financeira adequada às empresas do Grupo.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital e a liquidez financeira, o Grupo EDP - Energias do Brasil pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas, emitir novas ações, fazer novos financiamentos, refinanciar as dívidas existentes ou vender ativos.

Em relação à estrutura de capital, a Companhia monitora o índice representado pela "Dívida Líquida Consolidada" dividida pelo "EBITDA Consolidado", cujo limite máximo é de até 3,5 vezes.

	Consolidado			
	Nota	31/12/2018	31/12/2017	
Total dos empréstimos e debêntures	26 e 27	7.458.797	6.057.679	
(-) Caixa e equivalentes de caixa	6	(2.203.392)	(1.603.153)	
(-) Títulos e valores mobiliários	7	(174.463)	(112.474)	
(-) Cauções vinculados à dívida	15	(685.442)		
Dívida líquida		<b>4.395.500</b>	<b>4.342.047</b>	
Total do Patrimônio Líquido		10.065.635	9.037.597	
Total do capital		<b>14.461.135</b>	<b>13.379.644</b>	
<b>Índice de alavancagem financeira - %</b>		<b>30,40%</b>	<b>32,45%</b>	

### 39.2.7 Processo de investigação de atos ilícitos junto à Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e suas investidas - São Manoel

Em 2016, no âmbito das investigações realizadas na Eletrobras e em suas investidas (que inclui Furnas Centrais Elétricas S.A. - Furnas controladora em conjunto da São Manoel), a Eletrobras contratou o escritório de advocacia Hogan Lovells para uma investigação independente com o objetivo de apurar a existência de eventuais práticas que afrontem a lei norte-americana anticorrupção, conhecida como *Foreign Corrupt Practices Act* ou a correspondente Lei Brasileira nº 12.846/13 em empreendimentos no setor elétrico.

Em conexão com as referidas investigações a Eletrobras solicitou à São Manoel, em 5 de novembro de 2015, que a mesma disponibilizasse acesso a seus dados e informações para fazer parte das investigações.

Apesar de não existirem indícios de envolvimento em atos ilícitos pela São Manoel, com o objetivo de atuar em conformidade com os elevados níveis de governança, integridade e transparência implementados na São Manoel nas relações com a Eletrobras e Furnas, a São Manoel autorizou esse acesso ao escritório independente Hogan Lovells em 26 de abril de 2016, assegurando os deveres fiduciários e de diligência da administração da São Manoel.

No dia 8 de outubro de 2016 foi entregue, pelo escritório independente Hogan Lovells, o relatório da investigação relativo à São Manoel com a conclusão de que os contratos de EPC da São Manoel não foram afetados pelos atos ilícitos identificados em outros contratos da Eletrobras e suas investidas.

Em março de 2017, a São Manoel recebeu notificação da Eletrobras para que fosse iniciada uma segunda fase no processo de investigação, referente ao exercício de 2016. Em maio de 2017 a São Manoel autorizou a continuação dos trabalhos e, em 5 de outubro de 2017, foi entregue a minuta do relatório da segunda fase, relativo ao processo de investigação, concluindo, mais uma vez, não haver indícios de atos ilícitos ou de "mãe lfe" em relação às ações de correção tomadas para recuperar o cronograma da obra e término do contrato de EPC anterior.

Em fevereiro de 2018, foi emitido o relatório final tendo sido mantida todas suas conclusões.

## 40 Compromissos contratuais e Garantias

### 40.1 Compromissos contratuais

Em 31 de dezembro de 2018 a Companhia e suas controladas apresentam os compromissos contratuais, não reconhecidos nas demonstrações financeiras, apresentados por maturidade de vencimento.

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem essencialmente acordos e compromissos necessários para o decurso normal da atividade operacional da Companhia e suas controladas, inclusive aqueles compromissos contratuais que ultrapassam a data final da concessão, atualizados com as respectivas taxas projetadas e ajustados ao valor presente pela taxa que representa o custo médio de capital (WACC) do Grupo EDP.

	Controladora				31/12/2017	
	2019	2020 a 2021	2022 a 2023	A partir de 2024	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	8.065	14.525			22.590	34.038
Obrigações de compra						
Materiais e serviços	36.605	23.863	1.574	11	62.053	68.218
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	43.470	54.198	7.768	738	106.174	167.765
	<b>88.140</b>	<b>92.586</b>	<b>9.342</b>	<b>749</b>	<b>190.817</b>	<b>270.021</b>

	Consolidado				31/12/2017	
	2019	2020 a 2021	2022 a 2023	A partir de 2024	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	21.048	34.635	9.162	6.996	71.841	176.314
Obrigações de compra						
Compra de Energia	5.238.899	8.243.752	6.937.869	25.055.178	45.475.698	43.528.851
Encargos de conexão e Transporte de Energia	429.477	1.142.310	1.137.194	2.420.105	5.129.086	7.721.631
Materiais e serviços	2.572.882	2.044.859	80.448	11.642	4.709.831	6.260.778
Prêmio de risco - GSF				20.942	20.942	23.810
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	506.466	665.121	299.552	188.330	1.659.469	1.490.118
	<b>8.768.772</b>	<b>12.130.677</b>	<b>8.464.225</b>	<b>27.703.193</b>	<b>57.066.867</b>	<b>59.201.502</b>

Os compromissos contratuais referidos no quadro abaixo refletem os mesmos compromissos contratuais demonstrados acima, todavia, estão atualizados com as respectivas taxas na data-base de 31 de dezembro de 2018, ou seja, sem projeção dos índices de correção, e não estão ajustados a valor presente.

	Controladora					31/12/2017	
	2019	2020 a 2021	2022 a 2023	A partir de 2024	Total	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	8.065	15.274			23.339		28.493
Obrigações de compra							
Materiais e serviços	36.605	24.943	1.760	13	63.321	55.351	
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	44.013	61.198	10.357	1.148	116.716	177.146	
	<b>88.683</b>	<b>101.415</b>	<b>12.117</b>	<b>1.161</b>	<b>203.376</b>	<b>260.990</b>	

	Consolidado					31/12/2017	
	2019	2020 a 2021	2022 a 2023	A partir de 2024	Total	Total	Total
Responsabilidades com locações operacionais	21.048	36.389	10.160	11.585	79.182	145.455	
Obrigações de compra							
Compra de Energia	5.280.798	8.976.084	8.517.620	44.286.870	67.061.372	59.168.284	
Encargos de conexão Transporte de Energia	643.022	1.286.045	1.286.045	3.215.112	6.430.224	8.438.067	
Materiais e serviços	2.572.882	2.120.955	89.878	19.507	4.803.222	5.138.361	
Prêmio de risco - GSF				55.459	55.459	14.404	
Juros Vincendos de Empréstimos, Financiamentos e Debêntures	567.288	772.791	429.340	327.706	2.097.125	1.398.953	
	<b>9.085.038</b>	<b>13.192.264</b>	<b>10.333.043</b>	<b>47.916.239</b>	<b>80.526.584</b>	<b>74.303.524</b>	

### 40.2 Garantias

Garantias	Controladora		
	31/12/2018	31/12/2017	
	<b>Limite máximo garantido</b>		
Empréstimos e financiamentos	(i) Aval de acionista, (ii) Notas Promissórias, (iii) Fiança Corporativa e (iv) Garantia Corporativa.	3.444.026	3.189.799
Debêntures	Fiança Corporativa	1.819.630	808.192
Seguro de vida	Aval de acionista	325.648	325.452
Ações judiciais	(i) Depósito Cauçionado, (ii) Fiança Bancária e (iii) Seguro garantia.	1.070.555	21.470
Compra de energia	Fiança Corporativa	90.144	408.066
Fornecedores	Fiança Corporativa		26.615
Outros	Seguro garantia	205.713	40.250
		<b>6.955.716</b>	<b>4.820.376</b>

Tipo de garantia	Modalidade		
	31/12/2018	31/12/2017	
Empréstimos e financiamentos	(i) Depósito Cauçionado, (ii) Penhor de Ações, (iii) Penhor de Direitos, (iv) Fiança Corporativa, (v) Fiança bancária, (vi) Garantias em recebíveis, (vii) Notas Promissórias e (viii) Aval do acionista.	3.526.204	3.616.857

Debêntures	(i) Fiança Corporativa e (ii) Penhor de direitos.	2.438.177	1.483.361
Seguro de vida	(i) Aval do acionista	325.648	325.452
Ações judiciais	(i) Fiança Bancária, (ii) Seguro garantia e (iii) Depósito Cauçionado.	1.076.075	938.132
Compra de energia	(i) Depósito Cauçionado, (ii) Fiança Bancária, (iii) Fiança Corporativa, (iv) Recebíveis e (v) Seguro garantia	920.337	674.070
Contrato de Arrendamento	Recebíveis	26.867	26.683
Fornecedores	Fiança corporativa	24.769	26.615
Executante construtor	Seguro garantia	200.299	200.299
Outros	(i) Depósito Cauçionado, (ii) Fiança Bancária, (iii) Garantias em recebíveis e (iv) Seguro garantia.	81.362	108.346
		<b>8.619.738</b>	<b>7.399.815</b>

## 41 Informações por segmento

Um segmento de negócio é um componente identificável do Grupo, que se destina a fornecer um produto ou um serviço individual ou um grupo de produtos ou serviços relacionados, e que esteja sujeito a riscos e benefícios que sejam diferenciáveis dos restantes segmentos de negócio.

As informações por segmentos operacionais são apresentadas de modo consistente com o relatório interno fornecido para o principal tomador de decisões operacionais. O principal tomador de decisões operacionais, responsável pela alocação de recursos e pela avaliação de desempenho dos segmentos operacionais, é a Diretoria, responsável inclusive pela tomada de decisões estratégicas do Grupo EDP - Energias do Brasil.

O Grupo EDP - Energias do Brasil desenvolve um conjunto de atividades no setor energético, com especial ênfase na geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia elétrica.

Com base no relatório interno, a Diretoria é responsável por avaliar o desempenho dos vários segmentos e decidir sobre as alocações de recursos a efetuar a cada um dos

**NOTAS EXPLICATIVAS  
EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017**

(Em milhares de reais, exceto quando indicado)

**43 Demonstrações dos Fluxos de Caixa**

**43.1 Atividades de financiamento**

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, seguem abaixo as mudanças ocorridas nos ativos e passivos decorrentes das atividades de financiamento, incluindo os ajustes para conciliar o lucro:

	2018					
	Controladora					
	Efeito não caixa					
	Variação					
	Saldo em	Efeito	Adições/	Saldo em		
	Nota	31/12/2017	caixa e cambial	baixas	Outros	31/12/2018
<b>(Aumento) diminuição de ativos de financiamento</b>						
Títulos a receber	13	26.250	(3.134)	2.975	26.091	26.091
		<b>26.250</b>	<b>(3.134)</b>	<b>-</b>	<b>2.975</b>	<b>26.091</b>
<b>Aumento (diminuição) de passivos financiamento</b>						
Dividendos	16	149.933	(355.995)	584.857	378.795	378.795
Debêntures	27	864.473	(406.126)	21.563	68.968	548.878
Ações em tesouraria	33.5	(5.393)	1.144	(489)	(4.738)	(4.738)
		<b>1.009.013</b>	<b>(760.977)</b>	<b>21.563</b>	<b>653.336</b>	<b>922.935</b>
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>982.763</b>	<b>(757.843)</b>	<b>21.563</b>	<b>650.361</b>	<b>896.844</b>

	2017					
	Controladora					
	Efeito não caixa					
	Ajuste a valor de					
	Saldo em	Efeito	Adições/	Saldo em		
	Nota	31/12/2016	caixa e cambial	baixas	Outros	31/12/2017
<b>(Aumento) diminuição de ativos de financiamento</b>						
Títulos a receber e empréstimos a receber		338.585	(7.726)	(1.965)	38.888	367.782
		<b>338.585</b>	<b>(7.726)</b>	<b>-</b>	<b>(1.965)</b>	<b>38.888</b>
<b>Aumento (diminuição) de passivos financiamento</b>						
Dividendos		284.653	(280.216)		145.496	149.933
Debêntures		1.195.699	(467.211)	15.661	120.324	864.473
Ações em tesouraria		(5.958)	986	(421)	(5.393)	(5.393)
		<b>1.474.394</b>	<b>(746.441)</b>	<b>15.661</b>	<b>- 265.399</b>	<b>1.009.013</b>
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>1.135.809</b>	<b>(738.715)</b>	<b>15.661</b>	<b>1.965</b>	<b>226.511</b>

	2018					
	Consolidado					
	Efeito não caixa					
	Ajuste a valor de					
	Saldo em	Efeito	Adições/	Saldo em		
	Nota	31/12/2017	caixa e cambial	baixas	Outros	31/12/2018
<b>(Aumento) diminuição de ativos de financiamento</b>						
Títulos a receber e empréstimos a receber		338.585	(7.726)	(1.965)	38.888	367.782
		<b>338.585</b>	<b>(7.726)</b>	<b>-</b>	<b>(1.965)</b>	<b>38.888</b>
<b>Aumento (diminuição) de passivos financiamento</b>						
Dividendos		284.653	(280.216)		145.496	149.933
Debêntures		1.195.699	(467.211)	15.661	120.324	864.473
Ações em tesouraria		(5.958)	986	(421)	(5.393)	(5.393)
		<b>1.474.394</b>	<b>(746.441)</b>	<b>15.661</b>	<b>- 265.399</b>	<b>1.009.013</b>
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>1.135.809</b>	<b>(738.715)</b>	<b>15.661</b>	<b>1.965</b>	<b>226.511</b>

	2018					
	Consolidado					
	Efeito não caixa					
	Ajuste a valor de					
	Saldo em	Efeito	Adições/	Saldo em		
	Nota	31/12/2017	caixa e cambial	baixas	Outros	31/12/2018
<b>(Aumento) diminuição de ativos de financiamento</b>						
Cauções e depósitos vinculados		12.439	667.141	269	(1.293)	7.042
		<b>12.439</b>	<b>667.141</b>	<b>269</b>	<b>-</b>	<b>(1.293)</b>
<b>Aumento (diminuição) de passivos financiamento</b>						
Dividendos		16	231.850	(522.300)	704.577	15.830
Empréstimos, financiamentos e debêntures		27	6.057.679	976.963	42.864	6.089
Ações em tesouraria		33.5	(5.393)	1.144	(489)	(4.738)

	2018					
	Consolidado					
	Efeito não caixa					
	Ajuste a valor de					
	Saldo em	Efeito	Adições/	Saldo em		
	Nota	31/12/2017	caixa e cambial	baixas	Outros	31/12/2018
<b>Acionistas não controladores</b>						
Adiantamento para futuro aumento de capital	13	850	1.350		(850)	1.350
Aumento de capital por não controladores		-	450		850	1.300
		<b>6.284.986</b>	<b>457.607</b>	<b>42.864</b>	<b>6.089 1.061.466</b>	<b>33.654 7.886.666</b>
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>6.272.547</b>	<b>(209.534)</b>	<b>42.595</b>	<b>6.089 1.062.759</b>	<b>26.612 7.201.068</b>

	2017					
	Consolidado					
	Efeito não caixa					
	Ajuste a valor de					
	Saldo em	Efeito	Adições/	Saldo em		
	31/12/2016	caixa e cambial	baixas	Outros	31/12/2017	
<b>(Aumento) diminuição de ativos de financiamento</b>						
Cauções e depósitos vinculados		20.836	1.321	785	(10.366)	1.292
Títulos a receber e empréstimos a receber		68.413			(47.349)	21.064
		<b>89.249</b>	<b>1.321</b>	<b>785</b>	<b>- (57.715)</b>	<b>1.292</b>
<b>Aumento (diminuição) de passivos financiamento</b>						
Dividendos		368.709	(425.381)		274.687	13.835
Empréstimos, financiamentos e debêntures		5.571.055	(140.807)	31.953	4.193	591.285
Ações em tesouraria		(5.958)	986	(421)	(20)	(5.393)
		<b>4.682.716</b>	<b>(232.413)</b>	<b>31.953</b>	<b>4.193 1.097.964</b>	<b>13.835 10.967.702</b>
<b>Movimento relativo às atividades de financiamento (Passivos de financiamento (-) Ativos de financiamento)</b>		<b>10.527.273</b>	<b>(798.086)</b>	<b>31.168</b>	<b>4.193 1.155.679</b>	<b>12.543 10.932.770</b>

**43.2 Transações não envolvendo caixa**

Em conformidade com o CPC 03 (R2) - Demonstração dos Fluxos de Caixa, as transações de investimento e financiamento que não envolveram o uso de caixa ou equivalentes de caixa não devem ser incluídas na demonstração dos fluxos de caixa. Todas as atividades de investimento e financiamento que não envolveram movimentação de caixa e, portanto, não estão refletidas em nenhuma rubrica da demonstração do fluxo de caixa, estão demonstradas abaixo:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Constituição de dividendos e JSCP a receber			180.421	210.121
Constituição de dividendos e JSCP a pagar			381.571	145.496
Capitalização de juros de empréstimos e debêntures ao, imobilizado, intangível e ativos da concessão			414.127	194.611
Capitalização no Intangível, no Ativo financeiro indenizável e nos Ativos da concessão relativo às contingências e licenças ambientais			38.557	8.742
Provisão para custos com licença ambiental no imobilizado, intangível e ativos da concessão			22.954	3.183
Aumento de capital com integralização de AFAC			3.628	1.048
Aumento de capital em subsidiária com integralização de mútuos			850	
Aumento de capital em subsidiária com créditos de dividendos			50.500	50.500
Aumento de capital em subsidiária com integralização de AFAC			2.447	
<b>Total</b>			<b>67.560</b>	<b>64.800</b>
			<b>631.999</b>	<b>470.917</b>

**CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO**

<b>Antônio Luis Guerra Nunes Mexia</b> - Presidente	<b>Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas</b> - Vice-Presidente
<b>Miguel Stilwell de Andrade</b> - Conselheiro	<b>João Manuel Veríssimo Marques da Cruz</b> - Conselheiro
<b>Modesto Souza Barros Carvalhosa</b> - Conselheiro	<b>Pedro Sampaio Malan</b> - Conselheiro
<b>Francisco Carlos Coutinho Pitella</b> - Conselheiro	<b>Juliana Rozenbaum Munemori</b> - Conselheira

**CONSELHO FISCAL**

<b>Adir Pereira Keddi</b> Conselheiro	<b>João Antônio de Sousa Araújo Ribeiro da Costa</b> Conselheiro	<b>Allain Brasil Bertrand Júnior</b> Conselheiro
--	---	---

**DIRETORIA ESTATUTÁRIA**

<b>Miguel Nuno Simões Nunes Ferreira Setas</b> Diretor-Presidente e de Relações com Investidores	<b>Henrique Manuel Marques Faria Lima Freire</b> Diretor Vice-Presidente de Finanças	<b>Michel Nunes Itkes</b> Diretor Vice-Presidente de Redes
<b>Luiz Otavio Assis Henriques</b> Diretor Vice-Presidente de Geração e Comercialização	<b>Carlos Emanuel Baptista Andrade</b> Diretor Vice-Presidente de Estratégia e Desenvolvimento de Negócios	

**CONTABILIDADE**

<b>André Luis Nunes de Mello Almeida</b> - Diretor de Contabilidade, Tributos e Gestão de Ativos (Corporativo)	<b>Laercio Gomes Proença Junior</b> - Contador - CRC 1SP216218/O-6
--	--

**PARECER DO CONSELHO FISCAL**

"Os membros do Conselho Fiscal examinaram o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras, a proposta da administração para a destinação do resultado, todos referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2018. Considerando ainda, o Relatório dos auditores independentes KPMG Auditores Independentes, emitiram parecer favorável, por considerarem que tratam a situação econômico-financeira da Companhia."

<b>João Antônio de Sousa Araújo Ribeiro da Costa</b>	<b>Adir Pereira Keddi</b>	<b>Allain Brasil Bertrand Júnior.</b>
--	---------------------------	---------------------------------------

**RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS**

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da  
**EDP Energias do Brasil S.A.**  
São Paulo - SP

**Opinião**  
Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da EDP Energias do Brasil S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira, individual e consolidada, da EDP Energias do Brasil S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB).

**Base para Opinião**  
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 financeiras individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

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

**(1) Valorização e classificação do ativo financeiro indenizável, ativos de concessão e do intangível (Consulte as notas explicativas 21, 22 e 24 às demonstrações financeiras) - Demonstrações individuais e consolidadas**  
As demonstrações financeiras consolidadas apresentam saldos no ativo Não circulante referentes a valores em construção (ativos de concessão) no montante de R\$391.428 mil, valores a amortizar no período da concessão (intangível) no montante de R\$ 1.517.675 mil e a valores a receber a título de indenização do Poder Concedente (ativo financeiro indenizável) no montante de R\$ 2.308.855 mil, referentes às atividades de distribuição. De acordo com a Interpretação Técnica ICP 01 (R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12), no contrato de construção de distribuição de energia está previsto que os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão dão origem a um ativo financeiro indenizável por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente e, o investimento remanescente, deve ser classificado como um intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, por meio do consumo de energia pelos consumidores. A avaliação dos investimentos entre ativo financeiro indenizável e intangível, pós período de construção (ativos de concessão), envolve complexidade e julgamento por parte da Companhia que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes envolvidos e pelos julgamentos significativos na avaliação da alocação dos investimentos entre o ativo financeiro indenizável e intangível, e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, assim como os controles e critérios de elegibilidade para valorização e registro de adições dos ativos de infraestrutura, os quais estão sujeitos à revisão e homologação pela ANEEL.

**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados ao processo de alocação dos investimentos e valorização do ativo financeiro indenizável; realização de inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício; avaliação da atualização monetária dos valores envolvidos, além de testes do cálculo da amortização do intangível. Avaliamos também as divulgações sobre o assunto nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos do ativo financeiro indenizável e do intangível, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

**(2) Reconhecimento de receita de fornecimento não faturado (Consulte as notas explicativas 8 e 34 às demonstrações financeiras) - Demonstrações individuais e consolidadas**  
Parte das receitas de vendas de energia das distribuidoras é calculada mensalmente efetuando-se a estimativa dos valores de energia fornecida aos consumidores, ainda não faturada na data do balanço, em virtude da defasagem entre a data da última leitura da medição e a data do encerramento do exercício social. Em 31 de dezembro de 2018, o valor estimado de venda de energia fornecida aos consumidores e não faturada totalizava nas demonstrações financeiras consolidadas R\$ 434.511 mil. O reconhecimento da referida receita envolve julgamento significativo pela Companhia para a estimativa de consumo do volume de energia fornecida e respectiva atribuição às diferentes classes de consumidores, índice de perda e a tarifa vigente.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria em função da relevância dos montantes e julgamentos significativos que envolvem a estimativa de consumo que podem impactar o valor das receitas e contas a receber nas demonstrações financeiras consolidadas e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais.

**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, a avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à determinação do montante da receita de fornecimento não faturado. Avaliamos as principais premissas utilizadas pela Companhia, tais como índice de perdas técnicas e não técnicas, carga real de energia distribuída no mês e tarifa média. Adicionalmente, avaliamos os dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia e efetuamos o recálculo da receita de fornecimento não faturado. Avaliamos também as divulgações da Companhia em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que os saldos relacionados ao reconhecimento da receita de fornecimento não faturado, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

**(3) Valor recuperável ("impairment") dos ativos não financeiros (Consulte as notas explicativas 3.7.1, 19, 23 e 24 às demonstrações financeiras) - Demonstrações individuais e consolidadas**  
O balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2018 apresenta nas rubricas de investimentos, imobilizado e intangível os montantes de R\$ 2.024.618 mil, R\$ 6.661.984 mil e R\$ 2.326.252 mil, respectivamente. A Companhia avalia a recuperação do valor contábil das suas unidades geradoras de caixa ("UGCs"), com base em seu valor em uso utilizando-se do método de fluxo de caixa descontado, considerando determinadas premissas, tais como taxa de desconto, projeção de receita e custos e fatores externos.

Esse tema foi considerado como um dos principais assuntos de auditoria devido ao grau de julgamento envolvido e ao impacto que eventuais alterações nas premissas de taxa de desconto, expectativa de receita e custos e fatores externos poderia ter no valor desses ativos nas demonstrações financeiras consolidadas e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas.

**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, mas não estão limitados à avaliação do desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados à elaboração das projeções do fluxo de caixa preparadas pela Companhia e aprovadas pela diretoria. Com o auxílio de nossos especialistas em finanças corporativas, avaliamos a razoabilidade das principais premissas do fluxo de caixa, tais como: taxa de desconto, expectativa de receita e custos e fatores externos usadas pela Companhia. Além disso, realizamos discussões com a administração e comparamos com informações históricas. Avaliamos também as divulgações da Companhia nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos não financeiros, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

**(4) Valor recuperável dos ativos fiscais diferidos (Consulte a nota explicativa 12 às demonstrações financeiras) - Demonstrações individuais e consolidadas**  
O balanço patrimonial consolidado em 31 de dezembro de 2018 apresenta créditos tributários sobre prejuízos fiscais, bases negativas de contribuição social e diferenças temporárias no montante de R\$ 741.134 mil, cuja realização está suportada por estimativas de lucros tributáveis futuros, preparadas por suas controladas com base em seu julgamento e suportadas em seu plano de negócios. Devido às incertezas inerentes ao processo de determinação das estimativas, tais como, projeção de receitas, custos e resultado financeiro, para as projeções dos lucros tributáveis futuros, que são a base para reconhecimento do valor recuperável dos ativos fiscais diferidos e, pelo fato que eventuais mudança nas metodologias e nas premissas utilizadas podem impactar de forma relevante o valor desses ativos nas demonstrações financeiras consolidadas e no valor do investimento registrado pelo método da equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras individuais, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
Os nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros, envolvimento de nossos especialistas de corporate finance, para auxiliar na análise e questionamentos das previsões de fluxo de caixa futuro e as principais premissas utilizadas, tais como receitas e custos, nas projeções de lucros tributáveis futuros, bem como o crescimento econômico projetado, volume e preço de venda de energia. Com o auxílio dos nossos especialistas da área tributária, avaliamos as bases de apuração em que são aplicadas as alíquotas vigentes dos tributos. Também avaliamos as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras.

Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos, consideramos que o valor recuperável dos ativos fiscais diferidos, bem como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras individuais e consolidadas relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

**Outros assuntos - Demonstrações do valor adicionado**  
As demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

**Outros assuntos - Demonstrações financeiras do exercício anterior**  
Os balanços patrimoniais individual e consolidado em 31 de dezembro de 2017 e as demonstrações individuais e consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa e respectivas notas explicativas para o exercício findo nessa data, apresentados como valores correspondentes nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do exercício corrente, foram anteriormente auditados por outros auditores independentes, que emitiram relatório datado em 27 de fevereiro de 2018, sem modificação. Os valores correspondentes relativos às demonstrações individuais e consolidadas do valor adicionado (DVA), referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, foram submetidos aos mesmos procedimentos de auditoria por aqueles auditores independentes e, com base em seu exame, aqueles auditores emitiram relatório sem modificação.

**Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras individuais e consolidadas e o relatório do auditor**  
A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.